

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

На правах рукописи

ЧЕРЕПАНОВ СЕРГЕЙ СЕРГЕЕВИЧ

**ИССЛЕДОВАНИЕ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ
ТРЕЩИНОВАТОСТИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
(на примере турне-фаменских отложений Соликамской депрессии)**

Специальность 25.00.12 - Геология, поиски и разведка нефтяных и
газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор геолого-минералогических наук, доцент
Галкин С. В.

Пермь – 2016

Содержание

Введение.....	4
Глава 1. Анализ методических подходов учета трещиноватости карбонатных коллекторов для месторождений нефти Соликамской депрессии.....	8
1.1. Характеристика фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов турне-фаменских залежей Соликамской депрессии	8
1.2. Анализ методов изучения трещиноватости горных пород.....	17
1.3. Сравнительная оценка проницаемости коллекторов порово-трещинного типа по данным ГИС и ГДИ.....	28
Выводы по главе.....	34
Глава 2. Изучение возможностей гидродинамических исследований для оценки параметров трещиноватости	36
2.1. Анализ эффективности оценки трещиноватости по КВД с применением современных программных продуктов.....	37
2.2. Анализ применимости методики Уоррена-Рута для оценки трещиноватости фаменских коллекторов месторождений Соликамской депрессии	40
2.3. Анализ применимости метода детерминированных моментов давления для оценки трещиноватости турне-фаменских коллекторов месторождений Соликамской депрессии	49
2.4. Анализ применимости метода Полларда для оценки трещиноватости турне-фаменских коллекторов месторождений Соликамской депрессии	50
Глава 3. Разработка комплексной методики оценки характеристик трещиноватости	54
по данным гидродинамических	54
исследований скважин.....	54
3.1. Разработка комплексной методики оценки характеристик трещиноватости на основе использования модели Уоррена-Рута.....	54

3.2. Оценка достоверности результатов применения разработанной методики на основе статистического анализа сопоставления геолого-промысловых характеристик	60
Выводы по главе.....	67
Глава 4. Использование разработанной методики оценки трещиноватости коллекторов при решении прикладных задач	69
4.1. Использование результатов для изучения особенностей геологического строения залежей и прогнозирования распространения коллекторов порового и трещинного типов	69
4.2. Статистическое сопоставление геолого-промысловых характеристик для зон развития поровых и трещинных коллекторов.....	77
4.3. Использование результатов для повышения достоверности геолого-гидродинамического моделирования.....	80
Выводы по главе.....	98
Заключение	99
Список использованной литературы.....	101

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время все большую часть вовлекаемых в разработку запасов считают трудноизвлекаемыми, характеризующимися неблагоприятными для извлечения геологическими условиями. Для значительной доли нефтяных залежей, приуроченных к карбонатным башкирским, турнейским и фаменским отложениям Соликамской депрессии, одним из осложняющих процесс выработки факторов является развитие зон трещиноватости коллекторов. Наличие таких зон требует особого подхода к изучению особенностей геологического строения залежей, созданию геолого-гидродинамических моделей, подбору эффективных систем разработки, контролю и регулированию процессов нефтеизвлечения. Применяемые в настоящее время подходы к изучению трещиноватости обладают рядом недостатков, и в этой связи их исследование и совершенствование представляется задачей, актуальной для теории и практики геологии нефти и газа.

Актуальность проблемы.

Актуальность проведенного диссертационного исследования определяется тем, что к карбонатным рифовым массивам турне-фаменского возраста месторождений Соликамской депрессии приурочена существенная доля запасов углеводородного сырья. При этом отличительным признаком данных залежей является наличие зон с развитой трещиноватостью коллекторов, изучение свойств которых с использованием стандартных методов, как показала практика, не всегда приводит к достоверным результатам. С учетом невысокой освещенности отложений керновым материалом, изучение особенностей геологического строения для указанных объектов является нерешенной до конца задачей. В этой связи существенно возрастает роль других способов получения информации о свойствах пласта, в том числе гидродинамических исследований скважин.

Объект исследования.

Объектом исследования являются турне-фаменские коллектора нефтяных месторождений Соликамской депрессии.

Предмет исследования.

Особенности геологического строения, фильтрационные и емкостные параметры коллекторов различных видов пустотности.

Цель работы.

Исследование и совершенствование методов оценки трещиноватости турне-фаменских отложений месторождений Соликамской депрессии с целью повышения достоверности прогнозирования распространения коллекторов и эффективности геологического обеспечения разработки нефтяных залежей.

Основные задачи исследований.

1. Анализ применяемых в настоящее время способов оценки трещиноватости карбонатных коллекторов.
2. Анализ и оценка возможностей гидродинамических исследований скважин при изучении трещиноватости турне-фаменских коллекторов месторождений Соликамской депрессии.
3. Разработка комплексной методики оценки трещиноватости турне-фаменских коллекторов месторождений Соликамской депрессии.
4. Рассмотрение возможностей решения актуальных геолого-промысловых задач с применением результатов разработанной методики.

Научная новизна.

1. На основе модели Уоррена-Рута разработана методика выделения коллекторов трещинного типа для карбонатных турне-фаменских отложений Соликамской депрессии
2. Впервые установлено, что в пределах турне-фаменских нефтяных залежей Соликамской депрессии наблюдается зональность распространения трещинных и поровых коллекторов.
3. Разработанная методика позволила для турне-фаменских эксплуатационных объектов месторождений Соликамской депрессии повысить эффективность геолого-гидродинамического моделирования с учетом выделения зон развития коллекторов трещинного типа.

Практическая значимость работы

1. Разработанная методика позволяет оценивать емкостные и фильтрационные характеристики коллекторов трещинного типа и их пространственное распространение по площади залежи нефти в любой период ее разработки, в том числе в условиях низкой освещенности керновым материалом.
2. Выявленные закономерности пространственного размещения коллекторов различных видов пустотности позволяют выработать обоснованный подход к рационализации процессов выработки запасов нефти.
3. Полученные качественные и количественные оценки параметров трещиноватости позволяют повысить эффективность геолого-гидродинамического моделирования, что показано на примере фаменской залежи нефти Озерного месторождения.

Основные защищаемые положения.

1. Методика оценки трещиноватости карбонатных коллекторов турне-фаменских отложений месторождений Соликамской депрессии по данным гидродинамических исследований скважин методом восстановления давления.
2. Установлена зональность развития трещинных коллекторов для турне-фаменских залежей нефти Соликамской депрессии.
3. Разработанная комплексная методика позволяет отслеживать изменение характеристик трещиноватости в период разработки залежей нефти.

Апробация работы и публикации.

Основные положения диссертационной работы отражены в 11 научных работах, в том числе в восьми статьях по списку ВАК; в материалах Международной научно-практической конференции «Развитие науки и образования в современном мире» (Москва, 2016).

Фактический материал.

Для достижения поставленной цели в работе использованы следующие основные материалы и данные:

- Исходные данные по 540 кривым восстановления давления (уровня) добывающих скважин месторождений Соликамской депрессии, каждая из которых обрабатывалась шестью методами;
- Литолого-фациальные модели резервуаров (для Маговского, Гагаринского и Озерного месторождений);
- Материалы подсчета запасов и проектные документы по наиболее значимым месторождениям Соликамской депрессии;
- Данные проведения стандартных и специальных геофизических исследований скважин;
- Результаты проведения рентгеномографических исследований на 30 образцах керна;
- Данные по добыче (история) скважин за весь период их эксплуатации;
- Геолого-гидродинамические модели залежей.

Структура и объем работы.

Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения. Текст изложен на 118 страницах машинописного текста, иллюстрирован 45 рисунками и содержит 9 таблиц. Список литературы включает 104 наименования.

Благодарности.

Автор выражает искреннюю признательность научному руководителю - доктору геолого-минералогических наук С. В. Галкину, а так же благодарность за консультации и поддержку в работе над диссертацией доценту кафедры «Нефтегазовые технологии» ПНИПУ И.Н. Пономаревой; а также В.А. Лобанову.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ МЕТОДИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ УЧЕТА ТРЕЩИНОВАТОСТИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ СОЛИКАМСКОЙ ДЕПРЕССИИ

1.1. Характеристика фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов турне-фаменских залежей Соликамской депрессии

Соликамская депрессия территориально расположена в северо-восточной части Восточно-Европейской платформы в пределах развития Предуральяского краевого прогиба к западу от передовых складок Урала (рис. 1.1). На данной территории открыты ряд месторождений (Гагаринское, Маговское, Озерное, Сибирское, Уньвинское, Шершнево-е и др.) с промышленными запасами нефти в отложениях нижнего и среднего карбона.

Структурный план верхнефранско-турнейских отложений определяется формированием на данной территории Добрянского прогиба, являющегося составной частью Камско-Кинельской системой прогибов (ККСП). В пределах Добрянского прогиба развиты позднедевонские рифовые сооружения, со структурами облекания которых связана нефтегазоносность (рис. 1.2). Предполагается, что рифогенные сооружения в центральной части Соликамской депрессии составляют единую крупную гряду меридионального простирания, сформировавшуюся над выступом фундамента [33, 69].

Верхнедевонско-турнейский карбонатный нефтегазовый комплекс (НГК) является одним из главных НГК региона. Региональной покрывкой комплекса является турнейско-кожимский карбонатно-терригенный флюидоупор, 50% залежей установлено в фаменском ярусе, 39% - в турнейском и 11% - во франском [45]. Пример геологического строения верхнедевонско-турнейского НГК в разрезе приведен на рисунке 1.3.

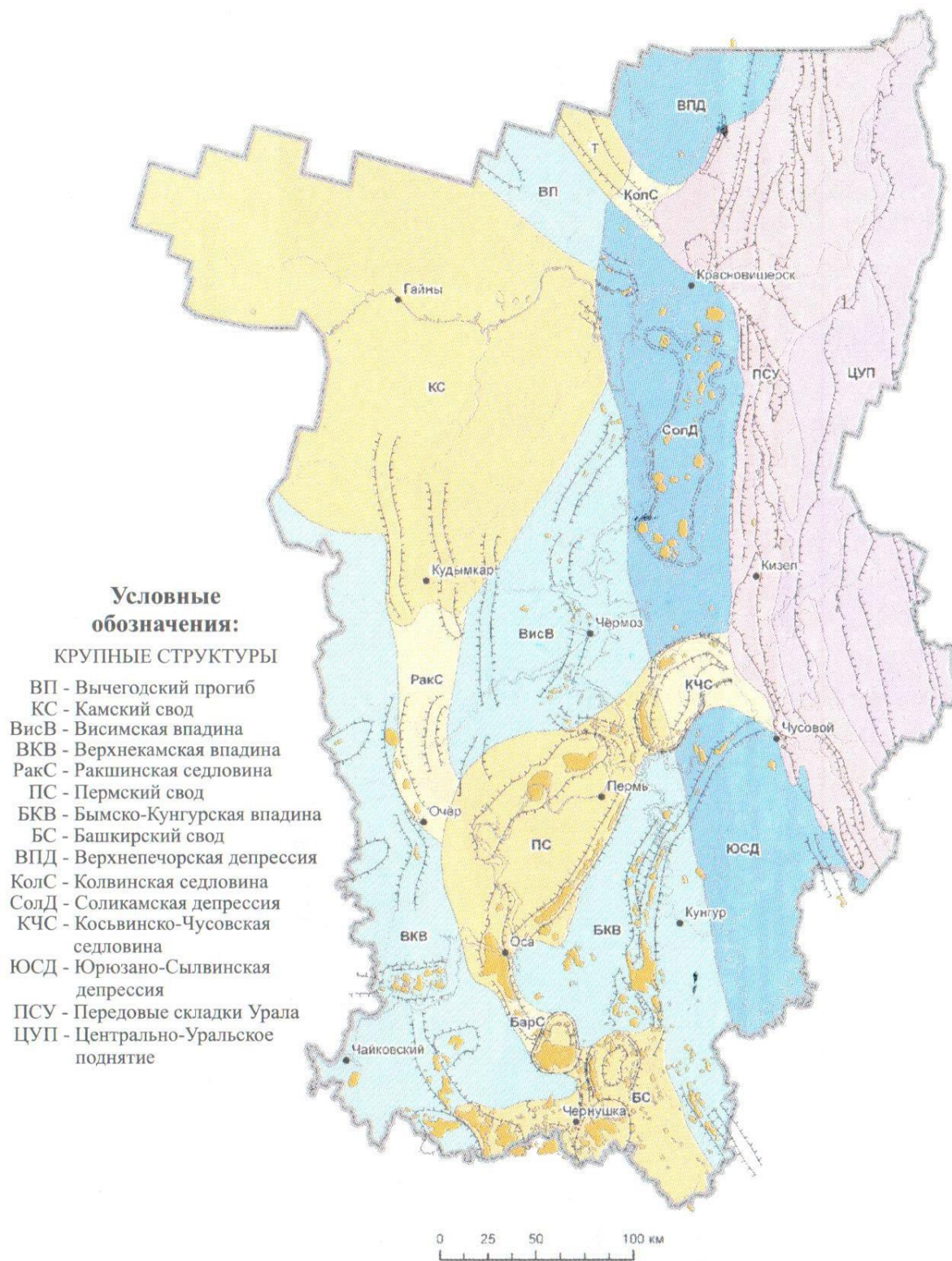


Рисунок 1.1. Сводная схема тектонического районирования Пермского края (по Р.О. Хачатрян [78] с изменениями)

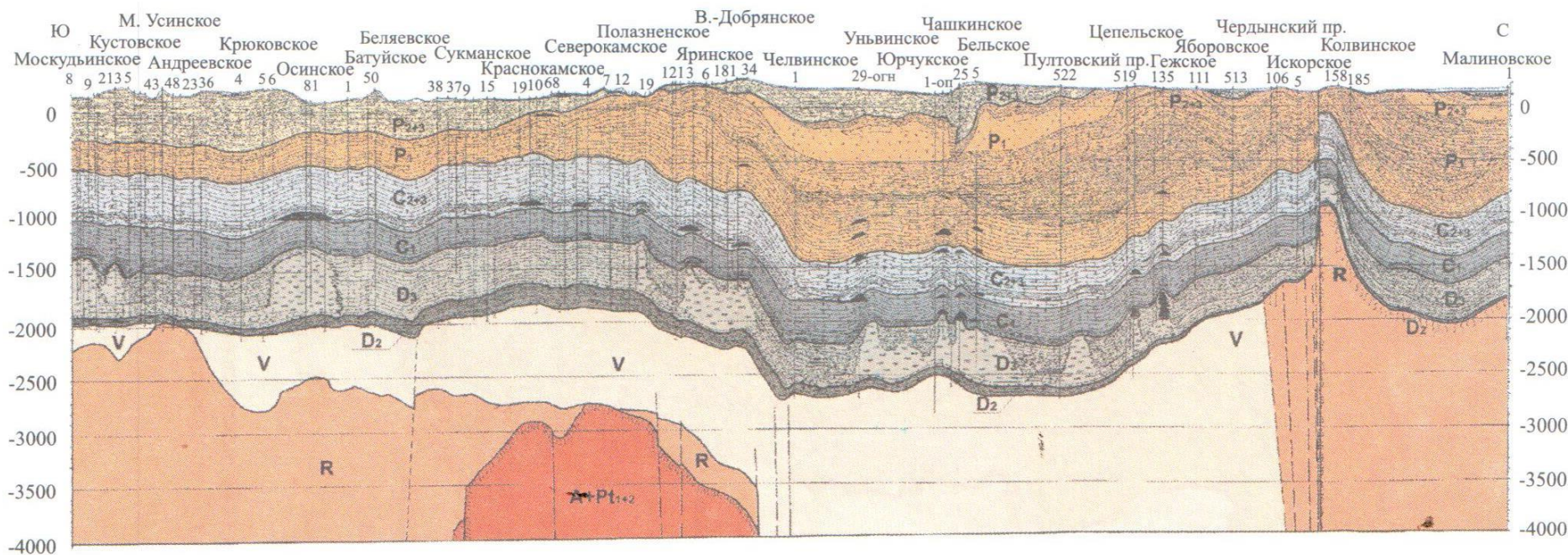


Рисунок 1.2. Региональный геолого-геофизический профиль по линии Москудя – Малиновка (по Н.Ф. Кирпилевой, В.А. Венцеславской) [45]

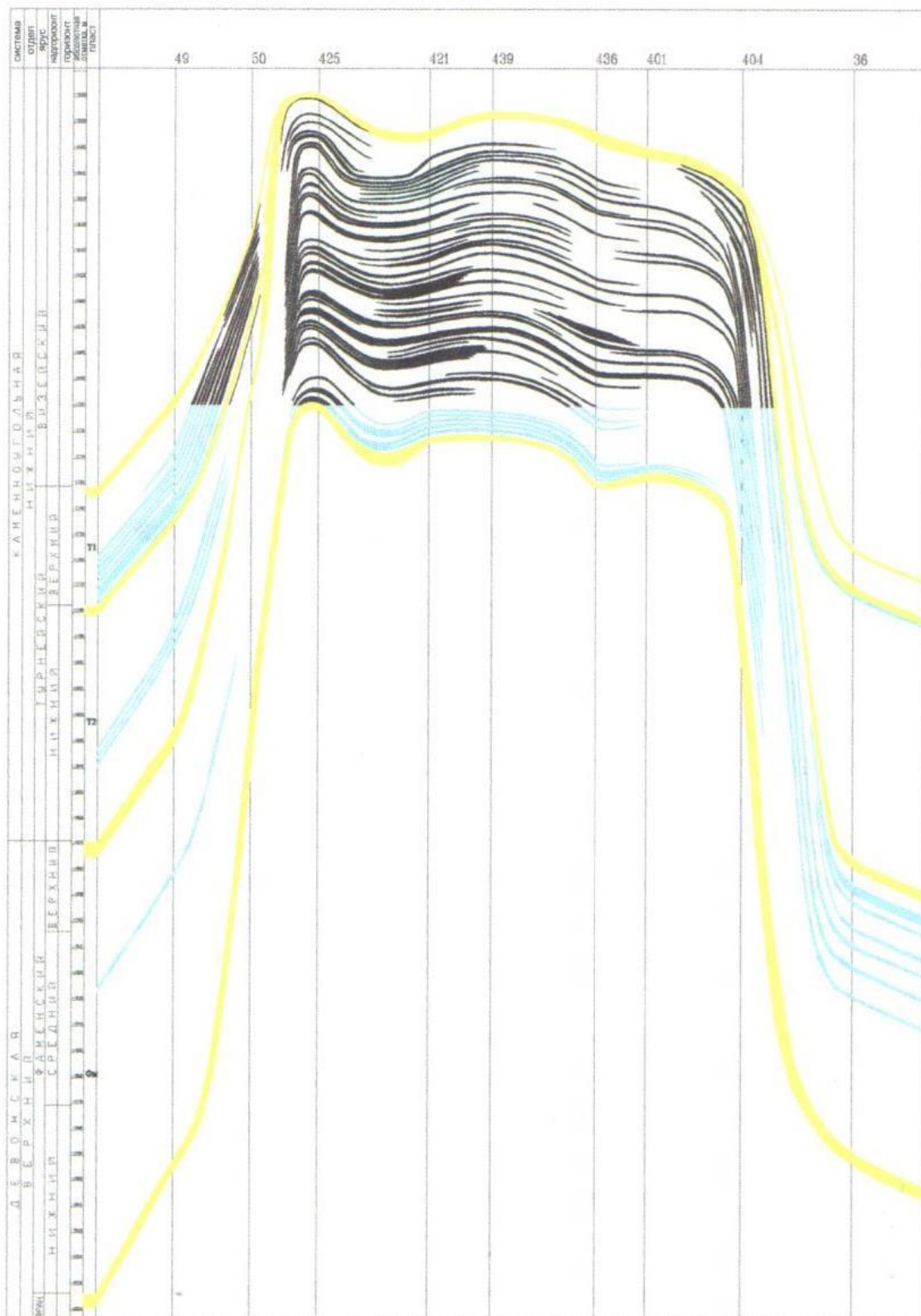


Рисунок 1.3. Схематический разрез турне-фаменских отложений по линии скважин 49-50-425-421-439-436-401-404-36 Озерного месторождения [45]

Турне-фаменские залежи Соликамской депрессии, являющиеся объектом исследований диссертации, представляют собой промышленные скопления преимущественно на участках пористых и кавернозных зон фамена, перекрытых пачкой плотных глинистых известняков, реже в турнейских отложениях. В северо-западной части турнейские отложения уничтожены предвизейской и более поздними эрозиями, которые привели к постепенному размыву отложений [45]. Для ряда месторождений при прохождении турне-фаменских отложений установлены катастрофические поглощения, что в совокупности с большими дебитами нефти является следствием развития кавернозности и трещиноватости пород.

Коллекторы весьма не выдержаны по площади и по разрезу. Для ряда месторождений значительная часть разведочных скважин, пробуренных в контуре залежи, оказывается непродуктивными. Для данного района верхнедевонские рифы являются основным продуктивным объектом, с ними связана целая группа месторождений [31].

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов характеризуются как особенностями седиментации, так и вторичными преобразованиями, которые в значительной части обусловлены первичной структурой породы. В строении разреза фаменского яруса четко прослеживается цикличность в разных фациальных зонах рифовых построек. Фациальная зональность карбонатных рифовых комплексов является важной естественной причиной неоднородности резервуаров.

В работе [8] изучены геологические особенности фациальных зон территории исследования. Согласно данным А.П. Вилесова (2007) для территории исследования фации биогерного ядра рифа в основном развиты в нижнем фамене. Основную часть циклита (толщины до 30 м) составляют плотные водорослевые разности. В кровельной пачке, уступающей по толщине нижней, наблюдается переслаивание плотных и слабопористых известняков рифового мелководья [8].

Циклиты верхней части шлейфа рифа изменяются по толщине от 8 до 15 м - в среднем фамене и от 15 до 35 м - в нижнем фамене. Плотные и практически

непроницаемые водорослевые известняки образуют нижнюю пачку. Верхняя пачка сложена пористыми и проницаемыми породами с подчиненными прослоями водорослевых известняков [10].

В нижнем и среднем фамене для циклитов зоны нижней части тылового шва рифа нижняя пачка сформирована плотными и практически непроницаемыми массивными водорослевыми известняками (от 4 до 8 м). В верхней пачке (толщины от 5 до 25 м) наблюдается переслаивание слабопористых преимущественно детритовых разностей с присутствием маломощных прослоев пористых пелоидных и олоидных известняков [8].

Для зоны передового склона рифа характерен более полный разрез, нередко с присутствием образований верхнефаменского подъяруса. Верхнефаменские циклиты (толщины от 4 до 8 м) представлены переслаиванием плотных детрито-шламовых и слабопористых ооидных карбонатов. Средний фамен (толщина до 48 м) сложен толщей неравномерно брекчированных известняков, с тенденцией глинизации материала к подошве циклита. В верхней части нередко встречаются пористые и хорошо проницаемые ооидные известняки [8].

В целом коллекторы порового типа для территории исследования преимущественно сложены известняками со сгустковой и комковатой структурами, а также детритовыми и детрито-биоморфными. Детрит фораминиферовый, водорослевый, комки образованы в результате грануляции органических остатков. Цемент кальцитовый разнозернистый, регенерационный и поровый, в количестве 7-15%, поры величиной 0,03 - 0,5 мм межформенные, часто отмечаются каверны [24, 25].

Известняки из интервалов без наличия порового коллектора обычно хорошо сцементированы (от 20 до 40% кальцитового цемента), часто трещиноваты. Для ряда месторождений трещиноватость обнаружена почти в 40% исследованных известняков, причем в основном в неэффективной по данным ГИС части разреза. Такие интервалы представлены преимущественно плотными, крепкими, массивными известняками и доломитами. Межзерновая проницаемость по результатам керновых исследований согласно работе [18] в них крайне мала и

варьирует в пределах от $7 \cdot 10^{-6}$ до $1,74 \cdot 10^{-3}$ мкм². Тем не менее, из этих объектов получают фонтанные притоки нефти и газа, что объясняется микро- и макротрещиноватостью пород. В целом преимущественно для зон отсутствия порового коллектора характерны процессы выщелачивания и интенсивная кавернозность [50].

Микротрещиноватость развита повсеместно в виде как зияющих (в среднем на 0,05 мм в ширину), так и выполненных глиной, кальцитом, ангидритом и темным твердым битумом трещин, ориентированных преимущественно вертикально или под углом (до 75–80°) к напластованию [18].

Макротрещины по данным керна распространены значительно реже. Это вероятно связано с тем, что густо рассеченные трещинами разности пород легко раскалываются. Согласно оценке из работы [18] вынос керна часто для них не превышает 10%. В фаменских отложениях макротрещины зачастую переходят в зияющие каверны, образуя зоны поглощений бурового раствора. По результатам исследований наклономером НИД-1 в ряде случаев выявлено направление систем трещин, в частности, в турнейских отложениях Восточно-Соликамской площади на север и северо-восток [18].

С учетом обобщения всей информации по турне-фаменским залежам Соликамской депрессии В.Д. Викториним в работе [7] сделан вывод о распространении на территории исследования, в том числе, коллекторов трещинного типа, что предопределяет влияние системы трещин на процессы нефтеизвлечения.

Исследования многих учёных [5, 7; 11; 44; 46; 53; 62; 73] свидетельствуют об уменьшении для коллекторов трещинного типа пористости и абсолютной проницаемости, вызванное сжатием среды при понижении пластового давления. Согласно теоретическим представлениям, при постоянной пористости матрицы пористость системы трещин имеет экспоненциальную зависимость от давления, уменьшаясь до критического значения при боковом горном давлении.

В работе [75] представлены результаты экспериментальных исследований керна месторождений Соликамской депрессии, согласно которым при изменении

эффективного напряжения диапазоны пористости варьируют в интервале до 3%, проницаемости – до 12%. Согласно расчетным данным В.Д. Викторина [5] в условиях реальных условиях разработки нефтяных залежей изменение абсолютной проницаемости по отношению к начальным значениям может достигать существенно больших величин. С учетом этого, например в работе [87] при модельных расчетах для карбонатных коллекторов одного из месторождений Соликамской депрессии изменение абсолютной проницаемости достигало 87%, при ограничении изменения пористости в 3%.

Таким образом, задача достоверной оценки фильтрационно-емкостных характеристик карбонатных турне-фаменских коллекторов Соликамской депрессии с учетом их трещинной составляющей имеет важный практический смысл. Для практических рекомендаций для освоения трещиноватого коллектора крайне важным также является изучение влияния динамики пластовых условий на емкостные и фильтрационные характеристики трещинного коллектора.

Анализ геолого-технологических данных по ряду месторождений Соликамской депрессии проведенный в работе [7] показывает, что трещинные карбонатные коллектора подвергаются значительной динамической деформации в процессе разработки. В работе [11] для турне-фаменских объектов по данным сопоставления интервалов коллекторов с результатами расходомерии пластов установлены высокие погрешности в определении работающих толщин, что увязано с влиянием трещиноватости разреза. В работе [62] отмечены объективные сложности прогноза продуктивности пластов и показателей разработки для турне-фаменских трещиноватых объектов на основе стандартных подходов для коллекторов порового типа.

В настоящее время проектирование разработки нефтяных месторождений осуществляется на основе трехмерных геолого-гидродинамических (фильтрационных) моделей залежей. Результаты моделирования позволяют оценить влияние неоднородности коллекторов в объеме залежи на фильтрационные процессы и добычу нефти, имеют практическое значение при проектировании и оптимизации разработки месторождений.

В отличие от поровых терригенных коллекторов, карбонатные породы в большей степени подвержены фациальной изменчивости. В работе [13] на основе распределения проницаемостей карбонатных коллекторов месторождений Соликамской депрессии сделан вывод о высокой изменчивости коллекторских свойств по площади с их контролем в значительной степени принадлежностью к различным фациям. Для моделирования фильтрации в поровых коллекторах, где фильтрацию в основном определяет один вид пустотности, можно использовать математическую модель единичной пористости. Методический подход к этой задаче подробно рассмотрен в работе [1].

В значительной степени усложняется задача распределения проницаемости коллекторов при их трещиноватости. В настоящее время специализированные программы гидродинамического моделирования позволяют учитывать особенности фильтрации коллекторов трещинного типа. При развитии в пласте системы макротрещин обычно используется модель двойной пористости / проницаемости с двумя видами пустотности [14; 93]. При гидродинамическом моделировании трещинный коллектор представляется как матрица, разделенная на блоки системой трещин. Общая абсолютная проницаемость трещиновато-пористой среды упрощенно рассматривается как сумма проницаемостей матрицы и системы трещин.

Численный эксперимент, проведенный в условиях однофазной фильтрации в трещиновато-пористой среде [72] показал взаимное влияние давлений на свойства компонент среды и необходимость учета этого при моделировании фильтрации. В работах [100, 101] предложена комплексная методика оценки изменения емкости и проницаемости трещиноватого коллектора к изменению давления, основанная на аналитическом и численном моделировании притока жидкости к скважине. Исходными данными для анализа при этом являются результаты гидродинамических исследований скважин [101].

Выделение трещинной составляющей в процессе фильтрации, в том числе, позволяет использовать как приемы по модификации относительных фазовых проницаемостей в рамках модели единичной пористости [68, 87, 88], так и

подходы на основе моделей двойной пористости / проницаемости [100]. Возможности использования моделей единичной пористости и двойной пористости / проницаемости, а также взаимное сопоставление этих методических подходов детально рассмотрены например в работе [73].

Таким образом, в условиях коллекторов порово-трещинного типа, в том числе, необходима оценка влияния фильтрации флюидов по системе трещин. При построении геолого-гидродинамических моделей залежей главной задачей здесь является задача разработки различных методических подходов при оценке проницаемостей в поровом и трещинном коллекторе.

1.2. Анализ методов изучения трещиноватости горных пород

В настоящее время существует ряд методов оценки трещиноватости горных пород; каждый из них характеризуется своими особенностями [74]. В настоящей главе приведена характеристика наиболее распространенных методов оценки трещиноватости, сделаны попытки установить условия их эффективного применения для условий карбонатных турне-фаменских залежей нефти Соликамской депрессии.

При исследованиях на керне одним из наиболее распространенных способов изучения трещиноватости горных пород является метод исследования шлифов [17, 20, 51, 94, 102]. Приемлемая достоверность метода достигается за счет статистической обработки значительного количества проведенных исследований [54], что обуславливает высокую трудоемкость метода при определении характеристик пласта в целом.

В качестве примера на рисунке 1.4 приведены сканированные изображения шлифов турне-фаменских отложений Шершневого месторождения (скв.79, карбонатные отложения турне-фаменского возраста).

Из рисунка видно, что в данных отложениях присутствуют коллектора с развитой трещиноватостью (рис. 1.4, а, б, в) и чисто порового типа (рис. 1.4, г, д). То есть метод шлифов позволяет визуально наблюдать как структуру порового

коллектора, так и развитие в них процессов трещиноватости. Проанализировав мнения различных исследователей (К.М. Донцов, Ф.И. Котяхов, А.С. Некрасов) о методе шлифов при оценке трещиноватости, можно сделать выводы об основных его преимуществах и недостатках (табл. 1.1).

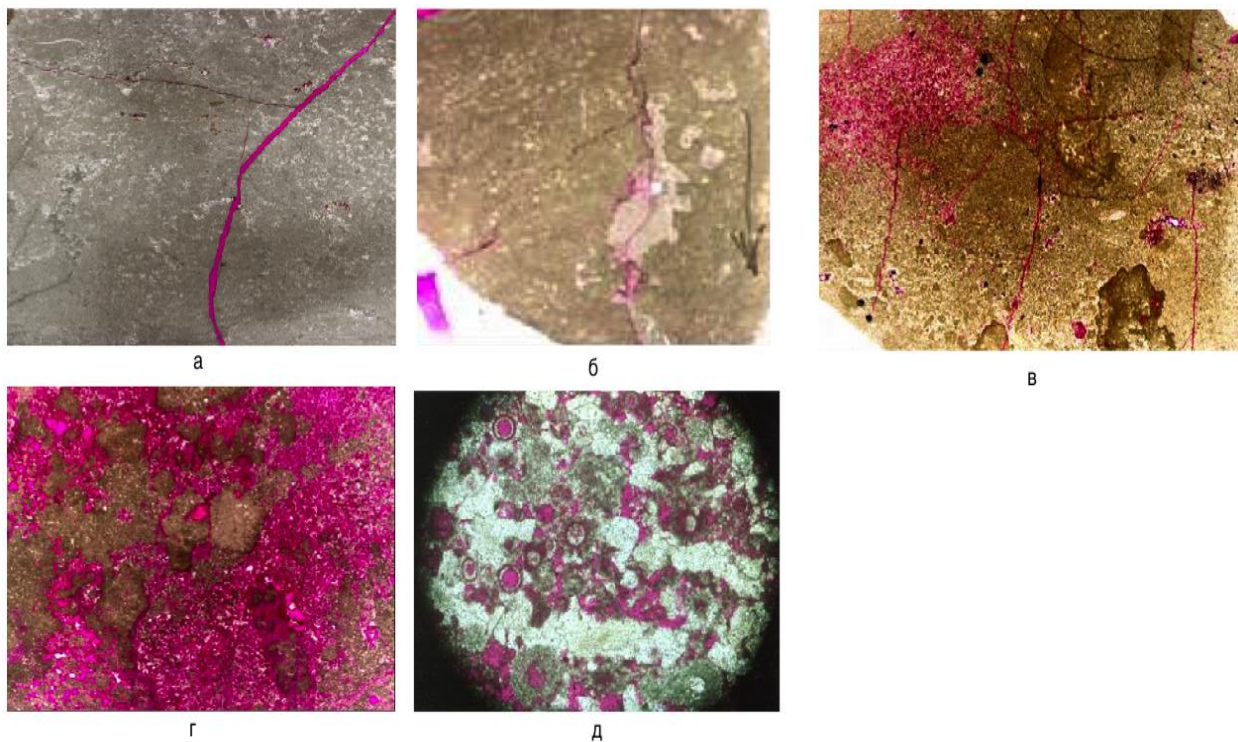


Рисунок 1.4. Снимки шлифов сканированием. Шершневское месторождение

Таблица 1.1

Преимущества и недостатки метода шлифов

Преимущества	Недостатки
1. Метод прямых наблюдений	1. Шлифы сложны в изготовлении. Значительная трудоемкость исследований
2. Однозначность интерпретации полученных результатов	2. Применим только для оценки микротрещиноватости
3. Не требует дорогостоящих компьютерных программ	3. Выявленные трещины могли образоваться при разбуривании
	4. Зависимость от освещенности месторождения керном
	5. Полученная информация характеризует только начальное состояние объекта

Таким образом, метод шлифов в силу своих неоспоримых преимуществ должен быть использован при изучении трещиноватости, однако в комплексе с ним обязательно использование других методик. В целом, к основным недостаткам методов изучения трещиноватости на керне необходимо отнести невысокую освещенность разреза представительным керном и невозможность изучения на керне трещин больших размеров.

Наряду с методом исследования шлифов, необходимо рассмотреть возможности оценки трещиноватости коллекторов с помощью методов геофизических исследований скважин (ГИС).

При геофизических исследованиях для залежей Пермского края в стандартный комплекс ГИС входят: методы радиоактивного каротажа (ННК-т, ГК, ГК-п), боковое каротажное зондирование (БКЗ), кавернометрия (ДС), микрозондирование (МКЗ), боковой (БК) и микробоковой (МБК) каротаж, индукционный (ИК) и акустический (АК) каротаж, акустическая цементометрия (АКЦ), инклинометрия.

Работы по совершенствованию методов ГИС в области изучения трещиноватости продолжаются. Так, оценке трещиноватости низкопористых карбонатных коллекторов посвящена работа [35], в которой предложена методика интерпретации стандартного комплекса ГИС и способы волнового акустического каротажа. На основе использования результатов применения стандартного комплекса ГИС в работе [34] разработан метод оценки трещиноватости турне-фаменских отложений; достоверность результатов которой оценена в том числе путем сопоставления с материалами по опробованию скважин и изучению керна.

Вместе с тем, достоверность изучения трещиноватости турне-фаменских залежей стандартным комплексом ГИС представляется сомнительной. Под сомнение возможности данных методов в части выделения и изучения трещиноватости коллекторов ставят К.М. Донцов, С.О. Денк и многие другие ученые. Так, по данным [32], достоверность выделения карбонатных коллекторов и оценки продуктивности приуроченных к ним залежей промыслово-геофизическими методами не превышает 50%; и ни один современный

промыслово-геофизический метод в отдельности не в состоянии повысить степень достоверности изучения карбонатных коллекторов трещинного типа. В работе [20] отмечается, что для достоверного определения относительного сопротивления нефтенасыщенных трещиноватых пород необходимо привлекать значительно больший, чем это делается на практике, объем кернового материала.

Неоднозначность результатов проведения стандартного комплекса ГИС обусловила разработку так называемых специальных методов. Широкое распространение в современной практике получило применение пластового имиджера – электрического сканера FMI, позволяющего регистрировать имиджи микробокового каротажа в скважинах, заполненных раствором на водной основе [77] и микросканера MCI. Эти методы признаны наиболее информативными при решении задачи оценки трещиноватости коллекторов на основе опытно-промышленных работ на двух разведочных площадях Пермского края [85]. Подробная характеристика метода приведена в [77], в соответствии с которой метод характеризуется следующими особенностями:

- за природную трещиноватость ошибочно могут быть выделены техногенные трещины;
- глубина исследования составляет не более 10 мм
- ограничения по типу применяемого бурового раствора (только на водной основе);
- трудно различимы трещины с высокой и низкой проводимостью.

Кроме этого, как и все методы оценки трещиноватости по ГИС, электрический сканер может применяться только в открытом стволе, что затрудняет исследование трещиноватости в обсаженной скважине в любой последующий период ее эксплуатации.

Тем не менее, понимая важность и актуальность исследований по оценке трещиноватости и необходимость изучения возможностей специальных методов, в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» принято решение о проведении исследований скважин этими методами.

Ниже приведены результаты обобщения опыта проведения различных методов ГИС на примере пласта Т-Фм Маговского месторождения, который в плане изучения трещиноватости карбонатных коллекторов является типичным для Соликамской депрессии.

Скважина 112 Маговского месторождения. В интервале 2245.4 - 2556.8 м в пределах карбонатной толщи проведены исследования методами ГК, ННК, ГГК-П, АК, ДС, БК и МБК специалистами ОАО ПНГ. В результате отмечено, что применение методики выделения трещинных коллекторов, разработанной в ОАО ПНГ, затрудняют высокие УЭС, что требует использования приборов электрометрии, способных достаточно точно измерить высокие УЭС. Особенности разреза были учтены тем, что интерпретация выполнена как по показаниям БК, так и МБК (в предположении насыщения прискважинной зоны фильтратом бурового раствора с минерализацией 0.06 Омм). При этом интервалы, выделенные по МБК охарактеризованы как «возможный трещинный коллектор».

Также на скважине проведены исследования методом волнового акустического каротажа (приборы МАК-2, МАК-3 (ОАО ПНГ) и АВАК-11 (ООО «Нефтегазгеофизика»)).

По итогам проведения исследований высокопроницаемых трещинных коллекторов не установлено, а коллекторские свойства карбонатных отложений в исследуемом интервале обусловлены, главным образом, наличием порово-кавернозных коллекторов невысокой пористости.

Скважина 135 Маговского месторождения. На скважине проведены исследования прибором компании Schlumberger SonicScanner – GR; в результате выделены интервалы с четко выраженными признаками акустической анизотропии, возможной причиной которой является естественная трещиноватость породы.

Скважина 116 Маговского месторождения. Проведение исследований методами АК, БК, ГГК-П, ДС, МКЗ и РК компанией ОАО «ПНГ» с последующей интерпретацией позволило установить, что коллекторские свойства исследуемого интервала обусловлены, главным образом, наличием коллекторов кавернового

типа. Также на этой скважине ООО «ТНГ-Групп» провели и интерпретировали исследования с помощью микросканера (МСИ). Трещиноватость коллектора также не установлена, в интервале исследования скважины встречается лишь небольшое количество проводящих трещин, выделены залеченные и индуцированные трещины. Выделенные проводящие трещины обладают очень низкими фильтрационными свойствами. Результаты обработки имиджеров МСИ показывают, что большое количество трещин заполнено глинистым либо карбонатным материалом и являются непродуктивными, поэтому вносят незначительный вклад в пористость залежи. В интервале 2191-2436 м выделено всего 98 трещин. Результат статистической обработки показывает, что преимущественная направленность трещин является юго-западной, угол наклона трещин находится в диапазоне $3.1^{\circ} - 78.6^{\circ}$.

Скважина 103 Маговского месторождения. ГИС в открытом стволе пробуренной нагнетательной скважины выполнен в комплексе: БК, ВАК, ГГК-П, ДС, МБК, РК и ЭМС (КарСар МС-110). По результатам интерпретации комплекса ГИС коллекторские свойства исследуемого интервала обусловлены наличием коллекторов кавернового и трещинного типов, выделен интервал трещиноватости.

Скважина 114 Маговского месторождения. На скважине проведены исследования с применением многозондового акустического каротажа (MPAL). В результате проведенного анализа выделены интервалы с максимальным значением коэффициента анизотропии, которые в большей степени связаны с изменением упругих свойств горных пород, а не с наличием вертикальных трещин. На этой же скважине проведены исследования акустическим методом, выделены интервалы «возможного трещинного коллектора».

Скважина 135 Маговского месторождения. На скважине проведен каротаж комплексом Sonic Scanner – GR, выделены интервалы с признаками акустической анизотропии, в качестве наиболее вероятной причины названа естественная трещиноватость коллектора.

Скважина 100 Маговского месторождения. Проведение комплекса ГИС (БКЗ, БК, ИК, МБК, ДС, ГК, ННК_Т, ВАК, ГГК-п) позволило установить тип коллектора и исследованной части разреза и выявить участки трещиноватости.

Скважина 129 Маговского месторождения. Проведены исследования с целью выявления интервалов трещиноватости, определения свойств пород и опробования новых методов каротажа: ГГКЛП (прибор ЗГГКЛП-К-80) и ВАК-Д (прибор АВАК-11). По результатам каротажа интервал представлен известняками кавернозными, трещиноватыми. Трещиноватость оценена по ВАК, но отмечается, что корреляция акустических признаков трещиноватости с интервалами, выделенными по комплексу ГИС, слабая. При этом исследователи (ОАО «ПНГ») считают основным методом выделения трещинных коллекторов в карбонатном разрезе разработанную ими методику, а акустические признаки трещиноватости считают вспомогательными.

Скважина 112 Маговского месторождения. Окончательный каротаж стандартным комплексом позволил исследователям сделать вывод о том, что коллекторские свойства карбонатных отложений в исследуемом интервале обусловлены, главным образом, наличием порово-кавернозных коллекторов невысокой пористости, приуроченных к верхней части разреза. Вероятно трещиноватые интервалы выделены только по ВАК.

Скважина 205 Маговского месторождения. Проведение стандартного комплекса ГИС и волнового акустического каротажа позволило установить кавернозный и трещиноватый типы коллектора. Однако изучение разреза микросканером (МСИ) не выявило проводящих трещин, установлен поровый и кавернозно-поровый тип коллектора.

Таким образом, обобщение информации по интерпретации стандартных и специальных методов ГИС для пласта Фм Маговского месторождения показало, что различные способы оценки трещиноватости показывают неоднозначные, порой противоречивые результаты при изучении одних и тех же интервалов геологического разреза.

Большинство исследователей (С.О. Денк, К.М. Донцов, Ф.И. Котяхов и др.) в качестве основных при изучении трещиноватости рекомендуют гидродинамические исследования скважин (ГДИ). При этом одним из признаков трещиноватости может рассматриваться выпуклость индикаторной диаграммы к оси дебитов. Однако существует целый ряд факторов, которые также приводят к искривлению индикаторной диаграммы (инерционная составляющая фильтрационного сопротивления, разгазирование нефти), и разделить достоверно влияние каждого из них на форму индикаторной диаграммы (ИД) сложно. Эти выводы для объектов исследования подтверждены автором в работе [20], где в ряде случаев установлена выпуклость ИД к оси дебитов из-за высокой газонасыщенности пластовой нефти. Следует учесть, что к искривлению ИД также приводит и изменение раскрытости трещин при изменении забойного давления (М.И. Кременецкий, 2012).

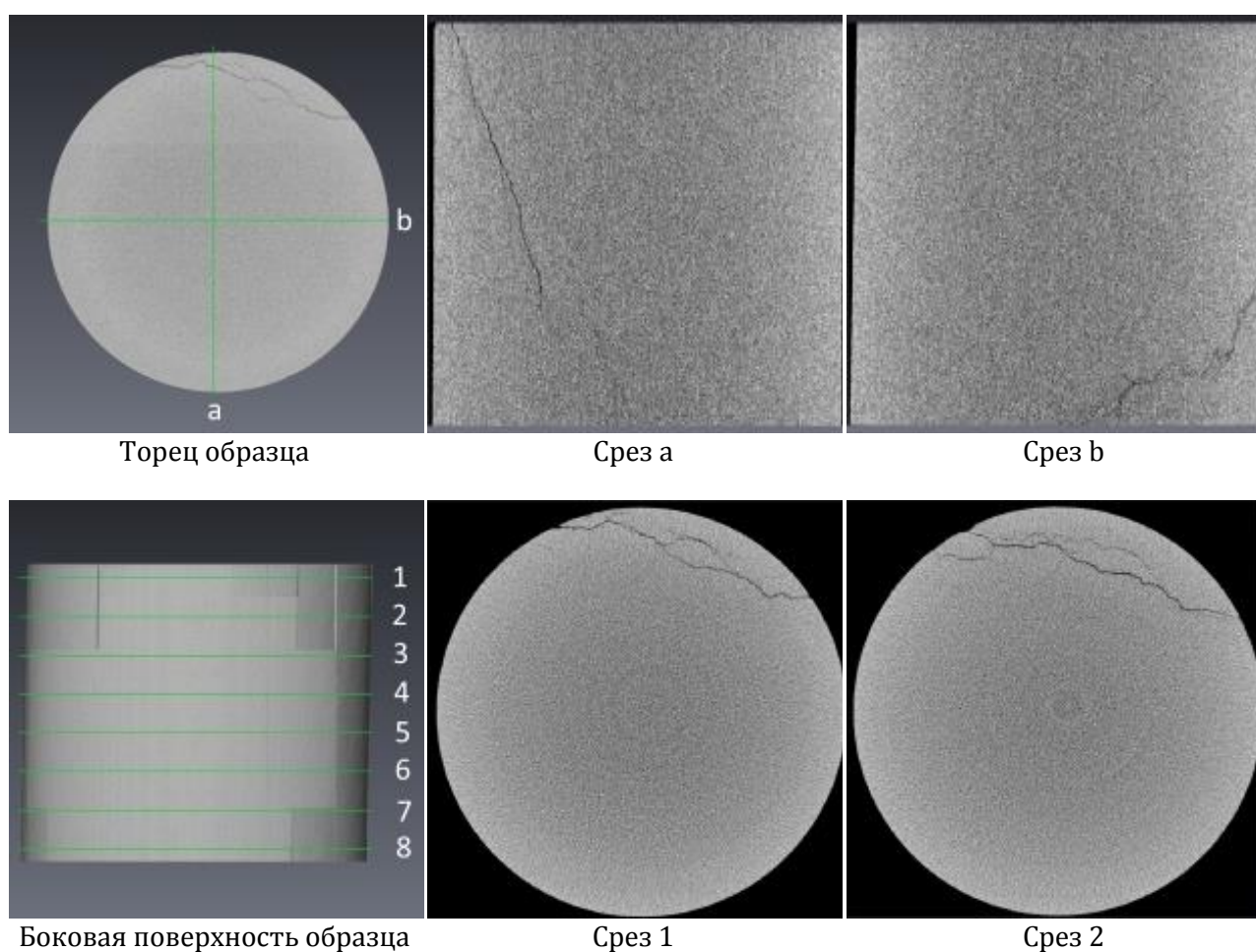
По мнению автора диссертации значительно более перспективными для оценки трещиноватости коллекторов представляются исследования методом восстановления давления. В работе М.А. Жданова [26] в качестве основных преимуществ таких исследований отмечены их сравнительная простота, возможность применения в обсаженных и необсаженных скважинах. Также М.А. Жданов указывает на необходимость промысловой проверки гидродинамических методов [26]. Вероятную успешность данного метода для оценки трещиноватости также отмечает С.О. Денк в работе [18].

В качестве дополнения к исследованиям методом восстановления давления при изучении трещиноватости целесообразным представляются томографические исследования керна. Данный метод неразрушающего исследования внутренней структуры объектов использован автором для оценки трещиноватости турнефаменских коллекторов Соликамской депрессии в работах [82; 104].

На рисунках 1.5, 1.6 приведены примеры из работ [82, 104] с выделением трещин методом рентгеновской томографии для керна из нефтенасыщенной части разреза. Трещиноватость коллектора в зоне дренирования скважин подтверждена

специальными геофизическими и гидродинамическими исследованиями, а также описанием шлифов.

Таким образом, по мнению автора диссертации, при моделировании разработки карбонатных залежей Соликамской депрессии более правомерен подход оценки трещиноватости методом восстановления давления, который должен комплексироваться с исследованиями на керне и ГИС. Рассмотрению возможностей оценки трещиноватости методом восстановления давления посвящена вторая глава диссертационной работы.



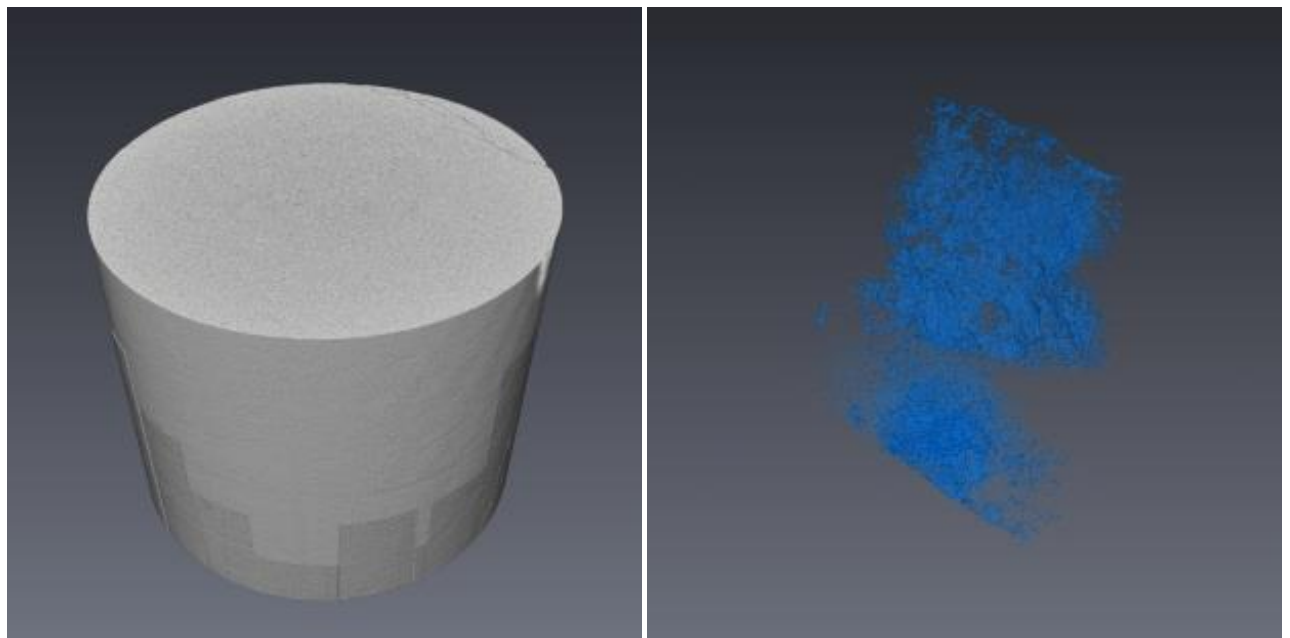
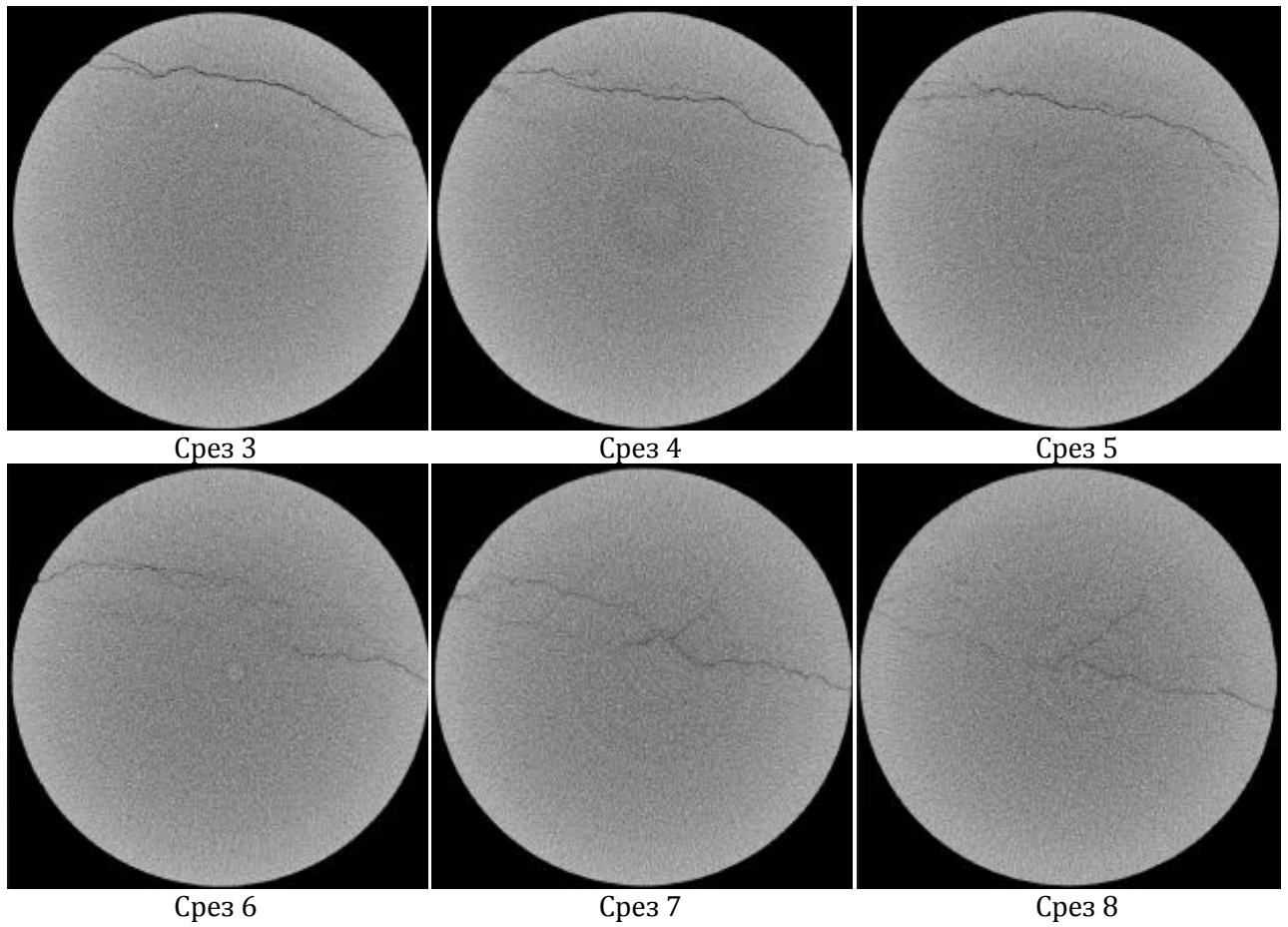
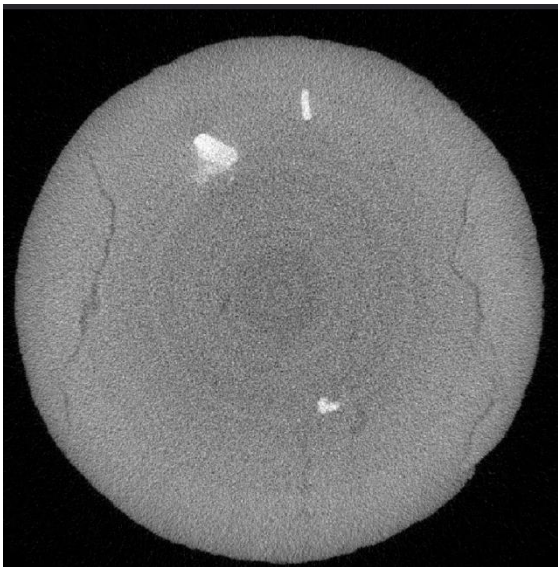
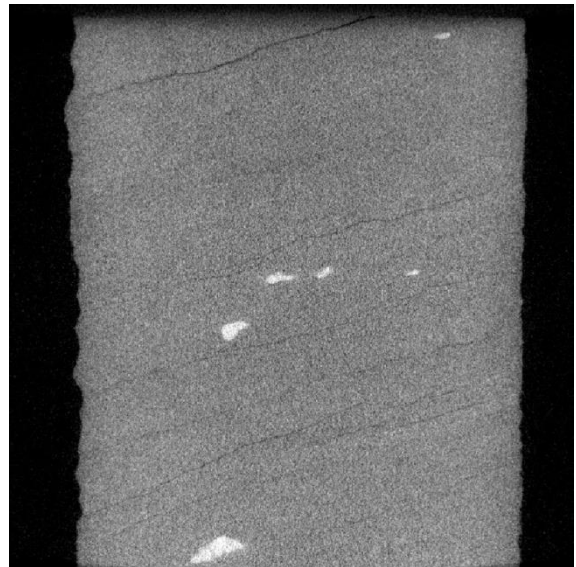


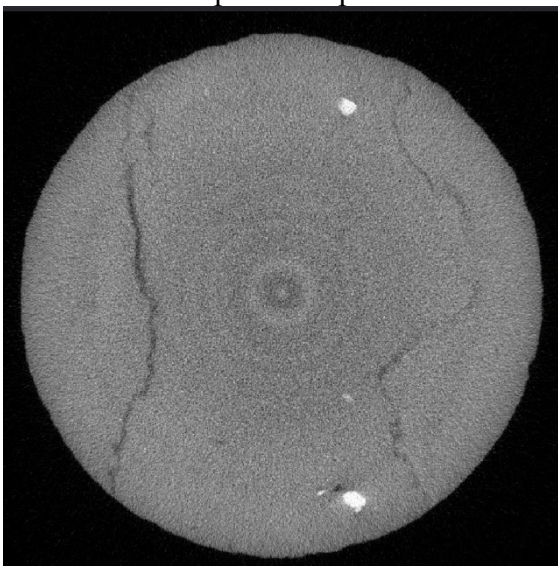
Рисунок 1.5. Результаты рентгеновской томографии керн. Объект Т-Фм.
Уньвинское месторождение



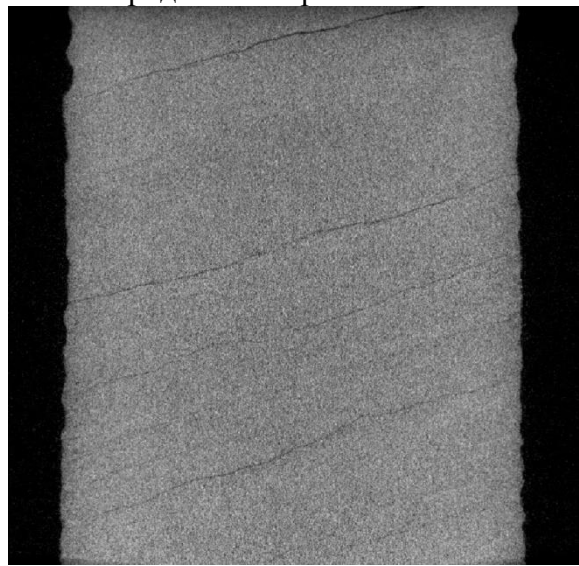
Поперечный срез XY №32



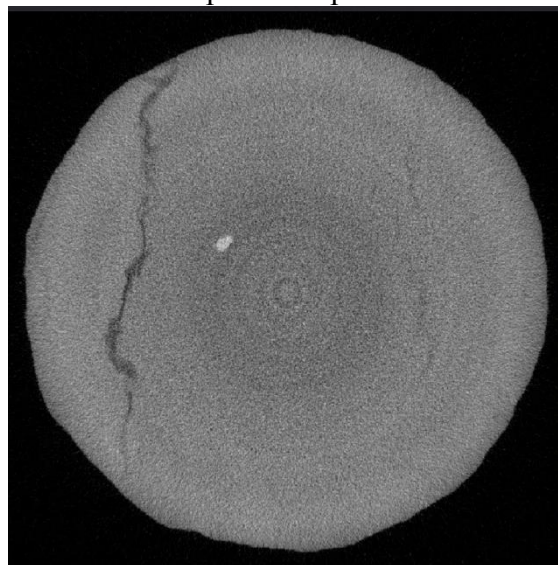
Продольный срез XZ №174



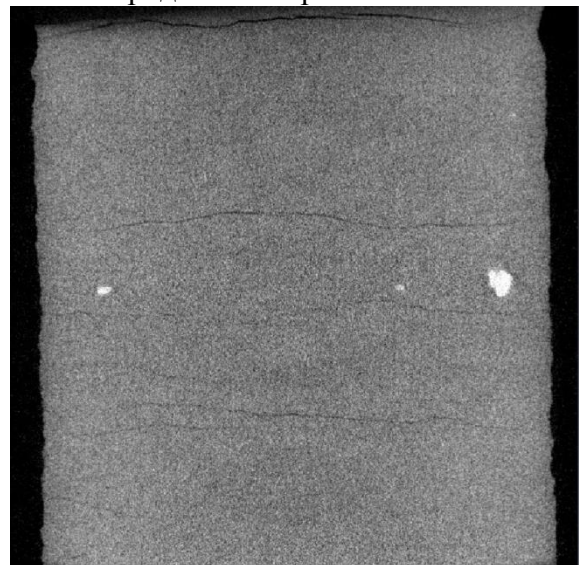
Поперечный срез XY №347



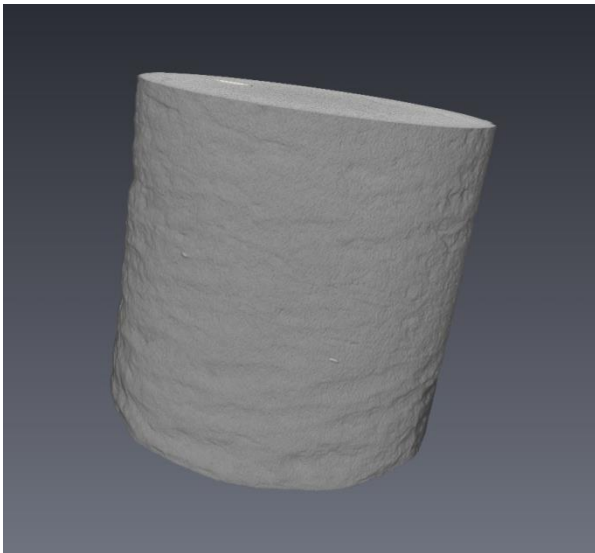
Продольный срез XZ №544



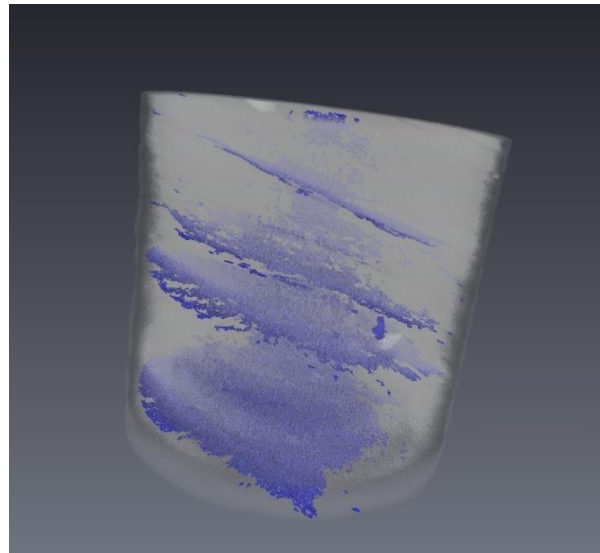
Поперечный срез XY №605



Продольный срез YZ №447



Объемный вид образца



Объемный вид образца с трещинами

Рисунок 1.6. Результаты рентгеновской томографии керна. Объект Т-Фм. Гагаринское месторождение

1.3. Сравнительная оценка проницаемости коллекторов порово-трещинного типа по данным ГИС и ГДИ

Ключевой и самой ответственной задачей при построении фильтрационно-емкостных моделей является достоверная оценка проницаемости коллекторов в объеме залежи. В целом задача оценки проницаемости решается на практике либо по результатам исследований керна, либо посредством геофизических методов исследований скважин (ГИС), либо по данным гидродинамических исследований скважин.

Вместе с тем современная практика подсчета фильтрационно-емкостных характеристик показывает, что данные керна, как правило, характеризуют лишь небольшие участки залежи, а не весь геологический объект в целом. С учетом этого, в работе [6] отмечено, что оснований для оценки продуктивности скважин по данным геофизических параметров значительно больше, чем по данным керна. В работах [4; 57] отмечено, что проницаемость, определенная по ГИС в сравнение с данными керна, значительно лучше согласуется с ГДИ.

С учетом этого, важной задачей является сопоставление результатов определений проницаемости по ГИС и ГДИ, что в диссертации решено с привлечением методов статистического анализа. Применительно к территории исследования методические подходы к оценке проницаемости нефтяных месторождений и проблема достоверности сопоставления проницаемости по ГИС ($k_{гис}$) и ГДИ ($k_{гди}$) рассмотрены в работах [15, 16, 36 -40].

Чаще всего при оценке фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов используются результаты интерпретации методов самопроизвольной поляризации ($A_{пс}$), гамма каротажа (ΔI_{γ}), нейтронных методов (ΔI_n), акустического каротажа (ΔT). В результате, например, для песчано-глинистых коллекторов ряда месторождений Пермского края установлены устойчивые связи проницаемости по ГДИ с результатами интерпретации метода естественной гамма радиоактивности. При этом метод определения проницаемости по показателю ΔI_{γ} , работает неудовлетворительно при наличии в скелете горной породы карбонатного цемента, что установлено в результате исследований на Сибирском месторождении [15]. Необходимо заметить, что сходимость проницаемостей, определенных по данным ГИС и ГДИ, в целом существенно хуже проявляется для коллекторов карбонатного типа [36].

Для турне-фаменских залежей Соликамской депрессии сопоставление результатов методов ГИС и ГДИ в диссертации оценено на примере Гагаринского, Озерного, Сибирского, Уньвинского и Шершневого месторождений. При этом $k_{гди}$ определялась стандартным методом (методом касательной). В случаях нескольких замеров во времени определений $k_{гди}$ по одному и тому же интервалу перфорации данные о проницаемостях усреднялись. Проницаемость по ГИС оценивалась по зависимостям между пористостью $k_{пор}$ и проницаемостью $k_{пр}$ из утвержденных проектных документов:

$$\square_{пор} = 6,2626 \cdot k_{пр}^{0,1938} \text{ для объекта Т-Фм Гагаринского месторождения [21];}$$

$$\square_{пор} = 5,9556 \cdot k_{пр}^{0,227} \text{ для объекта Т- Фм Озерного месторождения [63];}$$

$\lg k_{np} = 5,91 \cdot \lg k_{nor} + 6,83$ для объекта Т-Фм Сибирского месторождения [22];

$k_{nor} = 15,61 + 2,756 \cdot \lg k_{np}$ для объекта Т-Фм Уньвинского месторождения [76];

$\square_{nor} = 6,2175 \cdot k_{np}^{0,1884}$ для объекта Т-Фм Шершневого месторождения [23].

Данные $k_{гис}$ усреднялись в пределах перфорированных интервалов с оценкой $k_{гди}$. В результате статистическая выборка составила 104 попарных определений $k_{гди}$ и $k_{гис}$. Для турне-фаменных залежей Соликамской депрессии для коэффициента проницаемости, определенного двумя различными способами, вычислены средние значения, среднеквадратичные отклонения и с помощью критерия t выполнена оценка степени их различия. Чем больше по критерию t разделяются средние значения, тем более сильно они различаются. Результаты вычислений представлены в таблице 1.2, из которой видна статистическая близость средних оценок $k_{гди}$ и $k_{гис}$.

Таблица 1.2

Сравнение статистических оценок проницаемости
по данным ГИС и ГДИ

Средние значения проницаемости, Д		Критерий $\frac{t}{p}$	Критерий $\frac{\chi^2}{p}$
ГДИ $k_{гди}$, n=104	ГИС $k_{гис}$, n=104		
0,022±0,045, n=104	0,027±0,035, n=104	$\frac{-0,844}{0,401}$	$\frac{1,671}{0,433}$

Кроме этого оценку различий в значениях коэффициента проницаемости определенного разными способами выполним с помощью критерия согласия Пирсона χ^2 . Для этого строятся гистограммы по $k_{гди}$ и $k_{гис}$ (рис. 1.7). Отсюда видно, что гистограммы по $k_{гди}$ и $k_{гис}$ между собой отличаются, о чем свидетельствуют значения χ^2 , приведенные в таблице 1.2.

При оценке проницаемости по ГИС значительная доля определений попадает в диапазон 0,05-0,10 Д, тогда как для определений по ГДИ значительно большая доля определений лежит в области низких проницаемостей ($k_{\text{ГДИ}} < 0,05$ Д). Кроме этого для $k_{\text{ГИС}}$ значения всегда не превышают 0,2 Д, что сужает диапазон возможных проницаемостей в сравнение с диапазоном $k_{\text{ГДИ}}$. Соответственно использование в расчетных геолого-гидродинамических моделях проницаемостей, определенных по ГИС приводит к недоучету неоднородностей характерных для реальных геологических объектов, что является недостатком использования данных ГИС при оценке проницаемости.

Для оценки сходимости значений $k_{\text{ГДИ}}$ и $k_{\text{ГИС}}$ построено поле корреляции между ними (рис. 1.8), из которого видно, что проницаемости, полученные разными способами, слабо коррелируются между собой. Для количественной оценки вычислен (при $n=104$) коэффициент парной корреляции - $r = 0,09$.

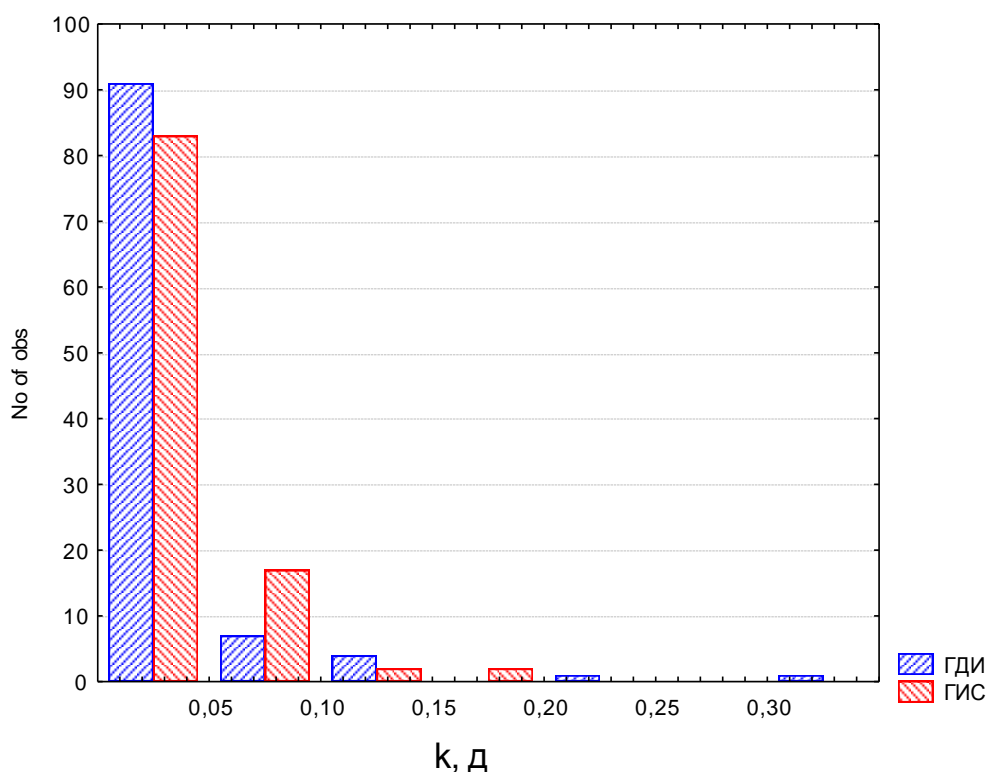


Рисунок 1.7. Распределение диапазонов $k_{\text{ГДИ}}$ и $k_{\text{ГИС}}$ для турне-фаменских залежей Соликамской депрессии

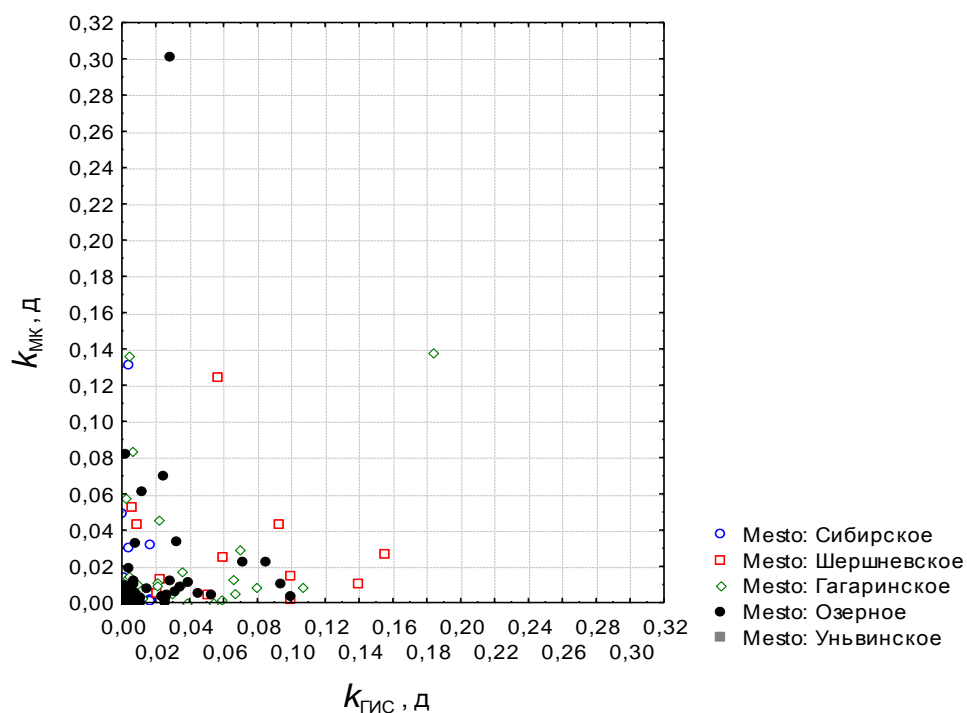


Рисунок 1.8. Сопоставление значений $k_{ГДИ}$ и $k_{ГИС}$ для турне-фаменных залежей Соликамской депрессии

Из рисунка 1.8 видно, что значимой корреляционной связи между $k_{ГДИ}$ и $k_{ГИС}$ не установлено ни для одного из месторождений. Для турне-фаменной залежи Сибирского месторождения ($r=-0,30$) величины $k_{ГИС}$ лежат в узком диапазоне, не превышая 0,02 Д, при том что $k_{ГДИ}$ значительно выше. Для турне-фаменных коллекторов Шершнеvского месторождения сходимость проницаемостей также отсутствует ($r=-0,03$). В данном случае значительная часть малопродуктивных по данным ГДИ пластов ($k_{ГДИ}<0,02$ Д) попадают в диапазон повышенных проницаемостей по ГИС ($k_{ГИС}>0,06$ Д). С другой стороны на Шершнеvском месторождении есть объекты с $k_{ГДИ}>0,04$ Д и $k_{ГИС}<0,01$ Д. Схожая ситуация наблюдается для турне-фаменной залежи Гагаринского месторождения, где малопродуктивные по данным ГДИ пласты ($k_{ГДИ}<0,04$ Д) попадают в диапазон повышенных проницаемостей по ГИС ($k_{ГИС}>0,06$ Д). Фактически положительная статистическая связь ($r=0,27$) здесь обусловлена наличием одного объекта с высокими значениями $k_{ГДИ}$ и $k_{ГИС}$. Для фаменных коллекторов Озерного

месторождения ($r=0,10$) установлены как объекты с высокими значениями $k_{гди}$ и низкими $k_{гис}$, так и противоположная ситуация (рис. 1.8).

Отсутствие значимой корреляционной связи между $k_{гди}$ и $k_{гис}$ в целом показывает, что для данных условий использование значений $k_{гис}$ для расчетов дает значительные ошибки. Отсутствие значимой корреляционной связи между $k_{гди}$ и $k_{гис}$ можно объяснить тем, что часто встречаются пропластки, как хорошо работающие в интервалах с низкими по ГИС коллекторскими свойствами ($k_{гди} \gg k_{гис}$), так и пропластки, плохо работающие в высокопористых по ГИС частях разреза ($k_{гди} \ll k_{гис}$). В целом статистический анализ позволил установить, что для турне-фаменских залежей Соликамской депрессии результаты ГИС в среднем по залежи контролируют величины проницаемости по ГДИ (т.к. их средние величины близки), однако прогноз проницаемостей для конкретных участков залежей дает неудовлетворительные результаты.

Сложности использования оценок $k_{гис}$ при моделировании турне-фаменских залежей также подтверждается установленной низкой сходимостью результатов прогноза фильтрационных показателей, полученных по данным ГИС, с фактической работой скважин.

Достоверность оценки проницаемости можно косвенно оценить путем анализа сходимости ее величин с удельной продуктивности скважин. Результаты сопоставления по 104 определениям $k_{гис}$ и $K_{прод}/h_n$ представлены на рисунке 1.9, из которого видно, что проницаемость по ГИС не контролирует фактическую продуктивность скважин – $r=0,153$. Соответственно, методы оценки проницаемости по ГИС в условиях турне-фаменских коллекторов Соликамской депрессии не могут быть рекомендованы при построении геолого-гидродинамических моделей и проработке технологических решений.

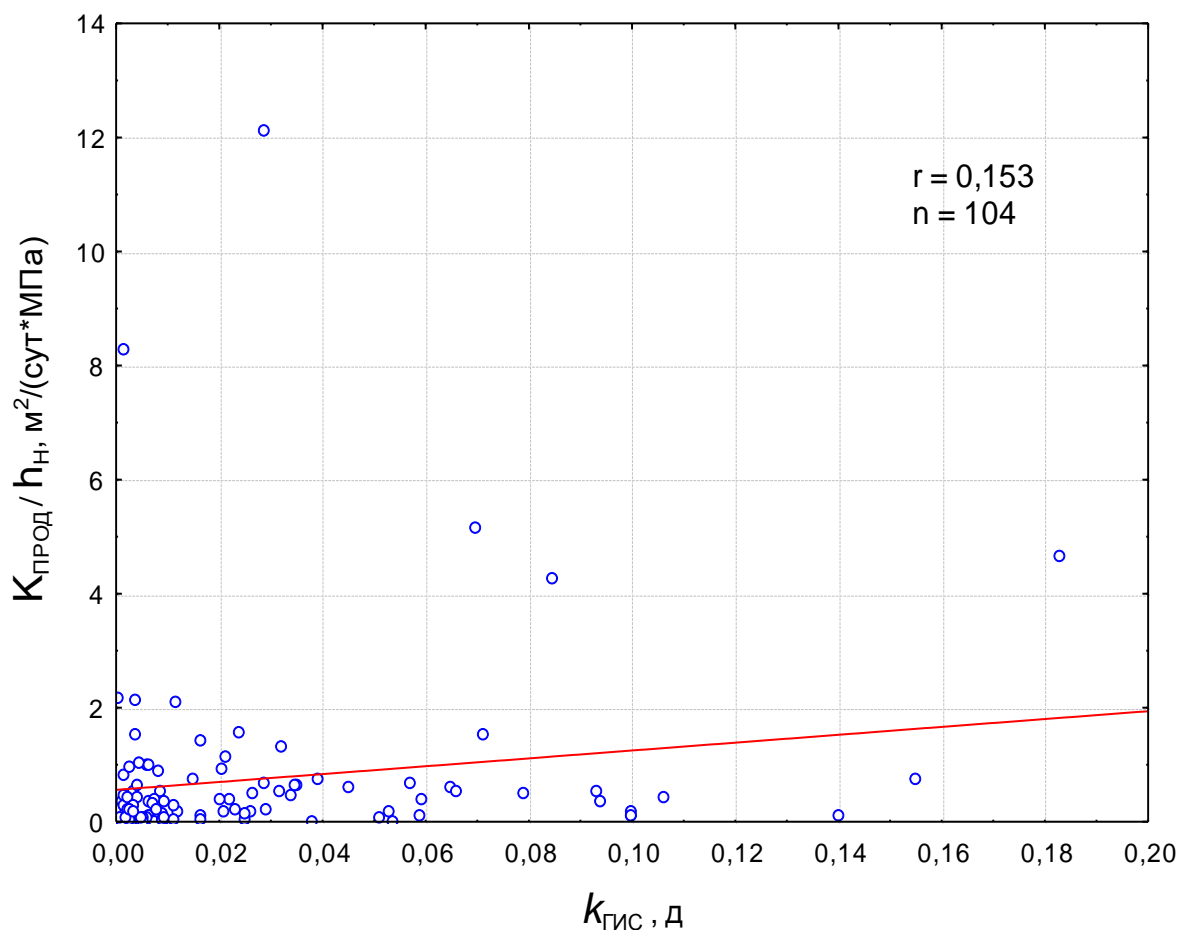


Рисунок 1.9. Сопоставление удельной продуктивности $K_{\text{прод}}/h_n$ с проницаемостью по ГИС $k_{\text{гис}}$ для турне-фаменских коллекторов Соликамской депрессии

Выводы по главе

Выполненный анализ методических подходов при оценке трещиноватости позволяет заключить следующее.

- Для территории Соликамской депрессии для карбонатных турне-фаменских коллекторов характерно развитие трещиноватости.
- Трещинная составляющая коллекторов оказывает существенное влияние на продуктивность скважин и разработку залежи в целом, при этом процессы фильтрации в трещиноватом коллекторе существенно зависят от динамики пластового давления.

- Наиболее информативными в качестве изучения трещиноватости коллекторов являются гидродинамические исследования скважин методом восстановления давления, но они требуют промысловой апробации.

- Методы исследований на керне (изучение шлифов, рентгеновская томография) и ГИС при изучении трещиноватости являются вспомогательными и должны комплексироваться с ГДИ.

- В условиях коллекторов трещинного типа при оценке проницаемости по данным ГИС установлен недоучет неоднородности пласта и низкая сходимость модельных результатов с фактической продуктивностью скважин.

- Необходима разработка способа выделения коллекторов трещинного типа с оценкой их фильтрационно-емкостных свойств на основе интерпретации результатов метода восстановления давления.

ГЛАВА 2. ИЗУЧЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ ТРЕЩИНОВАТОСТИ

В ходе совместного анализа научно-технической литературы и опыта применения геофизических, петрофизических и гидродинамических методов изучения особенностей строения пустотного пространства карбонатных пород турне-фаменских отложений месторождений Соликамской депрессии установлена перспективность гидродинамических исследований скважин при неустановившихся режимах как способа получения и качественной, и количественной информации о текущей трещиноватости коллекторов [43, 48].

Существует ряд методов интерпретации кривых восстановления давления, позволяющих получать ту или иную информацию о трещиноватости [28, 84, 90]:

- группа методов, основанных на использовании модели «двойной пористости» в современных программных продуктах («SAPHIR», «ИРИС» и др.);
- метод, основанный на использовании модели Уоррена-Рута;
- метод детерминированных моментов давления (ДМД);
- метод Полларда.

Представляется целесообразным анализ эффективности применения перечисленных методов для оценки параметров трещиноватости карбонатных коллекторов рассматриваемых залежей.

Для анализа эффективности применения выделенных методов обработки КВД в диссертационной работе привлечены материалы более 500 КВД нефтедобывающих скважин, вскрывших турне-фаменские продуктивные отложения Соликамской депрессии. Для сравнения дополнительно привлечены также материалы исследований скважин, эксплуатирующих терригенные отложения визейского возраста, коллектор которых принято считать чисто поровым (гранулярным).

2.1. Анализ эффективности оценки трещиноватости по КВД с применением современных программных продуктов

В настоящее время интерпретация кривых восстановления давления (КВД) выполняется на компьютерных программах, идентификация режимов течения которых основана на вычислении производной Бурдэ [91, 92, 95]. Численное дифференцирование предъявляет строгие требования к качеству исходных данных. При восстановлении давления в скважине должно осуществляться значительное количество замеров с минимально возможным временным интервалом, что для низкодебитных механизированных скважин обычно в полной мере не выполняется.

В статье [60] выполнен анализ применения современных подходов к интерпретации гидродинамических исследований на примере эксплуатационных объектов Озерного месторождения. Установлено, что в 70% исследований выполнено с применением программы «ИРИС» (разработчик – ПермНИПИнефть), 30% - в программном комплексе «SAPHIR» (разработчик – KAPPA Ing.).

Программный комплекс «SAPHIR» является одним из мировых лидеров рынка специальных программных продуктов интерпретации данных ГДИ. На основе диагностической процедуры выбирается модель пласта и определяются ее численные характеристики. Применительно к изучению трещиноватости программный комплекс «SAPHIR» предусматривает наличие моделей: двойной пористости (естественная трещиноватость); вертикальной трещины ограниченной и неограниченной проводимости (техногенная трещиноватость) [96, 97]. Все вычисления осуществляются в рамках численного решения используемых моделей.

Программный комплекс «ИРИС» основан на использовании методов произведения, касательной (или стандартного), Щелкачева-Кудинова, Хорнера-Умрихина, идентификации. В программе отсутствует возможность обработки по модели коллектора с трещиной. Несмотря на это данный программный продукт является основным при интерпретации кривых восстановления давления (уровня)

на турне-фаменских объектах Соликамской депрессии, что в условиях трещиноватых коллекторов приводит к ошибкам интерпретации фактических результатов.

По данным [60], во всех случаях применения программы «ИРИС» интерпретация проведена путем обработки КВД в полулогарифмических координатах с определением проницаемости удаленной зоны пласта и скин-фактора, несмотря на нередкие трудности в выделении прямолинейного участка. Трещиноватость в этой программе не диагностирована ни разу.

В качестве примера ниже приведен график КВД скв. 441 от 01.11.2012 г. При исследовании забойное давление восстановилось только на 89% от величины пластового (определенного расчетным путем). На графике затруднительно выделить представительный заключительный участок, соответствующий радиальному режиму течения. Тем не менее, данная КВД обработана методом касательной. Наличие на графике характерных резко выделяющихся участков, несвойственных для классического случая КВД по теории метода касательной и косвенно свидетельствующих о более сложной геометрии исследуемого потока, при интерпретации не учтено.

Анализ выбранных на основе численного дифференцирования по производной Бурдэ в программе «SAPHIR» моделей (режимов течения) позволил установить трещиноватость только для трех скважин фаменской залежи Озерного месторождения (скв. №№ 413, 425 и 465). При этом исследования в скв.465 проведены сразу после выполненного кислотного гидроразрыва пласта, и обнаруженная трещиноватость вполне может иметь техногенный характер. Для 50% исследований, обработанных в программе «SAPHIR», величины определенных параметров носят ориентировочный характер. В качестве объяснения этому явлению указывают недовосстановленность забойного давления до величины пластового и малое количество измерений.

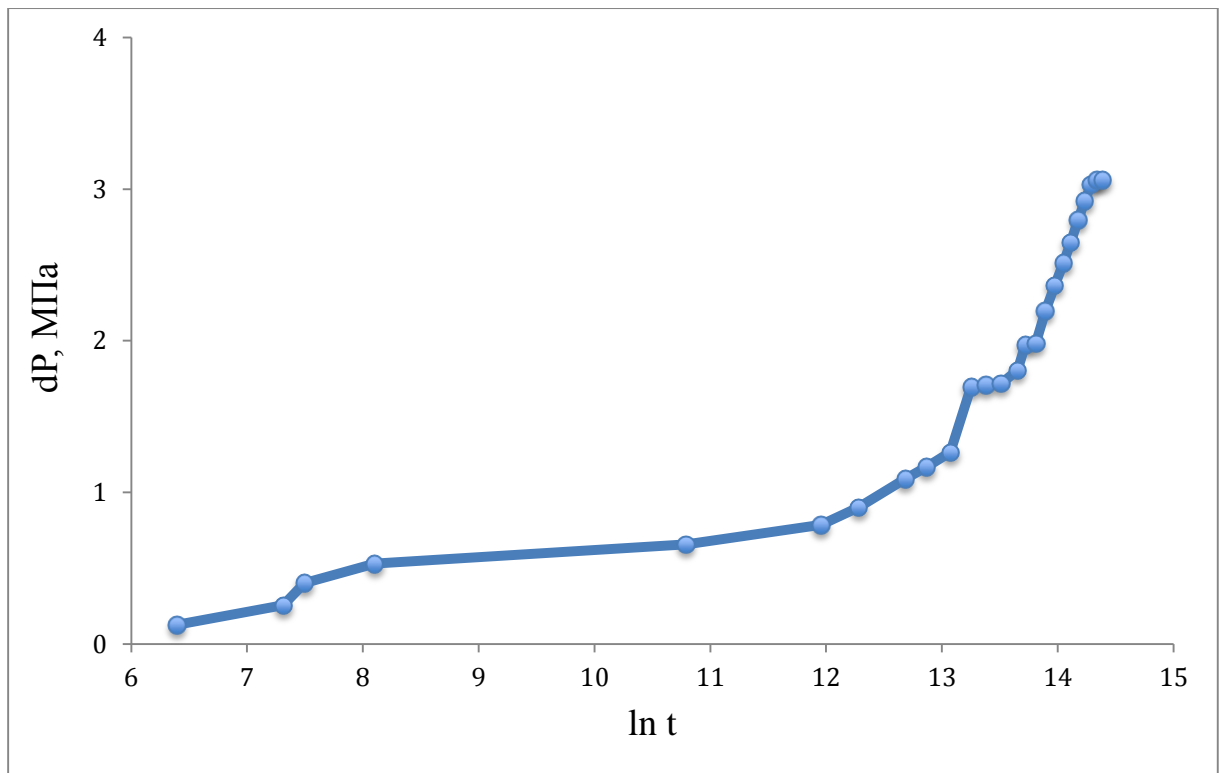


Рисунок 2.1. Кривая восстановления давления скв.441 в полулогарифмических координатах

Также необходимо отметить, что использование модели двойной пористости в «SAPHIR» позволяет вычислять только два числовых параметра трещиноватости: коэффициент перетока из матрицы в трещины и относительную емкость трещин; при этом такие важные параметры, как текущая раскрытость трещин и трещинная проницаемость при обработке не оцениваются.

Таким образом, применяемые в настоящее время подходы к обработке результатов ГДИ с применением современных программных продуктов на турне-фаменских скважинах месторождений Соликамской депрессии не демонстрируют высокую эффективность, особенно для низкодебитных механизированных скважин, необорудованных глубинными измерительными системами, и требуют дальнейшего совершенствования.

2.2. Анализ применимости методики Уоррена-Рута для оценки трещиноватости фаменских коллекторов месторождений Соликамской депрессии

В модели Уоррена-Рута трещиноватый пласт схематизируется одинаковыми прямоугольными параллелепипедами, разделенными прямоугольной сетью трещин. Неустановившаяся фильтрация в соответствии с данной моделью описывается специальной зависимостью, учитывающей переток жидкости между двумя областями пустотности и относительные емкостные характеристики этих областей.

Соответствие реального коллектора модели Уоррена-Рута выражается особым видом КВД, полученной в скважине, эксплуатирующей коллектор с выраженными трещинами. При этом на КВД выделяется две параллельные линии вместо одной, как это наблюдается для пласта с межзерновой пустотностью, причем для трещиноватого пласта характерно некоторое запаздывание. В [14] приводится вывод о том, что именно модель Уоррена-Рута обеспечивает детальное понимание механизма фильтрации в трещиноватом пласте, а обработка КВД в соответствии с моделью позволяет получить ряд важных для практики количественных характеристик трещиноватости: фактическую раскрытость, проницаемость, коэффициент перетока из матрицы и др.

В рамках настоящей диссертационной работы выполнен анализ соответствия всех привлеченных КВД модели Уоррена-Рута (для всех типов коллекторов, к которым приурочены промышленные скопления углеводородов в пределах Соликамской депрессии). Для исключения вероятного влияния геолого-технических мероприятий, проведенных до исследования, выбраны КВД, полученные в начальные периоды эксплуатации скважин.

Для оценки соответствия турне-фаменских коллекторов месторождений Соликамской депрессии модели Уоррена-Рута и применимости соответствующей методики определения параметров трещиноватости, в диссертации выполнено графическое сопоставление КВД в поровых и трещиноватых коллекторах, проиллюстрированное на рисунке 2.2. Для сопоставления из общего количества

привлеченных данных выбраны пары кривых, характеризующиеся примерно равными значениями забойного и пластового давлений и продолжительностью процесса восстановления давления.

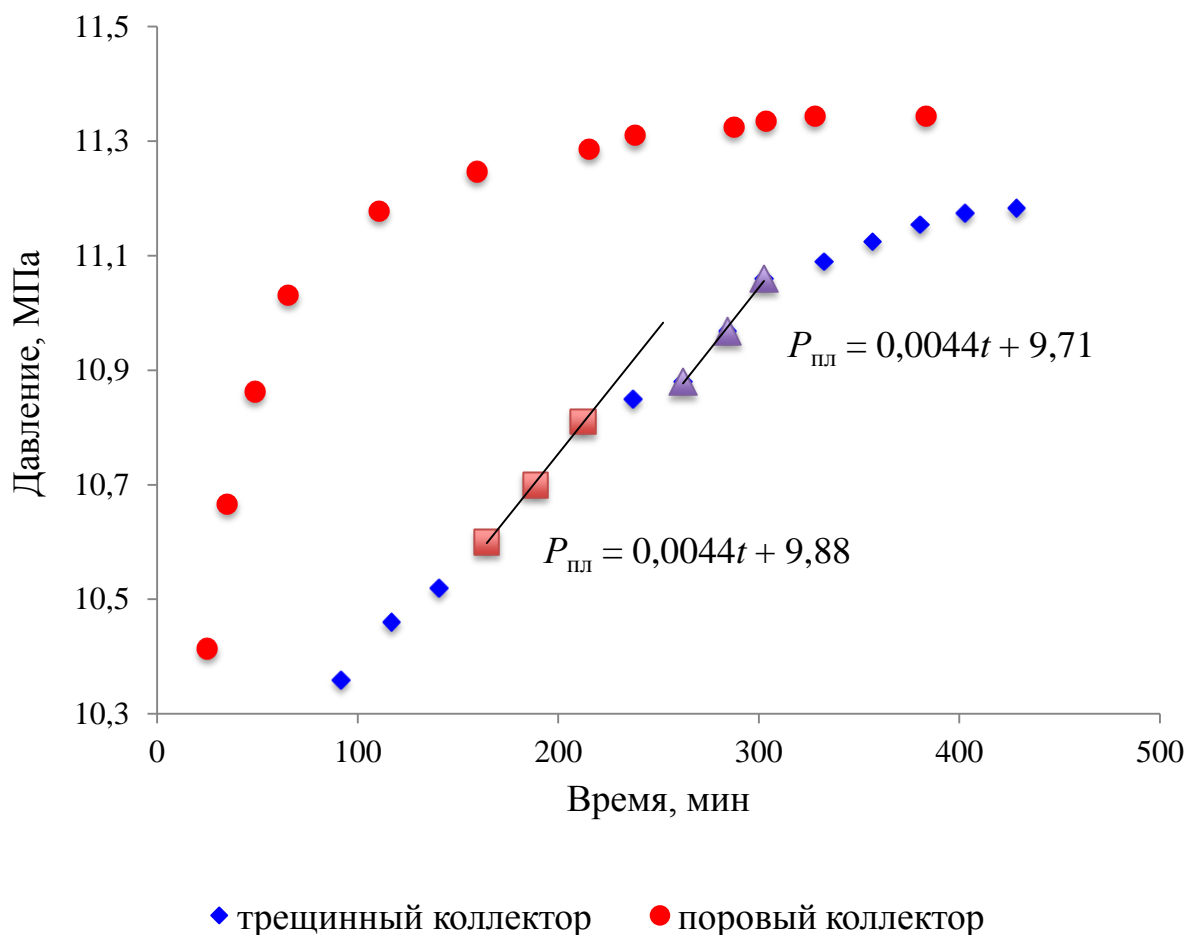


Рисунок 2.2. Графическое сопоставление КВД для порового (гранулярного) и трещиноватого коллекторов

Из анализа представленных на рисунке 2.2 данных следует, что кривая восстановления давления в гранулярном коллекторе порового типа (в данном случае терригенные визейские отложения) имеет монотонно затухающий вид. На КВД, полученных при исследовании скважин, эксплуатирующих турнефаменские отложения с предполагаемой трещиноватостью, точки перегиба встречаются довольно часто, графики имеют весьма сложный вид. При проведении исследований получено 27 подобных пар графиков, что подтверждает

отличие форм кривых восстановления давления в поровых и трещиноватых коллекторах.

Данная закономерность проиллюстрирована на примере двух КВД: одна для скважины в турне-фаменских карбонатных отложениях, другая – в тульских терригенных (рис.2.2). В дальнейшем все КВД с признаками трещиноватого коллектора проанализированы на соответствие модели Уоррена-Рута и обработаны с определением параметров трещиноватости. В результате анализа установлено, что основными трудностями в реализации метода являются:

- отсутствие количественных оценок соответствия фактической кривой восстановления давления модели Уоррена-Рута (наличие перегиба оценивается визуально и во многом зависит от человеческого фактора);
- необходимость привлечения результатов исследования керна в части оценки проницаемости матрицы, что представляется неоптимальным для условий низкой освещенности залежей керном.

С учетом обозначенных замечаний в диссертации проведена корректировка методики Уоррена-Рута для геолого-технологических условий месторождений Соликамской депрессии.

Автором предложены три количественных подхода по оценке соответствия КВД модели Уоррена-Рута, которые предлагается учитывать в комплексе. Первый подход заключается в сравнении уравнений, аппроксимирующих графики восстановления давления. Если на всем этапе исследования скважины КВД аппроксимируется полиномом второй степени, это свидетельствует о поровом типе коллектора. Кривая восстановления давления по Уоррену-Руту имеет более сложную форму, поэтому аппроксимируется полиномом третьей (и выше) степени.

Еще одним количественным критерием оценки соответствия КВД модели Уоррена-Рута является сравнение угловых коэффициентов линейных уравнений, аппроксимирующих визуально выделенные параллельные участки. Равенство значение угловых коэффициентов ($B=0,0044$) подтверждает параллельность выделенных участков КВД (рис.2.2).

Третий подход основан на основах теории исследования функций методами дифференциального анализа. Предлагается наличие точки перегиба оценивать по поведению графика поведения второй производной давления во времени. Кривая восстановления давления в поровом (гранулярном) коллекторе, как это следует из теории упругого режима, имеет вид монотонно затухающей функции, для которой не характерно наличие перегибов, экстремумов. Как известно из теории дифференциального исчисления, признаком перегиба функции является нулевое значение второй производной в точке. Причем, характерный для Уоррена-Рута перегиб характеризуется при этом смене значений второй производной с отрицательных на положительные (смена выпуклости графика на вогнутость).

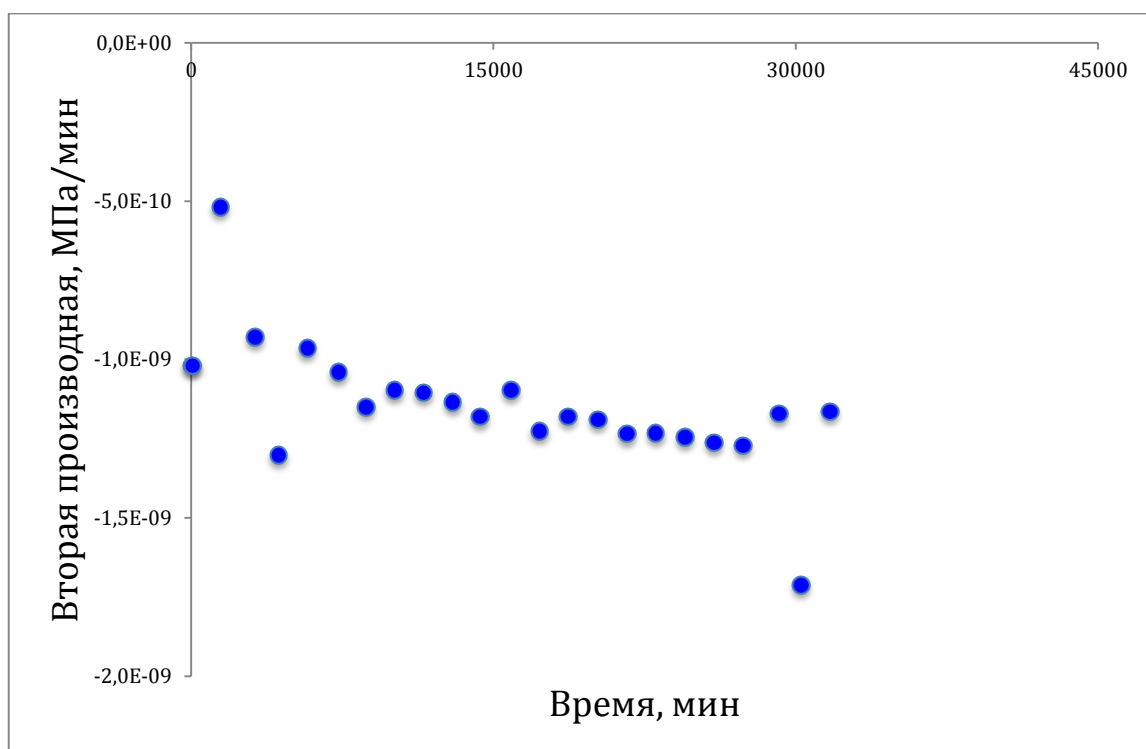
На рисунке 2.3 для примера с поровым коллектором вторая производная давления на всем интервале исследования принимает отрицательные значения, что свидетельствует об отсутствии на графике точек перегиба. Давление в процессе исследования монотонно возрастает. Для примера с трещиноватым коллектором вторая производная давления меняет свое значение с отрицательного на положительное в точке $t=240$ мин, следовательно в этой точке имеет место перегиб, а форма КВД свидетельствует о трещиноватости коллектора по Уоррену-Руту.

Предложенный подход также проиллюстрирован на примере скважины 448 Озерного месторождения. Изменение второй производной давления во времени, рассчитанной по предварительно сглаженной КВД, графически отражено на рисунке 2.3. В соответствии с представленными данными, соответствующий Уоррену-Руту перегиб имеет место в интервале исследования от 8440 до 9890 минут.

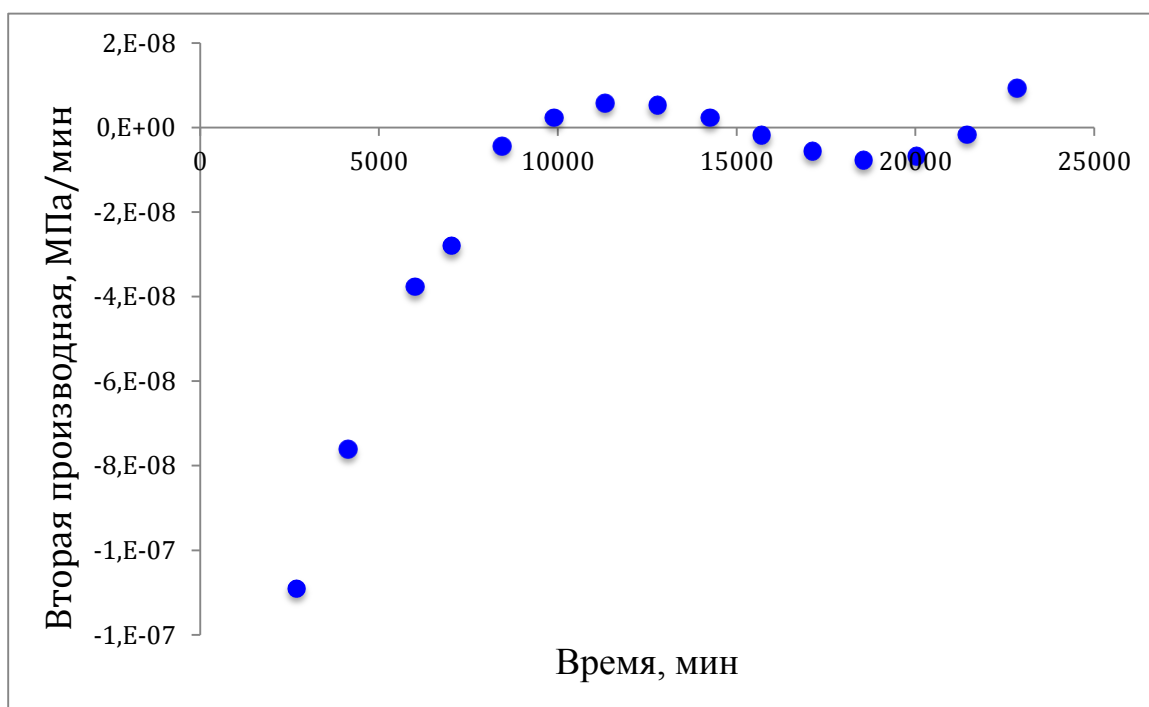
На рисунке 2.4 представлен график КВД для обработки по Уоррену-Руту. В период времени $t = 9890$ мин = 165 ч четко выделена точка перегиба, разделяющая два параллельных участка.

Таким образом, при возникновении затруднений с обнаружением факта соответствия графика КВД модели Уоррена-Рута возможен анализ поведения второй производной давления, рассчитанной методами численного

дифференцирования предварительно сглаженной [19] кривой восстановления давления.



а



б

Рисунок 2.3. Изменение второй производной давления во времени для скв.434 (а) и 448 (б)

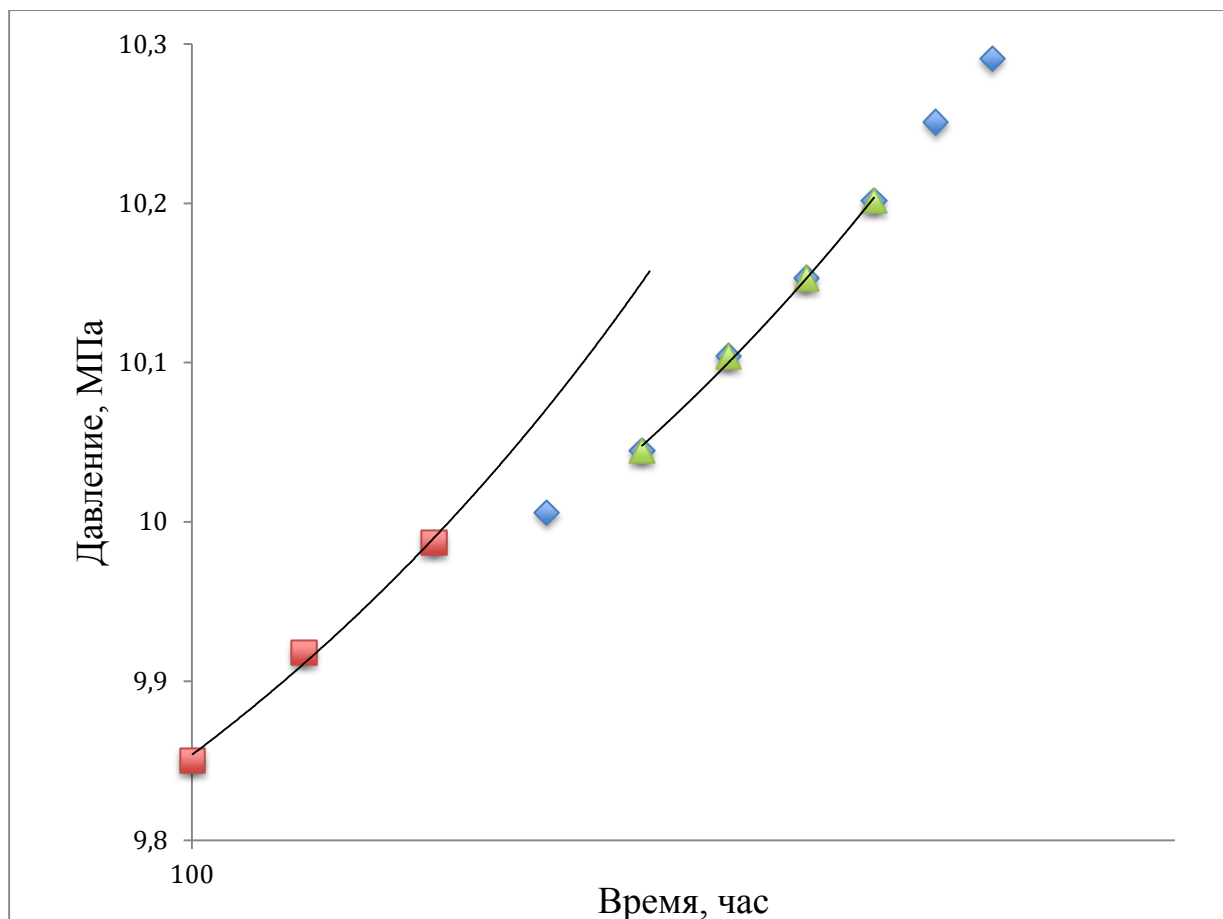


Рисунок 2.4. Кривая восстановления давления скважины 448 в координатах «Давление – Время»

На следующем этапе совершенствования подхода Уоррена-Рута для оценки параметров трещиноватости коллекторов необходимо рассмотреть вопрос об определении проницаемости матрицы, которая входит в состав формул для определения общей проницаемости породы и раскрытости трещин. В теории метода предлагается использовать в качестве матричной проницаемость, определенную при лабораторных исследованиях керна. Поскольку стандартные петрофизические образцы, используемые в современных фильтрационных установках, характеризуются незначительными размерами (диаметр 3 см), то предполагается, что трещин в этих образцах не будет, в том числе потому, что на практике отобранный керн по трещинам практически сразу раскалывается.

Для условий рассматриваемых в диссертационной работе объектов разработки данный подход не является оптимальным по разным причинам, в том числе:

- турне-фаменские залежи в силу разных причин не в полной мере освещены керновым материалом;
- керн, отобранный из одной скважины, в силу неоднородности геологического строения залежи может не соответствовать условиям осадконакопления в районе другой скважины. Так, использование проницаемости по керну при расчете показателей трещиноватости Гагаринского месторождения (характеризующегося значительно неоднородным строением и невысокой освещенностью керном) привело к значениям трещинной проницаемости меньше, чем проницаемость матрицы, что физически неверно.
- для коллектора характерно наличие трещиноватости микроуровня, что подтверждается обнаруженными в ходе рентгеновской томографии образцов керна трещинами [82].

Поскольку наиболее логичным представляется соотнесение величин, определенным по единым подходам, в настоящей работе предлагается проницаемость матрицы определять также по данным гидродинамических исследований.

Если на графике КВД в координатах «Забойное давление – время» выделяются два участка, разделенные точкой перегиба с координатой $x = t_1$, а в полулогарифмических координатах выделяется заключительный прямолинейный участок радиальной фильтрации, начинающийся в момент времени t_2 , причем $t_2 > t_1$ (рис. 2.5), когда процесс восстановления давления происходит в матрице горной породы, то можно предположить, что определенная при обработке этого заключительного прямолинейного участка проницаемость и будет характеризовать матрицу.

При отсутствии на КВД в полулогарифмических координатах заключительного прямолинейного участка, но соответствии графика модели Уоррена-Рута, проницаемость матрицы может быть определена при обработке

КВД интегральным методом Г.И. Барнеблагта и др [84]. Особенностью данного метода является учет факторов, искажающих вид кривой в начальный период исследования.

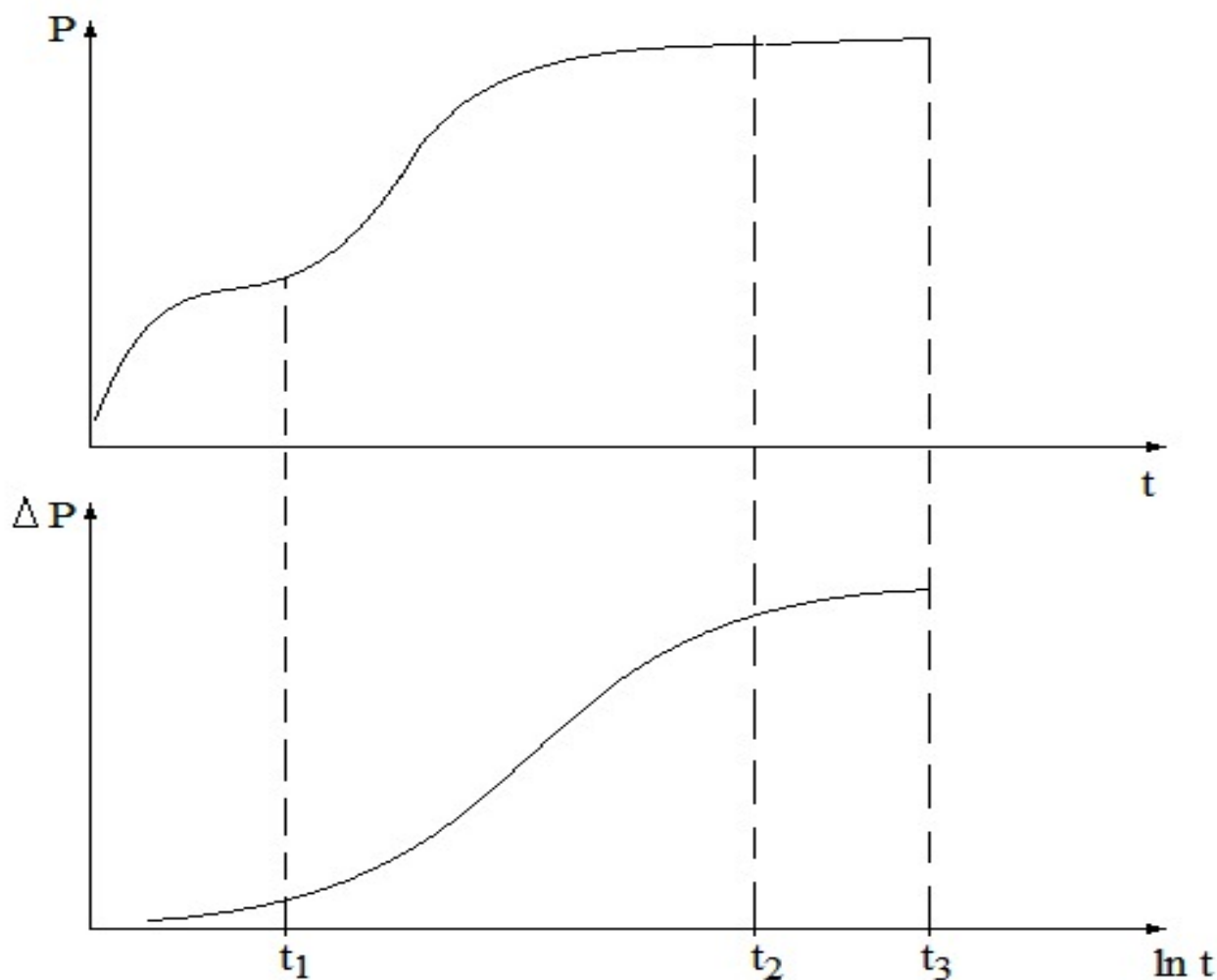


Рисунок 2.5. Совместное представление графиков КВД по методам касательной и Уоррена-Рута

Для подтверждения достоверности предложенного подхода выполнено сопоставление проницаемости по керну порового типа ($k_{\text{керна}}$) из работающих по данным расходомерии интервалов и проницаемости, определенной при обработке КВД указанными выше методами ($k_{\text{ГДИ}}$). Весьма жесткие требования к качеству исходной промышленной информации обусловили ограниченность фактических данных для статистической обработки (13 определений).

В результате сопоставления проницаемостей по керну и ГДИ получены следующие значения:

$$k_{\text{кern}} = 10,3 \text{ мД} \pm 13,8 \text{ мД};$$

$$k_{\text{ГДИ}} = 10,8 \text{ мД} \pm 15,0 \text{ мД}.$$

Для $k_{\text{кern}}$ и $k_{\text{ГДИ}}$ проверена статистическая гипотеза о равенстве средних значений при распределении t -Стьюдента. В результате гипотезу о равенстве средних для данной статистической выборки можно принять на уровне значимости 94%. При этом величины $k_{\text{кern}}$ и $k_{\text{ГДИ}}$ имеют друг с другом высокую сходимость ($r=0,89$), что также подтверждает в данных условиях достоверность оценки проницаемости матрицы по ГДИ при обработке соответствующими методами.

В статье [83] приводятся результаты апробации данной методики для оценки параметров трещиноватости турне-фаменских коллекторов месторождений Соликамской депрессии (Сибирское, Уньвинское, Гагаринское, Шершнеvское). В результате установлено, что ее реализация при обработке кривых восстановления давления позволяет вычислить численные значения важнейших для нефтяной геологии характеристик трещиноватости: раскрытости, проницаемости трещин и средней проницаемости трещинного коллектора, относительную емкость трещин и некоторые другие параметры. Достоверность полученных при этом результатов подтверждена материалами других работ [7].

В работе [82] результаты расчетов параметров трещиноватости с применением методики Уоррена-Рута (на примере КВД скважины 379 Уньвинского месторождения) подтверждаются современными методами геофизических исследований (МСИ) и рентгеномографическими исследованиями образцов керна из работающей части разреза (выбор керна согласован с данными потокометрических исследований на скважине). Таким образом, методика Уоррена-Рута может успешно применяться для качественной и количественной оценки трещиноватости коллекторов месторождений Соликамской депрессии.

2.3. Анализ применимости метода детерминированных моментов давления для оценки трещиноватости турне-фаменских коллекторов месторождений Соликамской депрессии

Метод ДМД позволяет выполнять диагностическую процедуру, то есть выбирать модель фильтрации, адекватную реальным условиям, по величине так называемого безразмерного диагностического признака d , который определяется из соотношения:

$$d = \frac{M_0 \times M_2}{M_1^2} \quad (2.1)$$

где M_0 , M_1 и M_2 – соответственно, детерминированные моменты давления нулевого, первого и второго порядков.

В свою очередь, детерминированным моментом давления n -го порядка M_n называется интеграл по времени от текущей депрессии $(P_{пл} - P_t)$ с весом t^n :

$$M_n = \int_0^{\infty} (P_{пл} - P_t) t^n dt = \int_0^T (P_{пл} - P_t) t^n dt + \int_T^{\infty} (P_{пл} - P_t) t^n dt = \int_0^T (P_{пл} - P_t) t^n dt + \Delta M_n \quad (2.2)$$

По данным [29], величина d сохраняет постоянное значение независимо от фильтрационных свойств однородного коллектора, свойств пластовой нефти, толщины пласта, радиусов скважины и контура питания, дебита скважины до остановки, что позволяет принять d в качестве диагностического признака при интерпретации КВД. С учетом погрешностей замеров, влияния других факторов, действие которых приводит к определенному разбросу значений d , в [29, 30] предлагается следующая схема:

1) $d < 2,0$ – происходит фильтрация ньютоновской жидкости в трещиновато-пористом пласте или фильтрация неньютоновской жидкости (вязко-упругая нефть) в однородном пласте;

2) $2,0 \leq d \leq 2,5$ - происходит фильтрация ньютоновской жидкости в однородном пласте;

3) $d \geq 2,5$ - происходит фильтрация ньютоновской жидкости в неоднородном пласте (вокруг скважины имеется кольцевая зона с пониженной проницаемостью).

То есть признаком трещиноватости коллектора является полученное при обработке КВД значение диагностического признака $d < 2,0$.

Преимуществом метода ДМД согласно выводам из работы [61], является его устойчивость, обусловленная тем, что метод основан на численном интегрировании дискретных данных, которое, как известно, осуществляется гораздо более точно, нежели численное. В работах [29] указывается на вероятный разброс граничных величин диагностического признака и необходимость анализа применимости метода на основе анализа имеющегося набора КВД для конкретных геолого-физических условий.

По итогам апробации метода ДМД для оценки параметров трещиноватости получены выводы о возможности его применения для качественной оценки, то есть для диагностирования наличия системы трещин. Попытки определить численные характеристики трещиноватости по результатам реализации метода ДМД в соответствии с изложенным [52] алгоритмом, в диссертации не увенчались успехом: полученные значения зачастую принимали очевидно некорректные значения. Очевидно, причиной этого следует считать использование при выводах уравнений, по которым следует вычислять искомые фильтрационные параметры, формул для порового коллектора [52].

Таким образом, метод детерминированных моментов может быть использован для качественной оценки естественной трещиноватости коллектора.

2.4. Анализ применимости метода Полларда для оценки трещиноватости турне-фаменских коллекторов месторождений Соликамской депрессии

В модели Полларда изменение давления рассчитывается как результат взаимодействия трех областей, которые развиты в трещиноватых пластах: система трещин вокруг скважины; вся трещинная система вдали от скважины и питающая трещины матрица [49, 98].

Основным уравнением метода является многочлен; представляющий собой сумму фильтрационных сопротивлений, возникающих в различных участках зоны дренирования (в матрице, по трещинам, в призабойной зоне). По мнению Т. Голф-Рахта, модель Полларда, хоть и не учитывает радиальную геометрию течения и сводит задачу к простому процессу расширения, во многих случаях дает приемлемые результаты. В совокупности с простотой применения модели при обработке КВД, методика Полларда после промысловой проверки на пригодность может стать весьма успешным инструментом изучения трещиноватости коллектора.

Обработка КВД основана на построении КВД в так называемых разностных координатах: « $\lg (P_{пл} - P_{ст}) - t$ ». Теоретический вид графика по Полларду представлен на рисунке 2.6. Обработке подлежит заключительный продолжительный прямолинейный участок (№2 на рис. 2.6), который интерполируется до пересечения с осью ординат.

При построении всех привлеченных КВД в координатах метода Полларда установлено, что форма графика, как правило, отличается от приведенного теоретического, что продемонстрировано на примере кривой восстановления давления скв.401 Гагаринского месторождения (рис. 2.7).

Таким образом, апробация метода путем обработки всех привлеченных в диссертации КВД не привела к однозначно положительным результатам. Метод продемонстрировал существенную зависимость от принятой величины пластового давления, которое зачастую определяется только расчетным путем, то есть априори может нести погрешность. Также на результат вычислений оказывает существенное влияние наличие на графике скачков, шумов и т.д.

Метод Полларда не является способом однозначной оценки трещиноватости коллектора и ее численных характеристик. Основными недостатками следует считать зависимость результатов от принятой величины пластового давления и значительное отличие формы фактических графиков КВД от эталонных в методе.

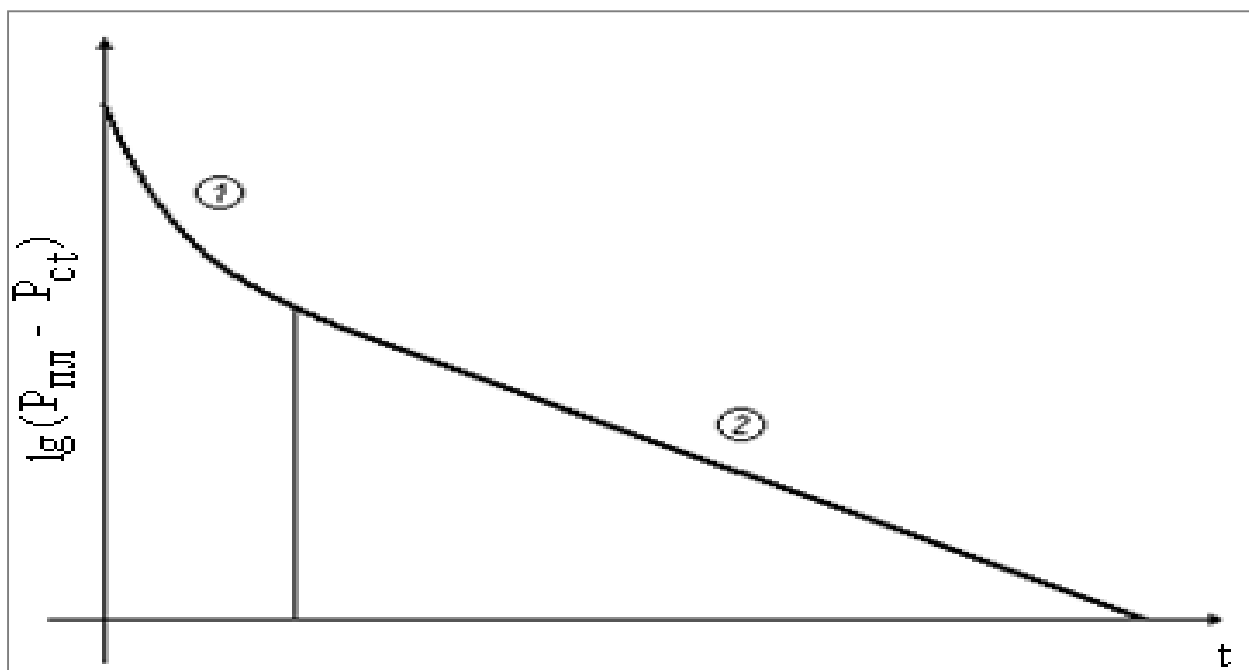


Рисунок 2.6. Теоретическая КВД в координатах метода Полларда

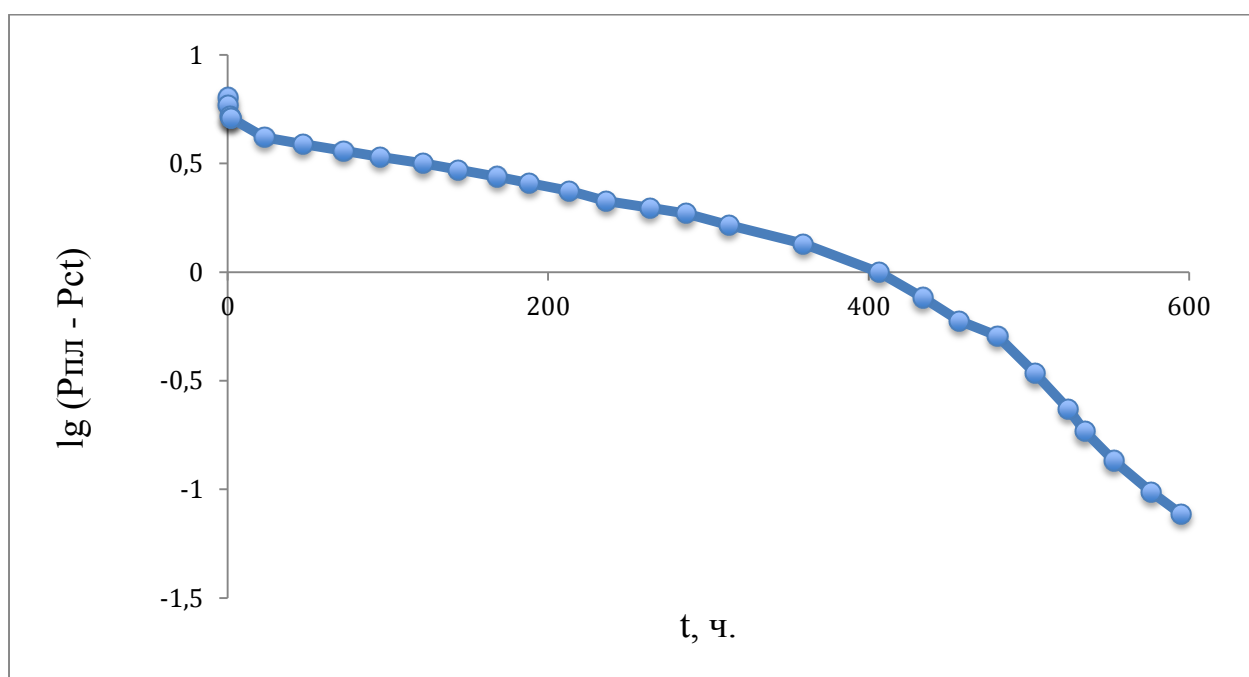


Рисунок 2.7. Кривая восстановления давления скважины 401 Гагаринского месторождения в координатах метода Полларда

Выводы по главе

В ходе проведенного анализа установлено, что:

- Модель двойной пористости в программ «SAPHIR» и «ИРИС» не обеспечивает определение всех необходимых параметров трещиноватости. Использование программ наиболее затруднено применительно к материалам исследования низкодебитных механизированных скважин, необорудованных глубинными измерительными приборами.

- Одной из проблем использования модели Уоррена-Рута при оценке трещиноватости является отсутствие формальных признаков выделения точки перегиба и прямолинейных параллельных участков. С целью совершенствования метода Уоррена-Рута и его адаптации к условиям рассматриваемых залежей предложен подход, заключающийся в комплексе следующих последовательных действий: анализ уравнений, аппроксимирующих графики восстановления давления; сравнение угловых коэффициентов линейных уравнений, аппроксимирующих визуально выделенные параллельные участки; расчет и анализ поведения второй производной давления.

- В условиях недостаточной освещенности турне-фаменских отложений Соликамской депрессии керновым материалом, в расчетных формулах оценки проницаемости матрицы для модели Уоррена-Рута нецелесообразно использовать данные керна. В качестве проницаемости матрицы предлагается использовать величину проницаемости, определенную при обработке участков КВД после окончания влияния на ее характер трещин.

- Метод Уоррена-Рута позволяет получать адекватную качественную и количественную оценку параметров трещиноватости.

- Метод детерминированных моментов давления позволяет дать надежную качественную оценку трещиноватости коллекторов.

- Метод Полларда не рекомендуется к применению для оценки трещиноватости.

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ХАРАКТЕРИСТИК ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПО ДАННЫМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

3.1. Разработка комплексной методики оценки характеристик трещиноватости на основе использования модели Уоррена-Рута

В ходе выполненных в предыдущих главах исследований установлено, что оптимальным способом оценки параметров трещиноватости при обработке КВД является метод, основанный на использовании модели Уоррена-Рута. Предложен также способ, позволяющий адаптировать метод под условия низкой освещенности керном турне-фаменских залежей месторождений Соликамской депрессии, заключающийся в использовании в качестве проницаемости матрицы величины, определенной при обработке заключительных участков КВД по методикам, характерным для порового коллектора (методы касательной или Баренблатта). То есть достоверная оценка параметров трещиноватости коллекторов турне-фаменских отложений месторождений Соликамской депрессии возможна при совместном применении нескольких методов интерпретации кривых восстановления давления (уровня).

Выполненные исследования позволили рекомендовать следующий алгоритм оценки параметров трещиноватости по данным гидродинамических исследований скважин при неустановившихся режимах:

Этап 1. Определение пластового давления методом произведения, оценка степени восстановленности забойного давления до величины пластового при проведении исследования.

Этап 2. Диагностика режимов течения: оценка наличия на КВД участка, соответствующего радиальной фильтрации.

Этап 3. Диагностика режимов течения. Качественная и количественная оценка наличия на КВД точки перегиба и соответствия вида графика модели Уоррена-Рута.

Этап 4. Для кривых, характеризующихся полным восстановлением забойного давления до величины пластового при проведении исследования выполняется обработка стандартными методами без учета послепритока (касательной, Хорнера) с определением проницаемости поровой части коллектора.

При отсутствии на КВД участка радиальной фильтрации (при неполном восстановлении забойного давления до величины пластового) выполняется обработка методами с учетом послепритока (интегрального Г.И. Баренблатта и др., дифференциального Ю.П. Борисова и др). Полученную при этом проницаемость также следует относить к поровой части коллектора.

Этап 5. При установлении соответствия анализируемой КВД модели Уоррена-Рута выполняется обработка по приведенному в [82, 83] алгоритму с определением средней проницаемости системы «матрица + трещины» и относительной емкости трещин. Проницаемость трещин определяется по формуле:

$$k_{\text{трещ}} = \frac{k_{\text{м+тр}}^2}{k_{\text{матр}}}; \quad (3.1)$$

где $k_{\text{м+тр}}$ – проницаемость системы «матрица + трещины»; $k_{\text{матр}}$ – определенная по ГДИ проницаемость поровой части коллектора.

Этап 5. Оценка средней текущей раскрытости трещин по формуле:

$$W_{\text{тек}} = \sqrt{\frac{k_{\text{трещ}}}{33 \cdot \omega \cdot K_{\text{п}}}}, \quad (3.2)$$

где ω – определенная ранее относительная емкость трещин; $K_{\text{п}}$ – коэффициент пористости.

Для иллюстрации рассмотрен пример применения данной методики для обработки кривой восстановления давления скважины 425 Гагаринского месторождения (остановка на исследование 09.06.2010 г.). График КВД в координатах «Давление – время» представлен на рисунке 3.1, в координатах метода произведения – на рисунке 3.2.

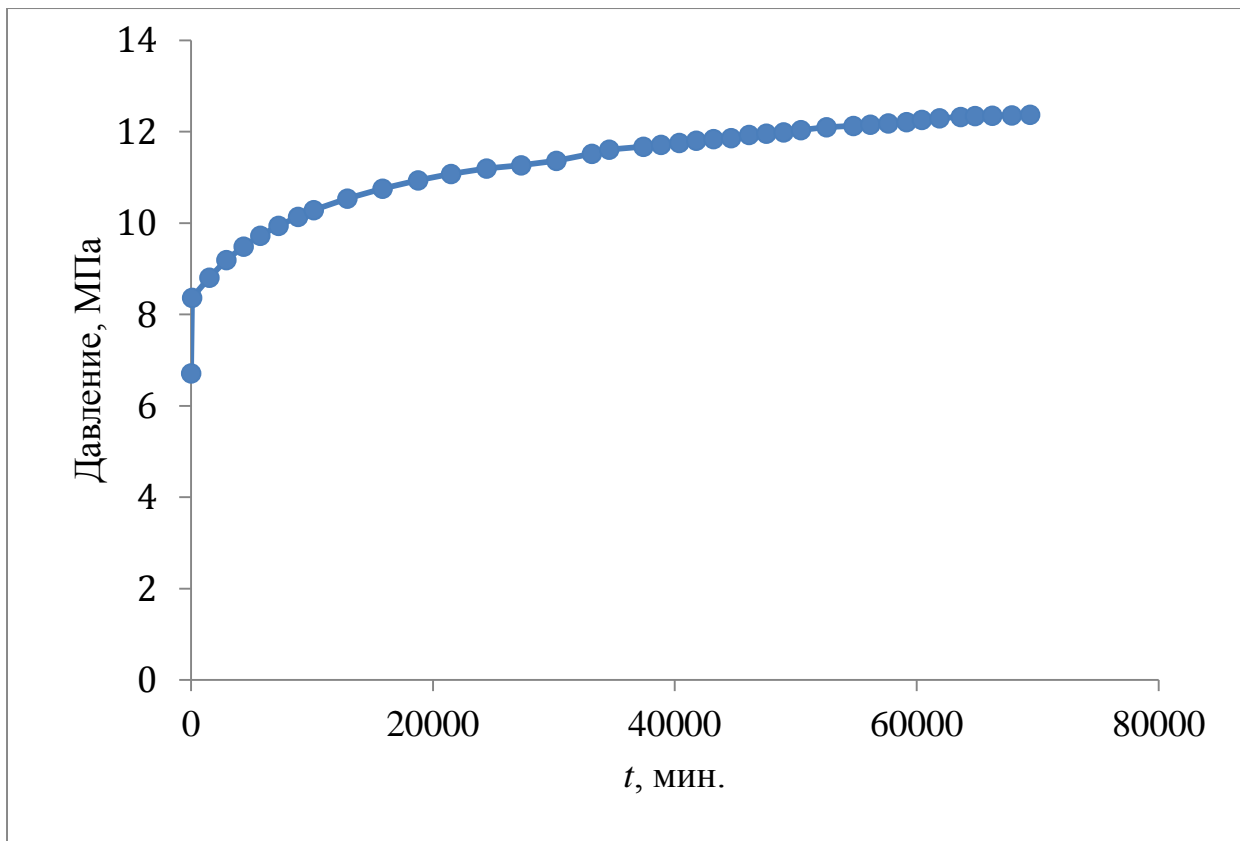


Рисунок 3.1. Кривая восстановления давления для скважины 425 Гагаринского месторождения

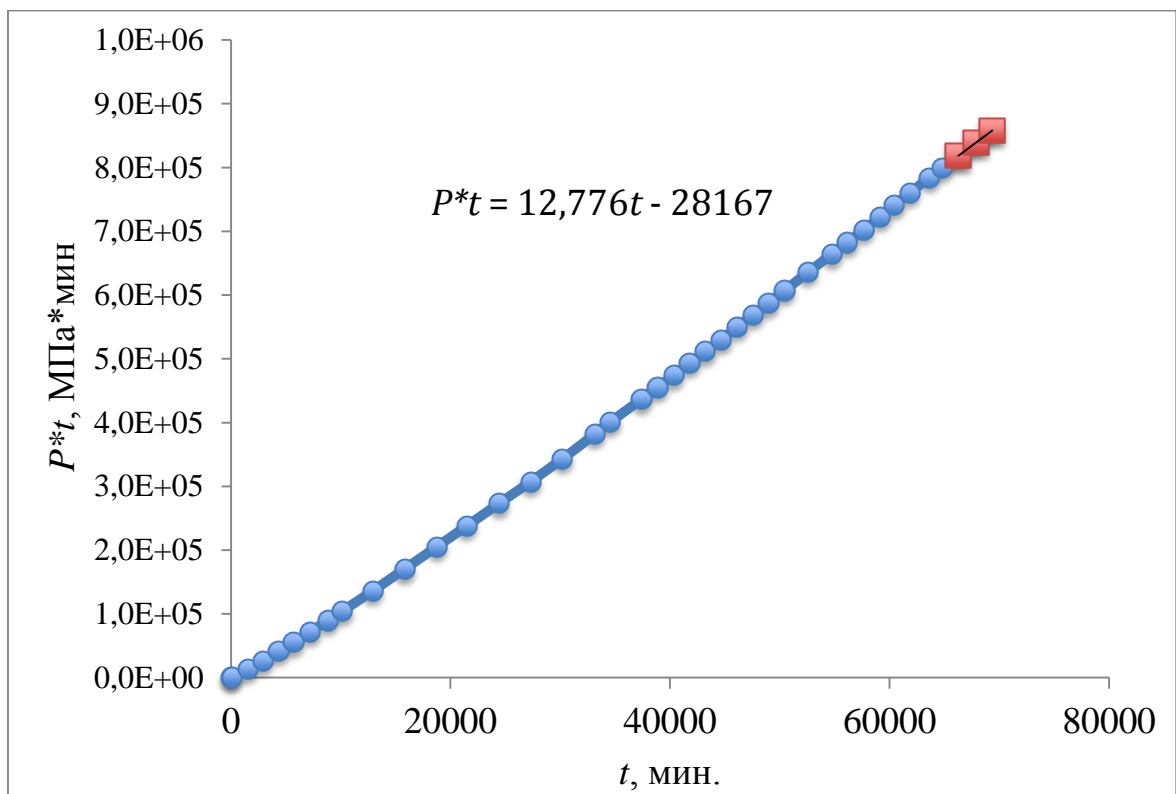


Рисунок 3.2. Кривая восстановления давления в координатах метода произведения скважины для 425 Гагаринского месторождения

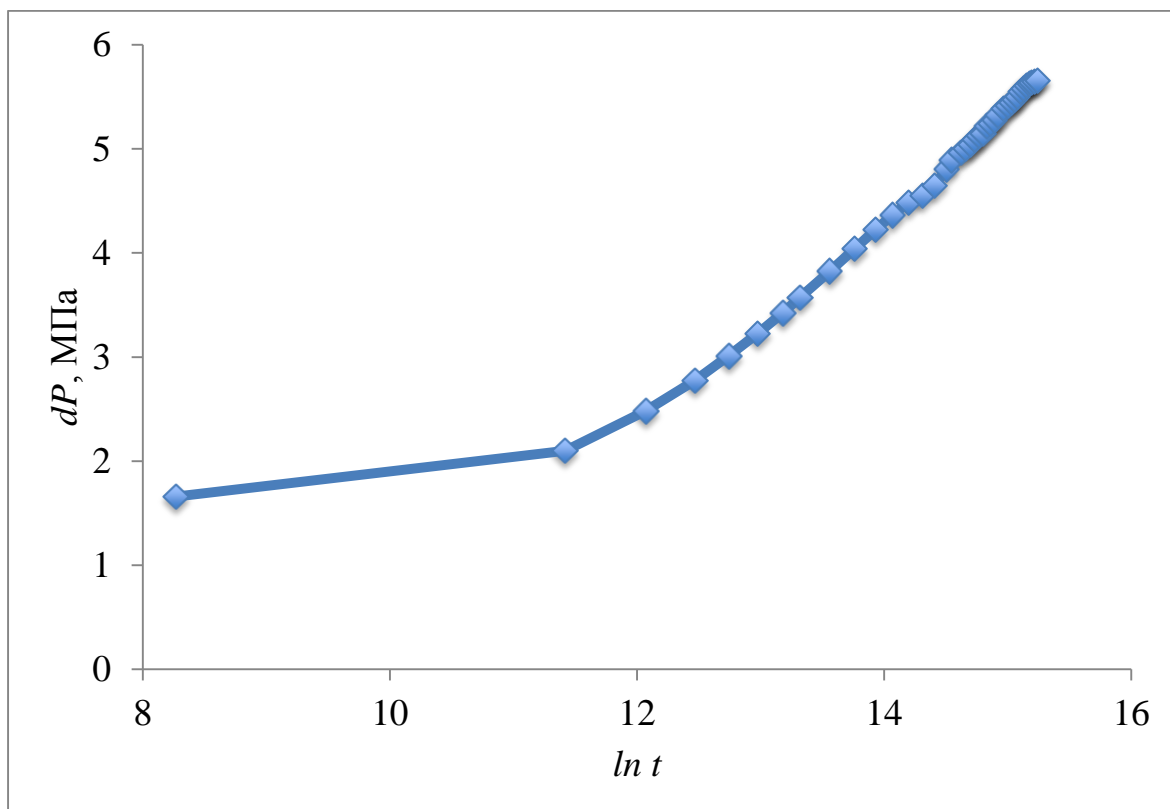


Рисунок 3.3. Кривая восстановления давления в полулогарифмических координатах для 425 Гагаринского месторождения

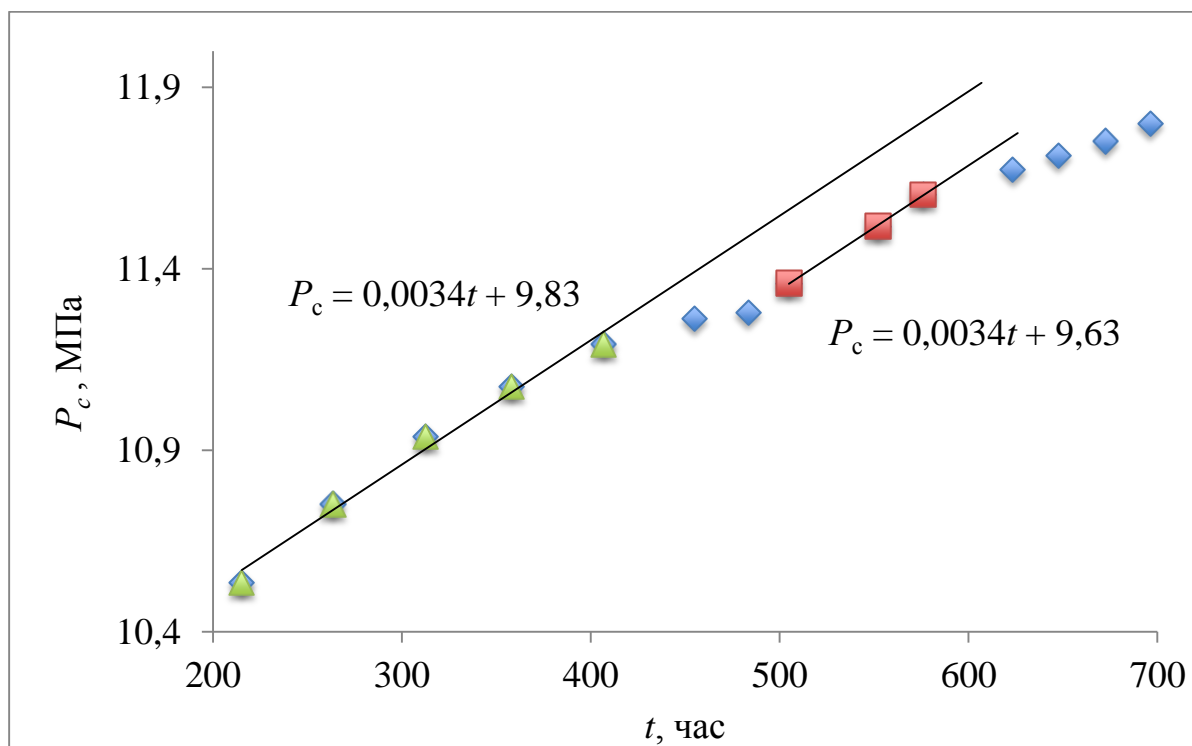


Рисунок 3.4. Кривая восстановления давления в соответствии с методикой Уоррена-Рута для скважины для 425 Гагаринского месторождения

Пластовое давление, определенное методом произведения, составляет 12,8 МПа. На графике КВД в полулогарифмических координатах участок радиальной фильтрации однозначно не выделяется (рис.3.3); проницаемость поровой части (матрицы) следует определять методом с учетом послепритока (в данном случае методом Баренблатта и др.).

Диагностика режима течения по методу детерминированных моментов давлений (ДМД)

Величина безразмерного диагностического признака $d=1,96$, в соответствии с теорией метода ДМД это свидетельствует о трещиноватости коллекторов.

Диагностика трещиноватости по методу Уоррена-Рута

На КВД (рис. 3.4) однозначно выделяется точка перегиба и два параллельных участка (о чем свидетельствует равенство угловых коэффициентов линейных уравнений, аппроксимирующих выделенные участки). Подтверждением наличия точки перегиба является поведение второй производной давления (рис. 3.5).

Определение проницаемости поровой части коллектора (матрицы)

Поскольку участок радиальной фильтрации на графике в полулогарифмических координатах отсутствует, определение проницаемости матрицы выполнено с применением интегрального метода переменного послепритока Г.И. Баренблатта и др. (рис.3.6).

В результате обработки получено значение проницаемости матрицы $k_{\text{матр}}=8,6$ мД.

Вычисление параметров трещиноватости по Уоррену-Руту (с учетом метода Баренблатта)

1. Средняя проницаемость пласта:

$$k = \frac{2,149 \cdot Q \cdot \mu \cdot b}{n \cdot h} = \frac{2,149 \cdot 25 \cdot 1,16 \cdot 1,38}{0,66 \cdot 7,9} = 16,6 \text{ мД}$$

2. Относительная емкость трещин:

$$\omega = 10^{-\frac{\delta P}{n}} = 10^{-\frac{0,46}{0,66}} = 0,2$$

Относительная емкость трещин равна 0,2, т.е. трещины занимают 20% общего объема порового пространства данного пласта-коллектора.

3. Трещинная проницаемость:

$$k_{\text{тек}} = \frac{k^2}{k_{\text{матр}}} = \frac{16,6^2}{8,6} = 31,9 \text{ мД}$$

4. Текущая ширина (раскрытость) трещины:

$$W_{\text{тек}} = \sqrt{\frac{k_{\text{тек}}}{33 \cdot \omega \cdot m}} = \sqrt{\frac{31,9}{33 \cdot 0,2 \cdot 0,1}} = 6,8 \text{ мкм}$$

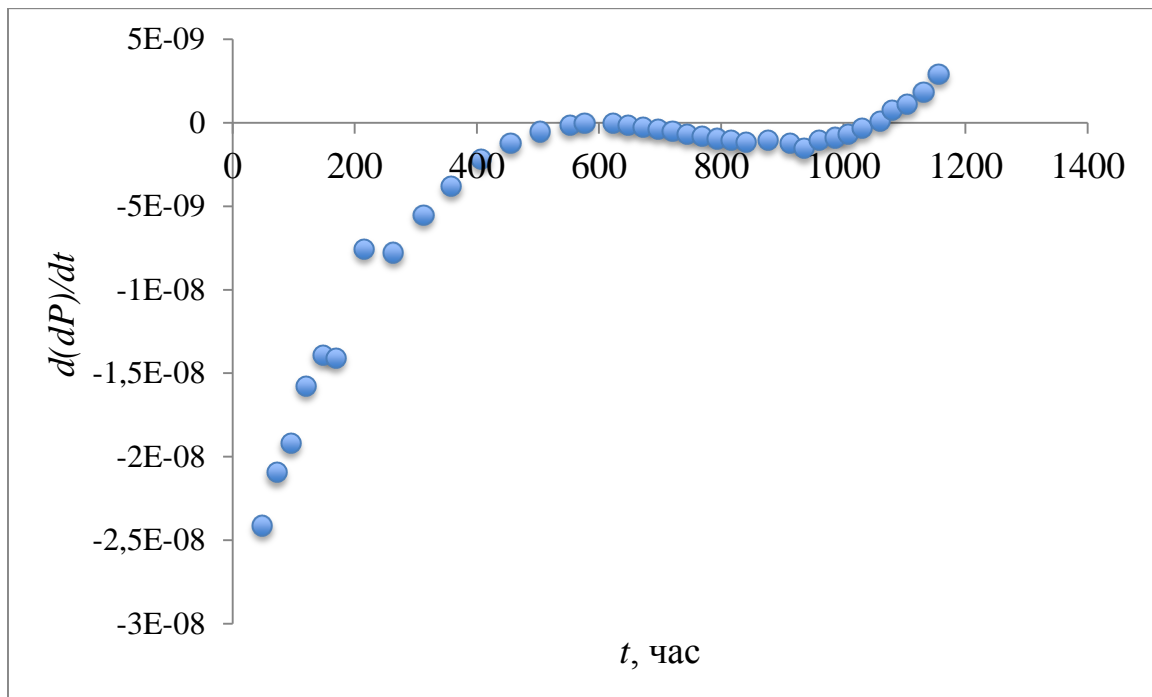


Рисунок 3.5. График второй производной давления для скважины для 425 Гагаринского месторождения

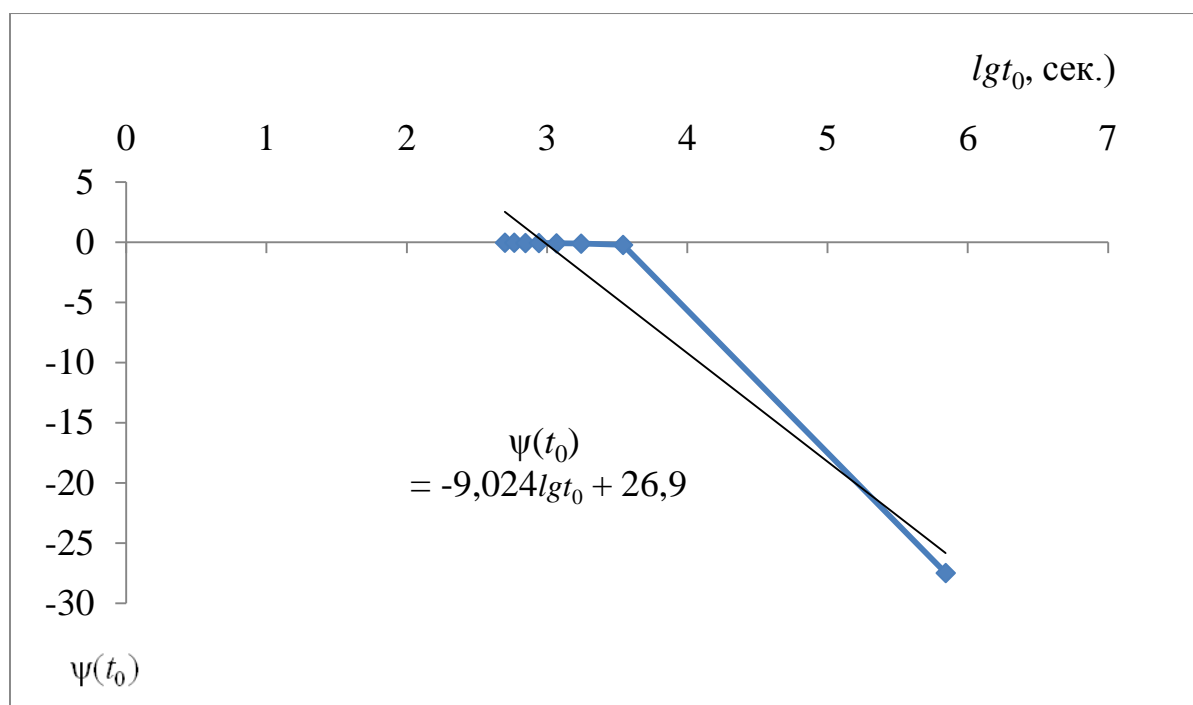


Рисунок 3.6. Кривая восстановления давления в координатах интегрального метода Баренблатта

Таким образом, выполненные в соответствии с предложенной методикой вычисления позволили получить значительное количество актуальной геологической информации о строении и свойствах коллектора в зоне дренирования скважины 425 Гагаринского месторождения.

Для принятия окончательного решения о применимости методики для оценки параметров трещиноватости турне-фаменских отложений месторождений Соликамской депрессии представляется целесообразным выполнить оценку достоверности ее результатов с привлечением других, независимых данных.

3.2. Оценка достоверности результатов применения разработанной методики на основе статистического анализа сопоставления геолого-промысловых характеристик

Применимость использования разработанной методики оценена на основе комплексного анализа сходимости ее прогнозных результатов с фактическими

промысловыми характеристиками эксплуатации скважин. На первом этапе рассмотрена достоверность оценки проницаемости коллекторов по стандартному методу касательной ($k_{мк}$) в поровом и трещинном типе коллектора. Наличие трещин оценивалось по разработанной выше в диссертационной работе комплексной методике. В результате 34 интервала добычи нефти отнесены к поровому типу коллектора без существенного присутствия трещиноватости, для 99 интервалов сделан вывод о наличии трещиноватости коллекторов. Для этих же интервалов добычи для контроля проведено сравнение средних величин удельной продуктивности скважин ($K_{прод}/h_n$) в поровом и трещиноватом коллекторах. Результаты представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Сравнение средних значений проницаемости и удельной продуктивности для порового и трещинного типов коллекторов

Параметр	Средние значения для типа коллектора		Критерий $\frac{t}{p}$
	порового (n=34)	трещинного (n=99)	
Проницаемость, мкм ²	$k_{мк}=0,035 \pm 0,068$	$k_{мк}= 0,021 \pm 0,039$	$\frac{1,50}{0,137}$
Удельная продуктивность, м ³ /(сут*МПа*м)	$K_{прод}/h_n = 0,924 \pm 1,766$	$K_{прод}/h_n = 0,576 \pm 0,899$	$\frac{1,49}{0,139}$

Статистический анализ показывает, что при оценке методом касательных для участков гранулярного коллектора величины $k_{мк}$ значительно превышают аналогичные для зон с развитием трещин. С учетом того, что метод касательных оценивает проницаемость именно матрицы коллектора, установленная статистическая закономерность хорошо согласуется с теоретическими представлениями. Процесс развития трещин происходит более интенсивно именно в зонах наиболее плотных пород.

Для оценки достоверности использования методов интерпретации ГДИ в условиях коллекторов различных типов проведено сопоставление оценок проницаемостей и удельной продуктивности скважин ($K_{прод}/h_n$). При

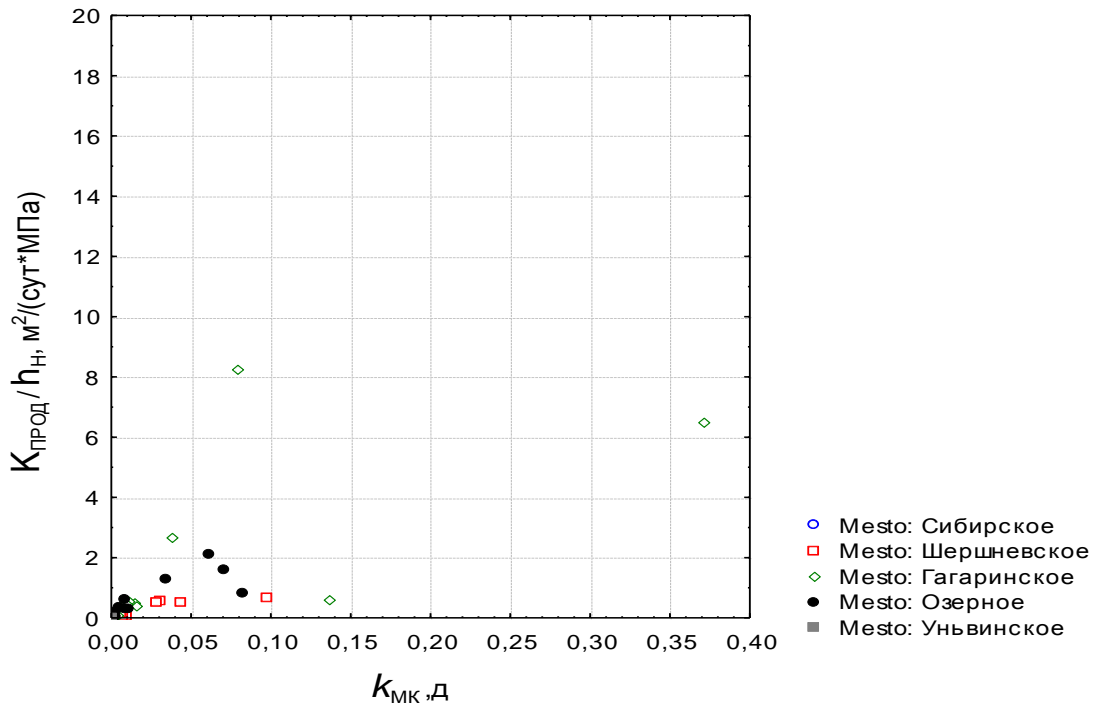
статистическом анализе средних значений удельной продуктивности скважин установлено значимое превышение $K_{\text{прод}}/h_n$ в поровом коллекторе в сравнение с трещинным. Это хорошо объяснимо эффектом уменьшения раскрытости трещин в процессе разработки пласта, чего не наблюдается в поровом коллекторе.

На рисунке 3.7 приведено сопоставление проницаемостей по методу касательной $k_{\text{мк}}$ с $K_{\text{прод}}/h_n$ отдельно для коллекторов с отсутствием и наличием трещиноватости.

Из рисунка 3.7.а видно, что для коллекторов порового типа в целом значения $k_{\text{мк}}$ контролируют удельную продуктивность скважин ($r=0,675$ при $n=34$). Для коллекторов трещинного типа корреляционная связь $k_{\text{мк}}$ и $K_{\text{прод}}/h_n$ заметно слабеет ($r=0,554$ при $n=100$), что может быть объяснено сложностью интерпретации ГДИ методом касательной.

Более наглядно снижение контроля метода касательной продуктивности скважин проявляется для коллекторов трещинного типа при анализе в пределах конкретных месторождений. Результаты построения линейных зависимостей $K_{\text{прод}}/h_n=f(k)$ и коэффициентов тесноты связи сведены в таблице 3.2. Из сводной таблицы видно, что для трещинных коллекторов Шершневого месторождения теснота связи снижается с $r=0,807$ до $r=0,686$, для Озерного месторождения – с $r=0,811$ до $r=0,650$. Результаты для Гагаринского месторождения в целом сопоставимы ($r=0,635$ и $r=0,699$).

Аналогичный статистический подход реализован для оценки достоверности определений проницаемости по разработанной методике (k_{y-p}) (рис. 3.8). При оценке без деления на месторождения сходимость показателей $K_{\text{прод}}/h_n$ и k_{y-p} остается не высокой – $r=0,600$ при $n=131$. Зато при анализе по месторождениям корреляция резко возрастает.



а

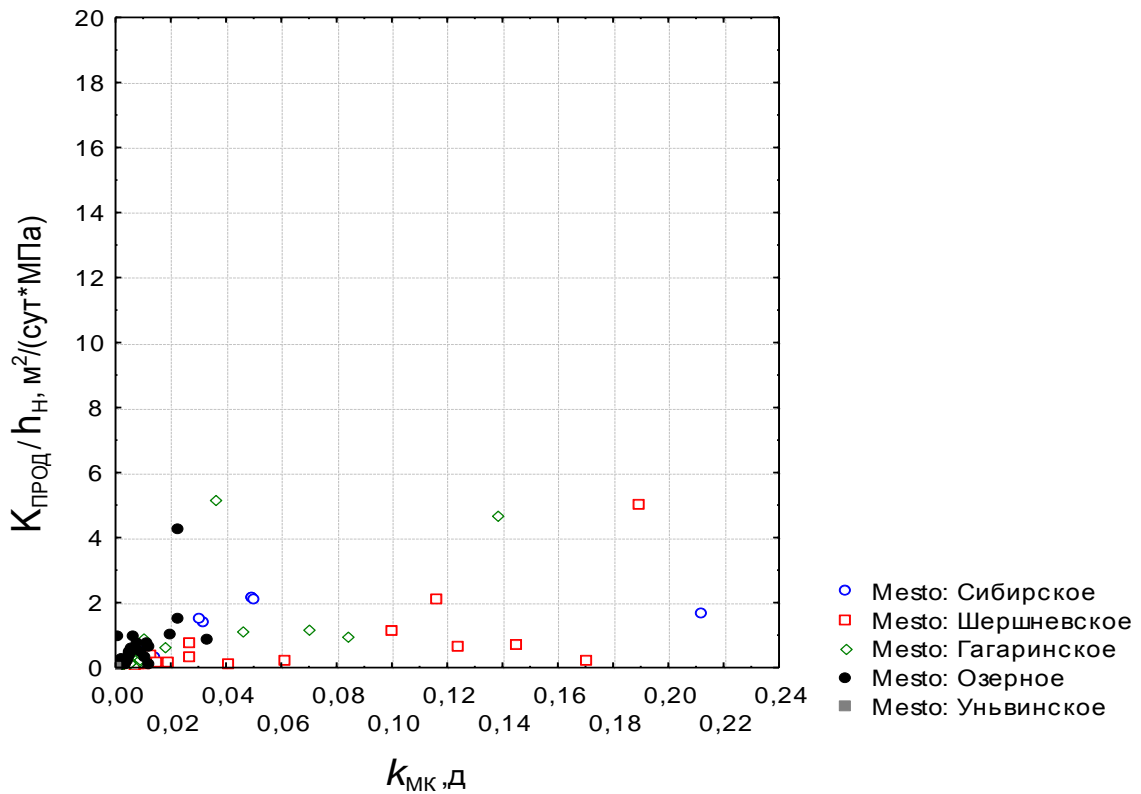


Рисунок 3.7. Сопоставление удельной продуктивности $K_{\text{прод}}/h_H$ с проницаемостью по методу касательной $k_{\text{МК}}$ для турне-фаменных коллекторов Соликамской депрессии а - без трещиноватости, б - с наличием трещиноватости

Сопоставление результатов расчета проницаемости с удельной продуктивностью скважин для турне-фаменских залежей Соликамской депрессии

Месторождение	Метод касательной		Разработанная методика
	поровый	порово-трещинный	
Сибирское	-	$K_{\text{прод}}/h_{\text{н}}=0,498+9,9k_{\text{мк}}$ $r=0,600$; $n=18$	$K_{\text{прод}}/h_{\text{н}}=0,135+10,81k_{\text{у-р}}$ $r=0,823$; $n=18$
Шершневское	$K_{\text{прод}}/h_{\text{н}}=0,157+6,6k_{\text{мк}}$ $r=0,807$; $n=7$	$K_{\text{прод}}/h_{\text{н}}=-0,024+12,3k_{\text{мк}}$ $r=0,686$; $n=23$	$K_{\text{прод}}/h_{\text{н}}=0,177+1,66k_{\text{у-р}}$ $r=0,912$; $n=35$
Гагаринское	$K_{\text{прод}}/h_{\text{н}}=0,878+16,4k_{\text{мк}}$ $r=0,635$; $n=11$	$K_{\text{прод}}/h_{\text{н}}=0,229+27,9k_{\text{мк}}$ $r=0,699$; $n=21$	$K_{\text{прод}}/h_{\text{н}}=0,120+14,45k_{\text{у-р}}$ $r=0,981$; $n=35$
Озерное	$K_{\text{прод}}/h_{\text{н}}=0,198+18,4k_{\text{мк}}$ $r=0,811$; $n=13$	$K_{\text{прод}}/h_{\text{н}}=0,085+63,3k_{\text{мк}}$ $r=0,650$; $n=37$	$K_{\text{прод}}/h_{\text{н}}=0,139+12,44k_{\text{у-р}}$ $r=0,913$; $n=42$
Все	$K_{\text{прод}}/h_{\text{н}}=0,305+17,6k_{\text{мк}}$ $r=0,675$; $n=34$	$K_{\text{прод}}/h_{\text{н}}=0,320+13,2k_{\text{мк}}$ $r=0,554$; $n=100$	$K_{\text{прод}}/h_{\text{н}}=0,402+4,23k_{\text{у-р}}$ $r=0,600$; $n=131$

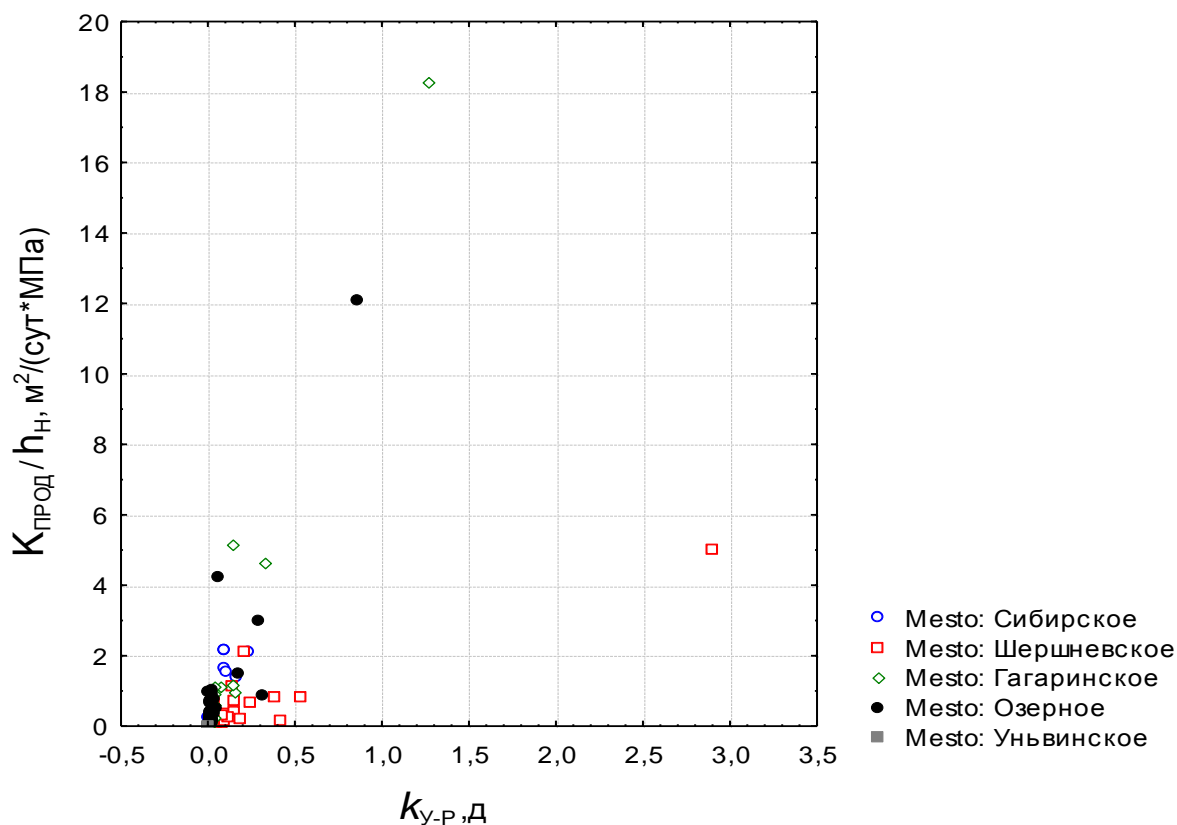


Рисунок 3.8. Сопоставление удельной продуктивности с проницаемостью по разработанной методике для турне-фаменских коллекторов Соликамской депрессии

Наибольшая теснота установлена между $K_{\text{прод}}/h_n$ и k_{y-p} для Гагаринского месторождения ($r=0,981$ при $n=35$), для которого проницаемость по разработанной методике практически полностью контролирует удельную продуктивность. Также высокие значения сходимости установлены для Озерного ($r=0,913$ при $n=42$) и Шершневого ($r=0,912$ при $n=35$) месторождений, несколько ниже - для Сибирского месторождения ($r=0,823$ при $n=18$).

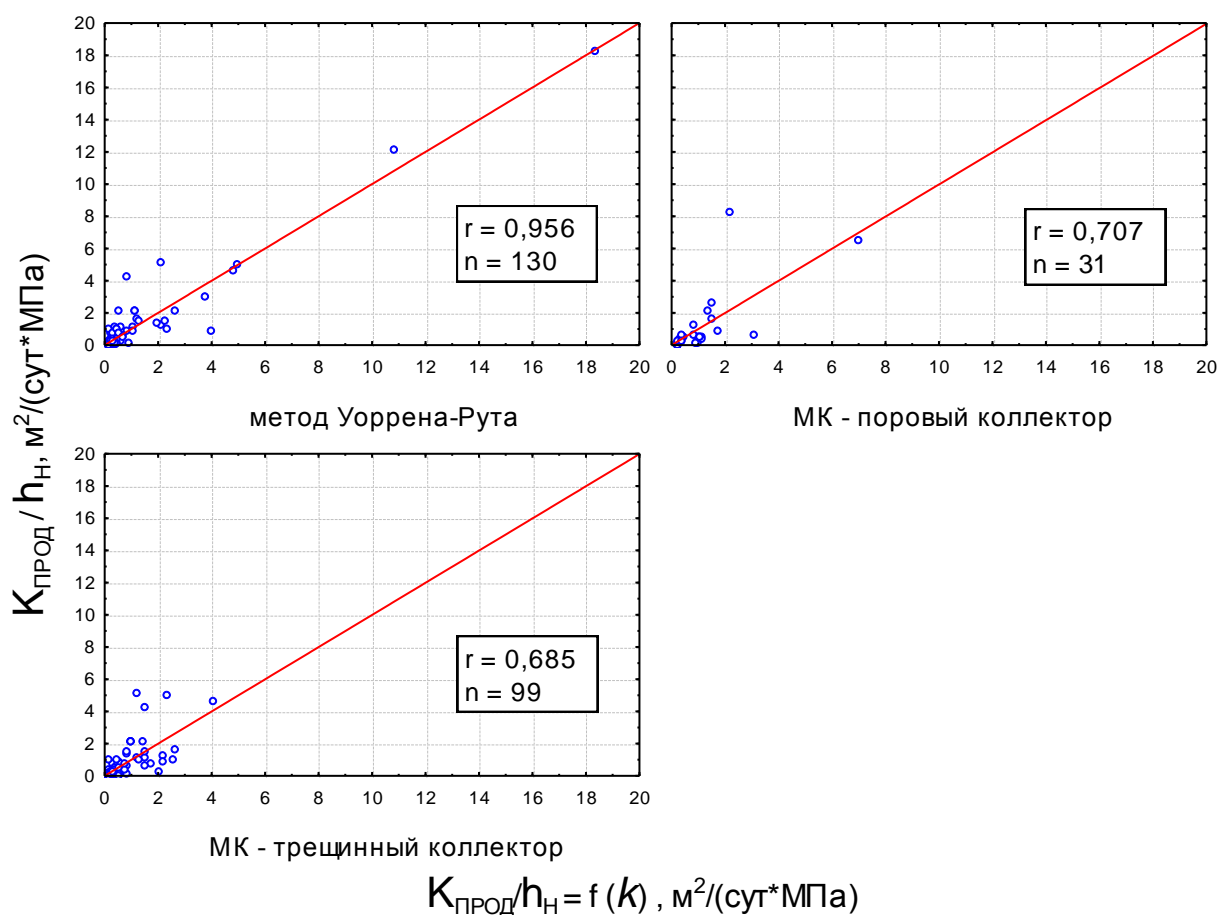


Рисунок 3.9. Сопоставление значений фактической и прогнозной удельной продуктивности, рассчитанной по методу касательной и разработанной методике для турне-фаменских коллекторов Соликамской депрессии

Приведенные в таблице 3.2 линейные зависимости вида $K_{\text{прод}}/h_n=f(k_{y-p})$ можно использовать для оценки конкретных месторождений. По ним, а также по зависимостям для метода касательной проведены расчеты удельной продуктивности через проницаемость по ГДИ. Результаты сопоставления

расчетных результатов с фактической удельной продуктивностью представлены на рисунке 3.9. Для разработанной методики прогнозная и фактическая продуктивности только для 3 объектов из 130 имеют значительные отклонения - порядка $3 \text{ м}^2/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$. Наименее тесная связь установлена для удельной продуктивности, оцененной по методу касательной в условиях развития трещиноватости коллекторов.

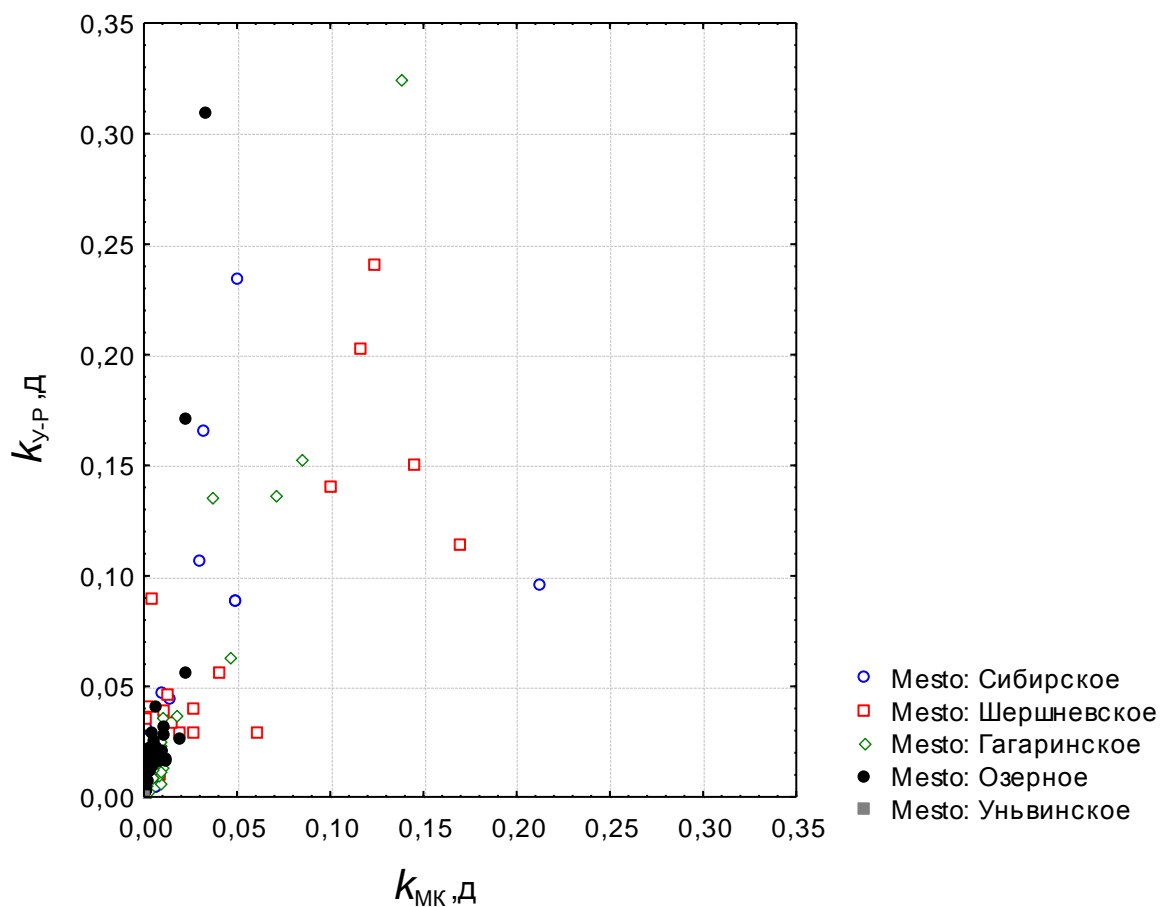


Рисунок 3.10. Сопоставление значений проницаемости по методам касательной и Уоррена-Рута для турне-фаменских коллекторов Соликамской депрессии

На рисунке 3.10 выделяются два характерных поля: левое характеризуется большим уклоном к оси абсцисс, правое – меньшим. Проведенный анализ, в ходе которого изучены все геолого-физические показатели (пористость, нефтенасыщенность, географическое размещение на залежи, проницаемость и др), показал, что левое поле представлено скважинами, для которых характерно

наличие максимально раскрытых (по сравнению со средним для залежи показателем) трещин. Для этих скважин проницаемость трещин превалирует над матричной, что обуславливает более крутой вид зависимости.

Для контроля оценки корректности использования методов касательной и Уоррена-Рута в условиях трещинных коллекторов проведено сравнение средних величин $k_{\text{МК}}$ и $k_{\text{У-Р}}$. При статистическом анализе использовалась статистическая выборка с попарными результатами 99 определений данных показателей. Результаты представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3

Сопоставление результатов расчетов $k_{\text{МК}}$ и $k_{\text{У-Р}}$ в условиях коллекторов трещинного типа

Параметр	Значение для метода интерпретации		Критерий $\frac{t}{p}$
	касательной	разработанная методика	
Проницаемость, мкм ²	$k_{\text{МК}} = 0,021 \pm 0,038$	$k_{\text{У-Р}} = 0,045 \pm 0,065$	$\frac{3,18}{0,002}$

Из таблицы 3.3 видно, что средняя оценка проницаемости по разработанной методике $k_{\text{У-Р}}$ на уровне статистической погрешности менее 1% ($p=0,002$) значительно превышает $k_{\text{МК}}$. Это объяснимо учетом влияния при расчете $k_{\text{У-Р}}$ трещинной проницаемости, тогда как $k_{\text{МК}}$ характеризует только проницаемость матрицы породы. Необходимо отметить, что корреляционная связь между показателями $k_{\text{МК}}$ и $k_{\text{У-Р}}$ является статистически значимой – $r=0,69$ ($n=99$), что объяснимо влиянием на оценку результатов по разработанной методике в том числе и проницаемости матрицы горной породы.

Выводы по главе

- Для карбонатных турне-фаменских коллекторов месторождений Соликамской депрессии на основе модели Уоррена-Рута разработана комплексная

методика оценки параметров трещиноватости при совместном применении нескольких методов интерпретации кривых восстановления давления (уровня). В результате предложенного алгоритма количественно оцениваются проницаемость матрицы, проницаемость трещин, относительная емкость трещин, средняя текущая раскрытость трещин.

- Сопоставление значений проницаемости по методам касательной и Уоррена-Рута для турне-фаменских коллекторов Соликамской депрессии показывает их значимые различия, главным образом в условиях развития трещинных коллекторов.

- При интерпретации КВД по методу касательной для коллекторов порового типа в целом значения проницаемости контролируют удельную продуктивность скважин. Для коллекторов трещинного типа корреляционная связь заметно слабеет. Снижение контроля метода касательной продуктивности скважин проявляется более сильно для коллекторов трещинного типа при анализе в пределах конкретных месторождений.

- При использовании модели Уоррена-Рута при интерпретации КВД расчетная проницаемость в условиях трещиноватого коллектора хорошо согласуется с удельной продуктивностью скважин. Усиление контроля методом Уоррена-Рута проявляется более сильно при анализе в пределах конкретных месторождений.

- Проведенный статистический анализ показывает, что в условиях коллекторов трещинного типа результаты расчетов проницаемости по разработанной методике значительно лучше сопоставимы с промысловыми характеристиками работы скважин. Использование при оценке проницаемости метода касательной приводит к занижению реальной проницаемости коллекторов трещинного типа и не может быть рекомендовано в условиях трещинного коллектора.

ГЛАВА 4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАЗРАБОТАННОЙ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ РЕШЕНИИ ПРИКЛАДНЫХ ЗАДАЧ

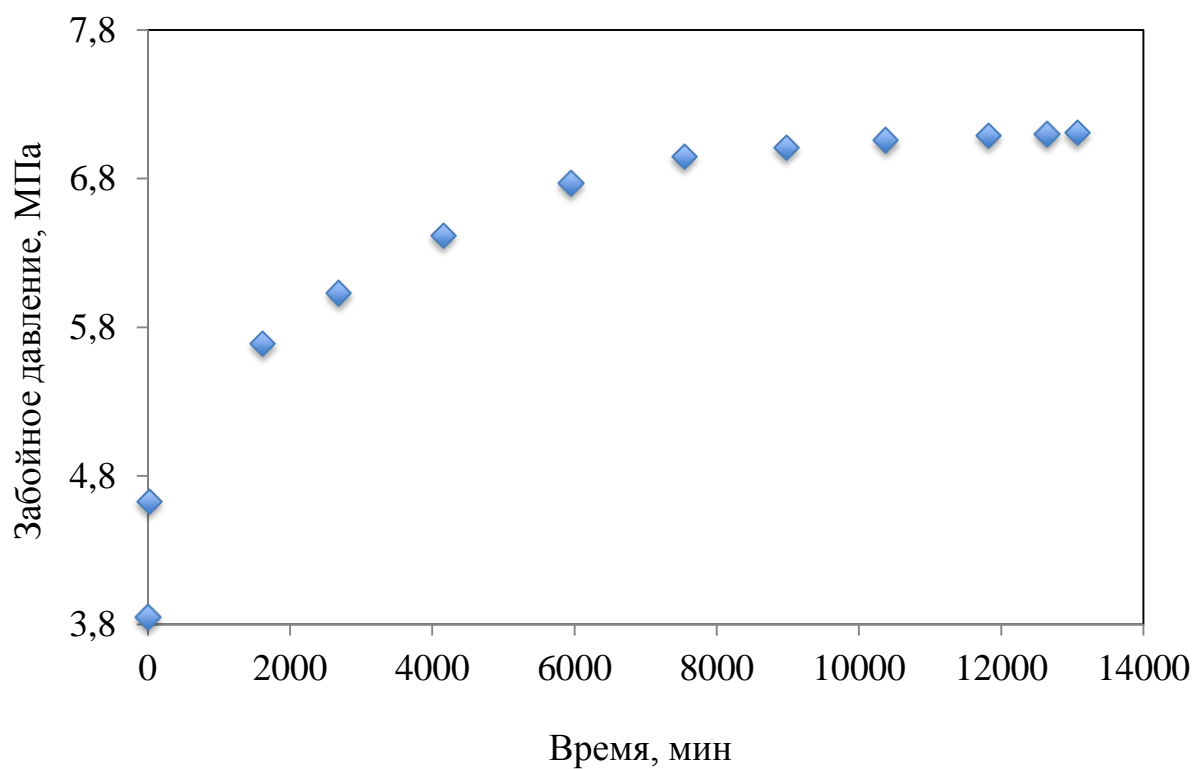
4.1. Использование результатов для изучения особенностей геологического строения залежей и прогнозирования распространения коллекторов порового и трещинного типов

В работе [81] автором диссертации для изучения геологического строения фаменской залежи Озерного месторождения привлечены материалы исследований 55 скважин, пробуренных в начальный период разработки. Все КВД обработаны с применением разработанной методики, для каждой из скважин диагностирован тип коллектора.

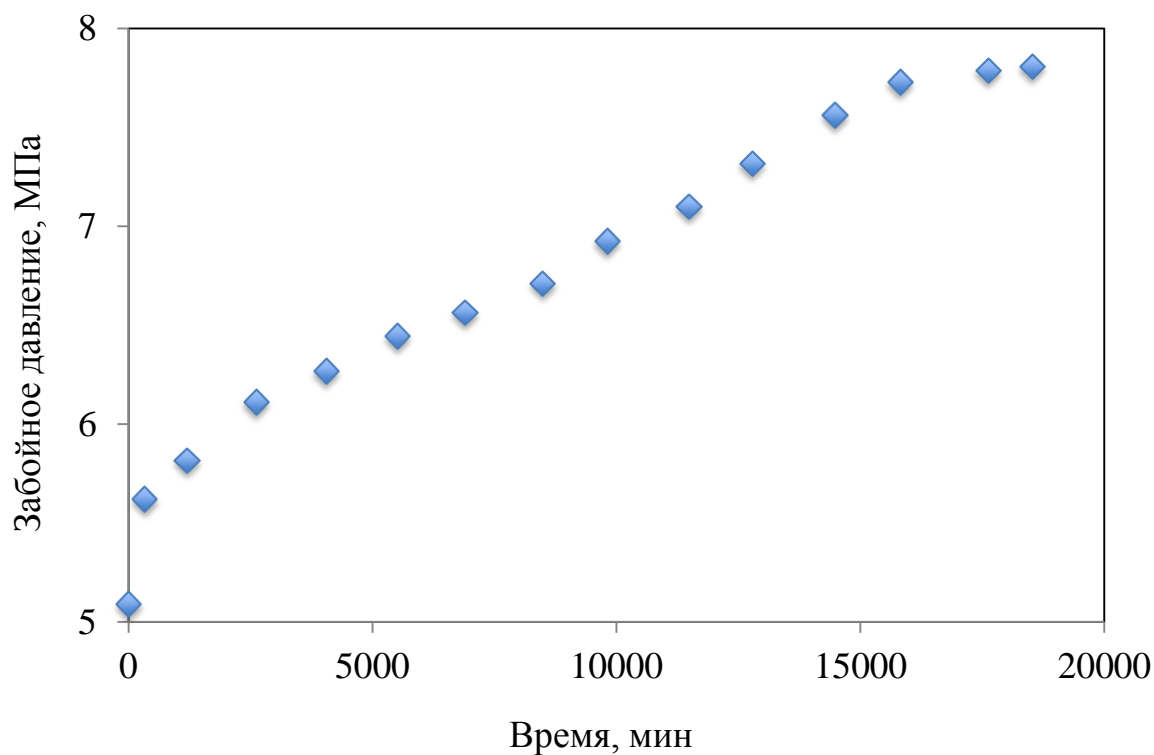
Для трех скважин установлен различный вид КВД на разные даты исследований. Так КВД скважины 467 на сентябрь 2006 г. имеет монотонно затухающий вид, что соответствует поровому типу коллектора, дренируемому скважиной в данный период (рис.4.1.а). На июль 2008 г. характер КВД принципиально изменился. Из рисунка 4.1.б видно, что на графике КВД выделяется точка перегиба, что согласно модели Уоррена-Рута свидетельствует о влиянии трещин на работу скважины. Эти данные согласуются с потокометрическими исследованиями. Если в 2006 г. согласно потокометрии работали только интервалы в диапазоне глубин 1955-1962 м, то позднее стали дополнительно работать более 40 метров пласта в интервалах глубин выше 1940 м. Очевидно подключившиеся пропластки характеризуются трещиноватостью, что объясняет различный вид графиков КВД.

Результаты использования методики оценки типа коллектора (поровый и трещинный) для скважин фаменской залежи Озерного месторождения приведены в таблице 4.1. Для 20 скважин по КВД, обработанным в соответствии с моделью Уоррена-Рута, сделаны выводы о наличии трещинных коллекторов. Для 32 скважин установлен монотонно затухающий темп восстановления давления, что

соответствует коллектору порового типа. В 3 случаях получены неоднозначные результаты о типе коллектора.



a



б

Рисунок 4.1. Результаты исследований КВД для скважины 447 фаменской залежи Озерного месторождения на разные даты: *a* – сентябрь 2006 г., *б* – июль 2008 г.

По результатам обработки в работе [81] автором диссертации построена схема, отражающая расположение зон развития трещиноватости на площади фаменской залежи Озерного месторождения (рис.4.2). При ее построении учитывались данные на начальный период эксплуатации скважин, с целью охарактеризовать естественное геологическое строение залежи без влияния последующих геолого-технических мероприятий. Из схемы видно, что распределение трещинных коллекторов по площади имеет зональный характер. Скважины, где по методике Уоррена-Рута прогнозируется трещинный коллектор, образуют зону, направленную с юго-запада на северо-восток (рис. 4.2).

Согласно данным А.П. Вилесова (2010 г.) наиболее интенсивно процессы карстования органогенных построек протекали в переходной зоне от биогермного ядра к зоне верхней части тылового шлейфа. К этим участкам часто приурочены высокодебитные скважины. Проводимость палеокарстовых трещин является наиболее высокой по сравнению со всеми другими генетическими морфотипами трещин [9].

Также морфотипом трещин, потенциально влияющим на фильтрационно-емкостные характеристики коллекторов являются тектонические трещины. Этот тип наиболее типичен в массивных и плотных водораслевых известняках биогермного ядра рифовых массивов. Для фильтрации флюидов в плотных водораслевых известняках тектонические трещины играют ведущую роль [9].

С целью выявления геологических закономерностей размещения зон трещиноватости полученные результаты сопоставлены с данными литолого-фациального моделирования по данным изучения керн из работы [67] и уточненной литолого-фациальной моделью турне-фаменской залежи Озерного месторождения из работы [65], построенной на основе комплексирования исследований керн и 3D сейсморазведки. В указанной работе И.С. Путиловым выделены 4 литолого-фациальные зоны: нижнего тылового шлейфа (класс 1), верхнего тылового шлейфа (класс 2), биогермного ядра (класс 3), склона рифа (класс 4). С учетом данной классификации в диссертации проведено

статистическое сопоставление приуроченности развития трещинных коллекторов к различным литолого-фациальным зонам.

Таблица 4.1

Результаты оценки трещиноватости для скважин в различных фациальных зонах

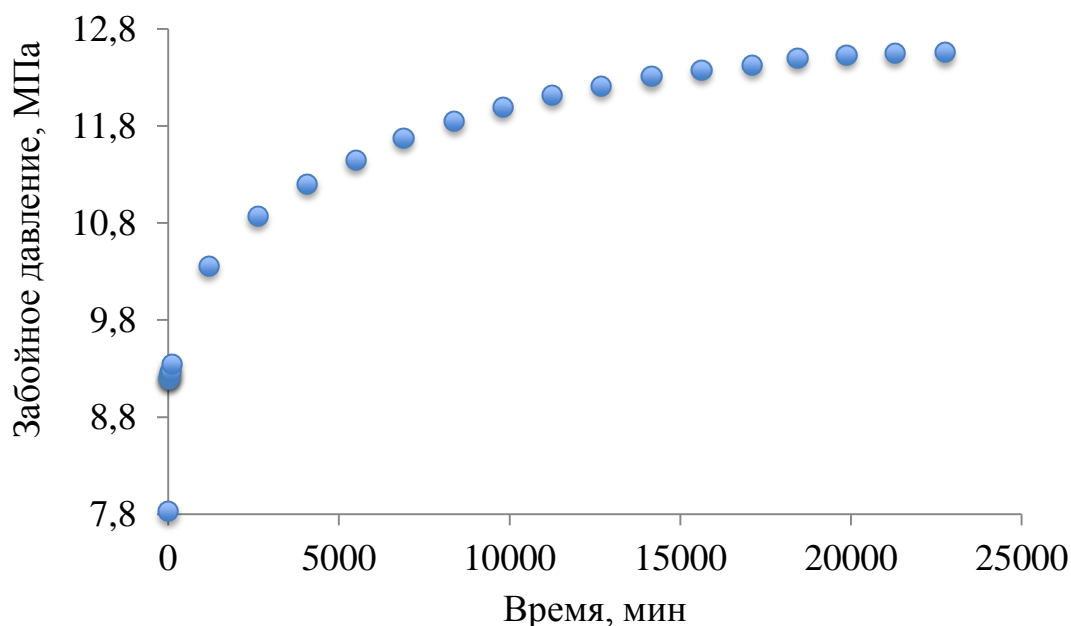
№ пп	№ скв	Модель Уоррена-Рута	ЛФ зона
1	37	-	НШ
2	38	-	НШ
3	39	+	БЯ
4	42	-	НШ
5	46	+	ВШ
6	51	-	БЯ
7	402	-	НШ
8	404	-	НШ
9	407	-	не опр
10	409	+	ВШ
11	410	+	ВШ
12	414	-	НШ
13	415	-	НШ
14	420	+	ВШ
15	421	+	ВШ
16	422	+	ВШ
17	423	-	ВШ
18	425	-	БЯ
19	426	-	БЯ
20	428	-	БЯ
21	429	-	БЯ
22	431	-	БЯ
23	433	-	БЯ
24	434	-	БЯ
25	436	+	ВШ
26	437	+	ВШ
27	438	-	ВШ
28	439	+	ВШ
29	440	+	ВШ
30	441	+	ВШ
31	442	-	НШ
32	443	-	НШ

33	444	-	НШ
34	445	-	НШ
35	446	+/-	НШ
36	447	+/-	не опр

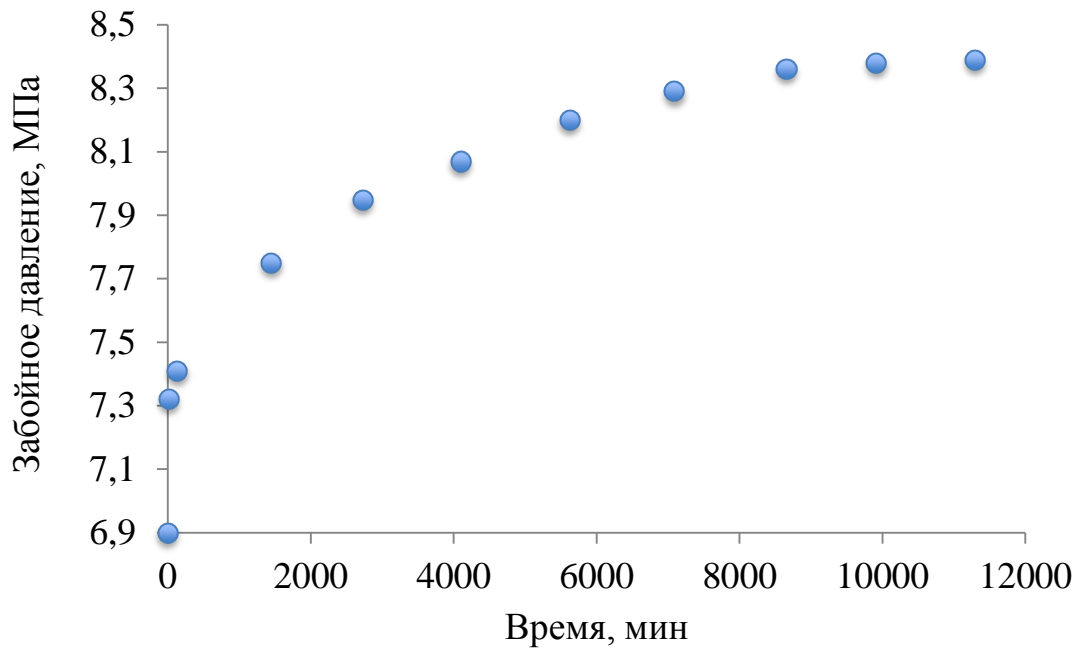
№ пп	№ скв	Модель Уоррена-Рута	ЛФ зона
37	448	+	ВШ
38	449	+	ВШ
39	450	-	БЯ
40	451	-	БЯ
41	454	+	ВШ
42	455	+	ВШ
43	456	+	ВШ
44	457	-	ВШ
45	458	-	НШ
46	459	-	НШ
47	460	-	НШ
48	462	-	НШ
49	463	-	НШ
50	464	+	ВШ
51	465	+/-	СК
52	466	-	не опр.
53	467	-	НШ
54	44 (1)	+	ВШ
55	45 (2)	+	ВШ

где:
БЯ – биогермное ядро;
ВШ – верхняя часть тылового шлейфа;
НШ – нижняя часть тылового шлейфа;
СК – рифовый склон.

Распределение литолого-фациальных зон совместно с оценкой трещиноватости по модели Уоррена-Рута представлено в таблице 4.1. Анализ таблицы 1 показывает, что трещинный тип коллектора для фаменской залежи Озерного месторождения в основном приурочен к литолого-фациальной зоне верхнего тылового шлейфа и прилегающих к ней участков. На рисунке 4.3 приведены характерные примеры КВД для различных литолого-фациальных зон. Для коллекторов зоны верхнего тылового шлейфа на КВД, как правило, выделяется точка перегиба, что согласно модели Уоррена-Рута соответствует подключению трещин (рис.4.3.в). Установленная связь работающих интервалов трещин согласуется с данными исследований ядра из работы [9], в которой отмечено, что именно в зоне верхнего тылового шлейфа развиты палеокарстовые трещины с максимальной проводимостью.

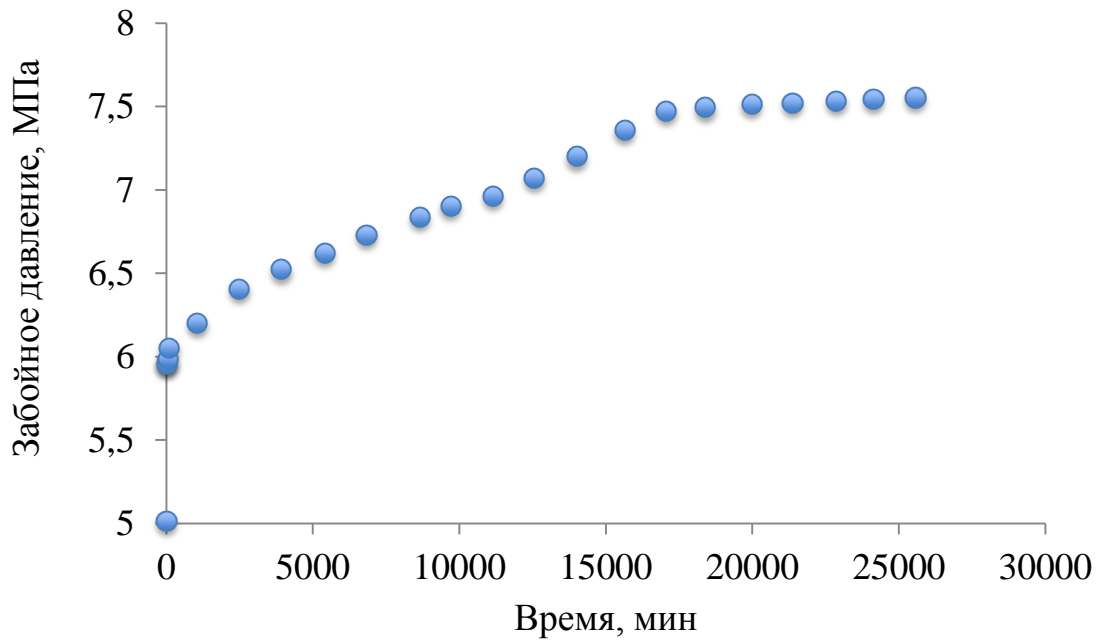


a

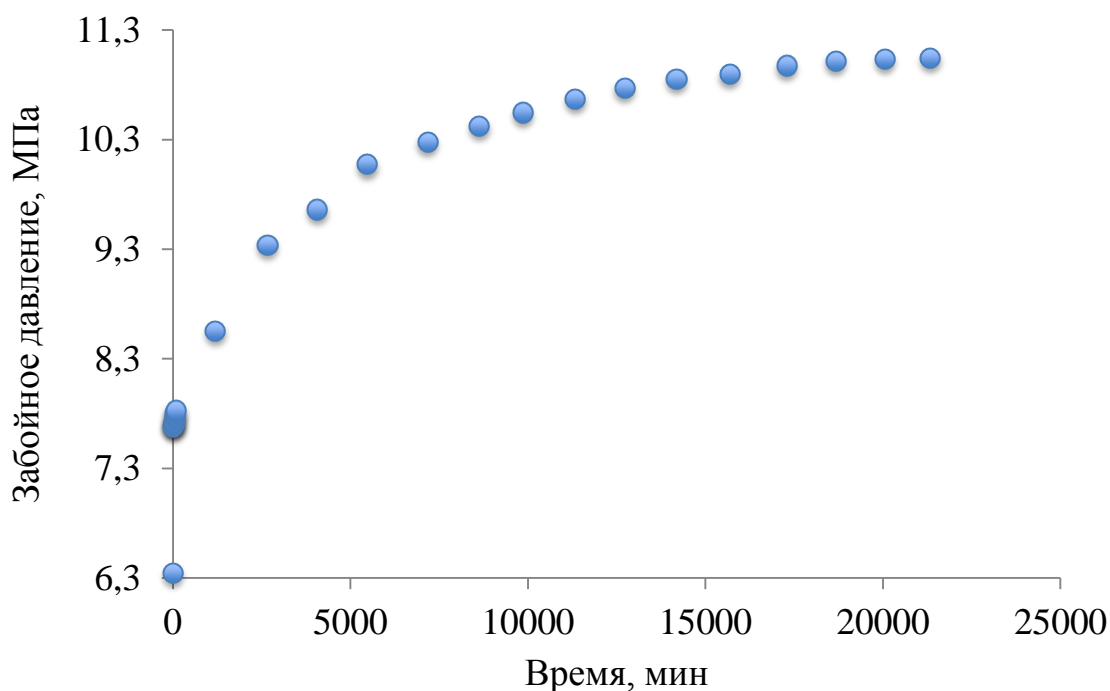


б

:



в



г

Рисунок 4.3. Результаты исследований КВД для различных литолого-фациальных зон: **а** – рифового склона (скважина 451), **б** – биогермного ядра (скважина 426), **в** – верхней части тылового шлейфа (скважина 410), **г** – нижней части тылового шлейфа (скважина 443)

Развитие коллекторов порового типа характерно для литолого-фациальных зон биогермного ядра, нижней части тылового шлейфа и рифового склона. Из рисунка 4.3 а, б, г видно, что в этих условиях КВД имеют монотонно затухающий вид.

Рассчитанные средние значения класса литолого-фациальной зоны соответственно составили:

$I_{п} = 2,7 \pm 0,6$ – для поровых коллекторов;

$I_{п} = 1,4 \pm 0,8$ – для трещинных коллекторов.

В данном случае по показателю $I_{п}$ гипотезы о равенстве средних при распределении t -Стьюдента и однородности выборки по статистике χ^2_p для поровых и трещинных коллекторов можно принять лишь на уровне значимости менее 0,001%, что подтверждает зональность процессов развития трещиноватости.

Таким образом, методика прогноза литолого-фациальных зон по данным исследований керн и 3D сейсморазведки демонстрирует результаты, хорошо согласующиеся с материалами ГДИ, что свидетельствует о необходимости комплексирования этих методов. Полученные в диссертации выводы в значительной степени уточняют геологическое строение турне-фаменских залежей и имеют большой практический смысл, позволяя корректировать проектные решения с учетом данных о трещиноватости коллекторов.

4.2. Статистическое сопоставление геолого-промысловых характеристик для зон развития поровых и трещинных коллекторов

Апробация результатов определения параметров трещиноватости в соответствии с разработанной методикой выполнена с привлечением значительного объема геолого-промысловых данных (эффективная нефтенасыщенная толщина пласта h_n ; глубина кровли $H_{кр}$; начальный дебит жидкости $Q_{жидк}$; начальный коэффициент продуктивности $K_{прод}$; средняя проницаемость зон дренирования пласта k) по 55 скважинам, эксплуатирующим фаменскую залежь Озерного месторождения [12].

Необходимо отметить, что размещение скважин по площади фаменской залежи является практически равномерным, что подтверждается данными приведенными в работе [12]. Равномерная разбуренность позволяет утверждать, что установленные по площади залежи особенности распределения трещинных коллекторов не будут являться случайными.

Статистические характеристики геолого-промысловых показателей отдельно для поровых и трещинных коллекторов приведены в таблице 4.2. Оценка индивидуальной информативности выполнена по всем вышеприведенным показателям путем сравнения плотностей распределения в указанных зонах по критерию χ^2 .

Из данных таблицы 4.2 видно, что статистические различия в распределениях для трещинных и поровых зон наблюдаются наиболее сильно по показателю $N_{кр}$, для которого по критерию χ^2 имеются статистические различия в распределении.

Таблица 4.2

Распределение значений геолого-промысловых показателей для зон развития трещинных и поровых коллекторов

Тип коллектора	Интервалы варьирования $N_{кр}, м$								
	-1560--1570	-1570--1580	-1580--1590	-1590--1600	-1600--1610	-1610--1620	-1620--1630	-1630--1640	-1640--1650
Трещинный	0,041	0,166	0,458	0,250	0,041	-	0,041	-	-
Поровый	0,054	0,054	0,270	0,162	0,108	0,162	0,054	0,108	0,027

Тип коллектора	Интервалы варьирования $Q_{жидк}, м^3/сут$								
	0-10	10-20	20-30	30-40	40-50	50-60	60-70	70-80	80-90
Трещинный	0,375	0,166	0,083	0,041	0,083	0,166	-	0,041	0,041
Поровый	0,459	0,189	0,081	0,135	0,054	0,081	-	-	-

Тип коллектора	Интервалы варьирования $K_{прод}, м^3/сут*МПа$										
	0-5	5-10	10-15	15-20	20-25	25-30	30-35	35-40	40-45	45-50	50-55
Трещинный	0,500	0,083	0,166	0,083	-	-	0,041	-	0,041	0,041	0,041
Поровый	0,567	0,108	0,027	0,027	0,081	0,081	0,027	0,027	0,027	-	0,035

Тип коллектора	Интервалы варьирования $h_n, м$												
	0-5	5-10	10-15	15-20	20-25	25-30	30-35	35-40	40-45	45-50	50-55	55-60	60-65
Трещинный	0,125	-	0,041	0,291	0,041	0,166	0,083	0,166	0,041	0,041	-	-	-
Поровый	0,027	0,162	0,216	0,189	0,081	0,054	0,108	-	0,081	0,027	-	-	0,054

Тип коллектора	Интервалы варьирования $k, мД$							
	0-100	100-200	200-300	300-400	400-500	500-600	600-700	700-800
Трещинный	0,916	-	-	0,041	-	-	-	0,041
Поровый	0,918	0,054	0,027	-	-	-	0,027	-

Статистические характеристики геолого-промысловых показателей
для поровых и трещинных коллекторов

Показатель	среднее значение и стандартное отклонение		статистические критерии	
	трещинный коллектор	поровый коллектор	$\frac{t}{p}$	$\frac{-\chi^2_p}{p}$
$H_{кр}$, м	-1588±10,9	-1601±20,3	$\frac{2,75}{0,008}$	$\frac{8,31}{0,016}$
$Q_{жидк}$, м ³ /сут	28,2±26,1	17,9±17,1	$\frac{1,87}{0,067}$	$\frac{2,82}{0,243}$
$K_{прод}$, м ³ /(сут*МПа)	13,1±15,6	10,6±13,5	$\frac{0,65}{0,517}$	$\frac{0,40}{0,820}$
h_n , м	24,1±12,1	22,7±14,9	$\frac{0,402}{0,690}$	$\frac{0,563}{0,755}$
k , мД	76,3±165,1	30,5±99,7	$\frac{1,35}{0,181}$	$\frac{1,54}{0,464}$

Статистические характеристики геолого-промысловых показателей для поровых и трещинных коллекторов представлены в таблице 4.3. Из представленных данных видно, что по показателю h_n , который характеризует толщины выделенных по ГИС поровых коллекторов, не установлено значимых различий. Между тем, трещинные коллекторы в целом приурочены к повышенным участкам рельефа. Гипотезу о равенстве средних при распределении t -Стюдента для параметра $H_{кр}$ можно принять лишь на уровне значимости 0,8%, по статистике χ^2_p – на уровне менее 2%. Установленные значимые различия в абсолютных отметках рельефа для коллекторов порового и трещинного типа свидетельствуют о различных геологических условиях формирования коллекторов разного типа пустотности и о зональности развития процессов трещиноватости в пределах залежи.

Существенные различия для поровых и трещинных коллекторов установлены также для показателя $Q_{жидк}$. Из таблицы 4.3 видно, что начальные дебиты жидкости в трещинных коллекторах существенно превышают величины для коллекторов порового типа. Гипотезу о равенстве средних при распределении

t -Стьюдента можно принять на уровне значимости менее 7%. Для показателей $K_{\text{прод}}$ и k также наблюдается некоторое превышение величин в трещинном типе коллектора, однако различия в данном случае носят менее значительный характер.

Выполненный таким образом статистический анализ установил значимые различия в значениях основных геолого-промысловых данных для выделенных по разработанной методике трещинных и поровых коллекторов, подтвердив при этом достоверность применения методики.

4.3. Использование результатов для повышения достоверности геолого-гидродинамического моделирования

В работах [60, 80, 82] установлено, что для участков развития поровых коллекторов стандартный подход к геолого-гидродинамическому моделированию турне-фаменской залежи Озерного месторождения позволяет удовлетворительно провести адаптацию истории работы скважин. В то же время, более чем для половины скважин из зоны развития трещинных коллекторов при адаптации установлены значительные расхождения расчетных и фактических показателей, как по добыче нефти, так и по добыче жидкости. Очевидно, причиной данного расхождения следует считать неучет трещиноватости коллекторов.

В рамках выполнения диссертационных исследований рассмотрены варианты совершенствования геолого-гидродинамического моделирования с учетом трещиноватости коллекторов, что выполнено на примере скважины 45_2. На рисунке 4.4 представлено сопоставление расчетных и фактических дебитов нефти этой скважины.

Из анализа представленных на рисунке данных следует, что дебит нефти скважины 45_2, рассчитанный по модели (по принятым для порового коллектора подходам [3, 27, 42, 70, 71, 79]), значительно отличаются от фактических (исторических) значений.

На первом этапе для этой скважины (и для других, находящихся в зоне развития трещиноватости), выполнена модификация значений проницаемости, основанная на данных обработки КВД в соответствии с предложенной методикой, то есть в модель внесен поправочный коэффициент. Сопоставление расчетных и фактических дебитов после проведения поправочной процедуры выполнено на рисунке 4.5.

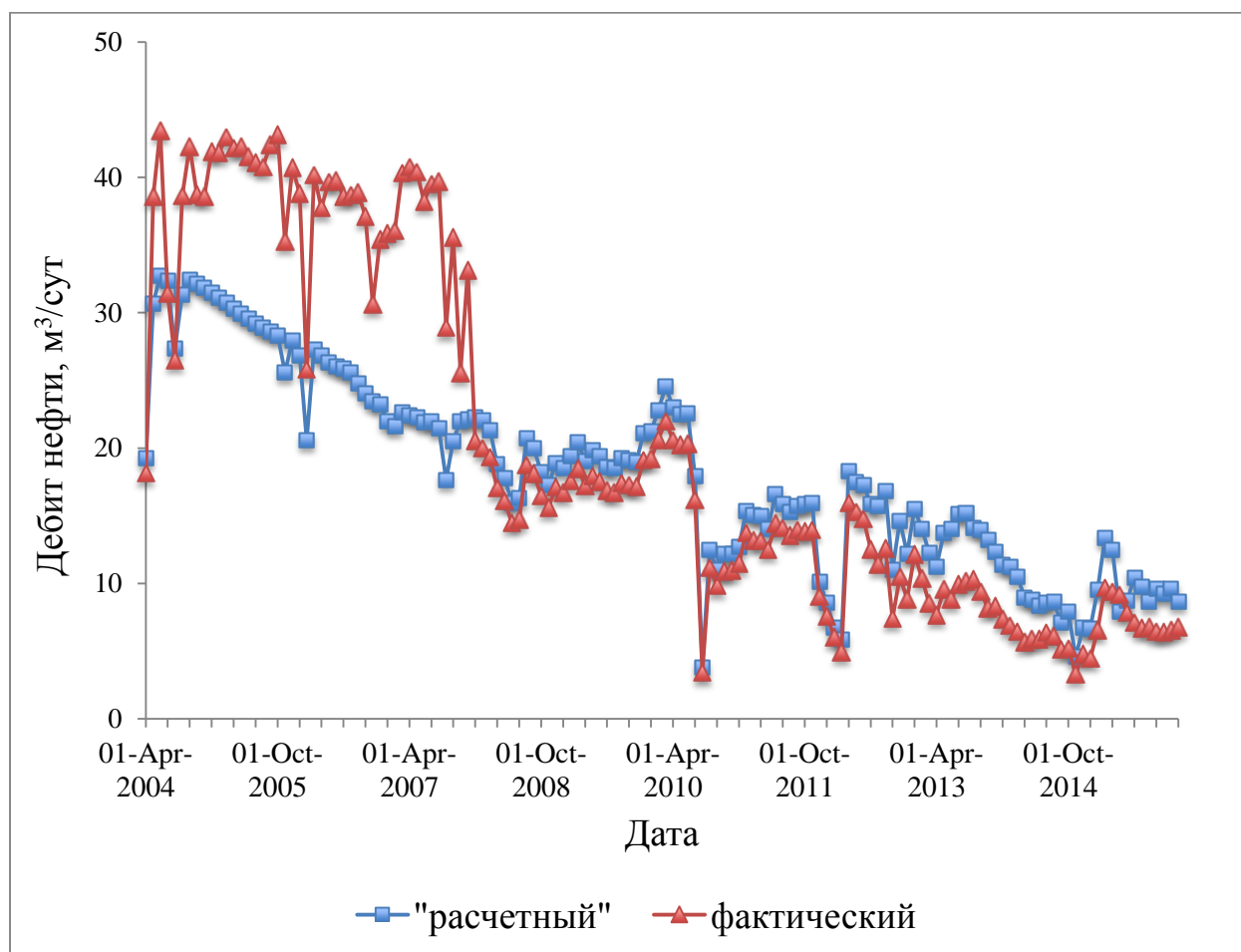


Рисунок 4.4. Сопоставление расчетного и фактического дебитов скважины 45_2 Озерного месторождения в процессе адаптации модели

Как следует из анализа представленных на рисунке 4.5 данных, модификация проницаемости позволила повысить степень адаптации модели: расхождение между расчетными и фактическими дебитами стала существенно меньшей. Однако считать проблему полностью решенной все же нельзя, поскольку отклонения между рассчитанными в модели и историческими показателями остаются существенными.

Поэтому далее в гидродинамической модели (ГДМ) между интервалами смоделирована проницаемая трещина с нулевой пористостью. Проницаемость при этом принята сопоставимой с проницаемостью выделенных нефтенасыщенных пропластков.

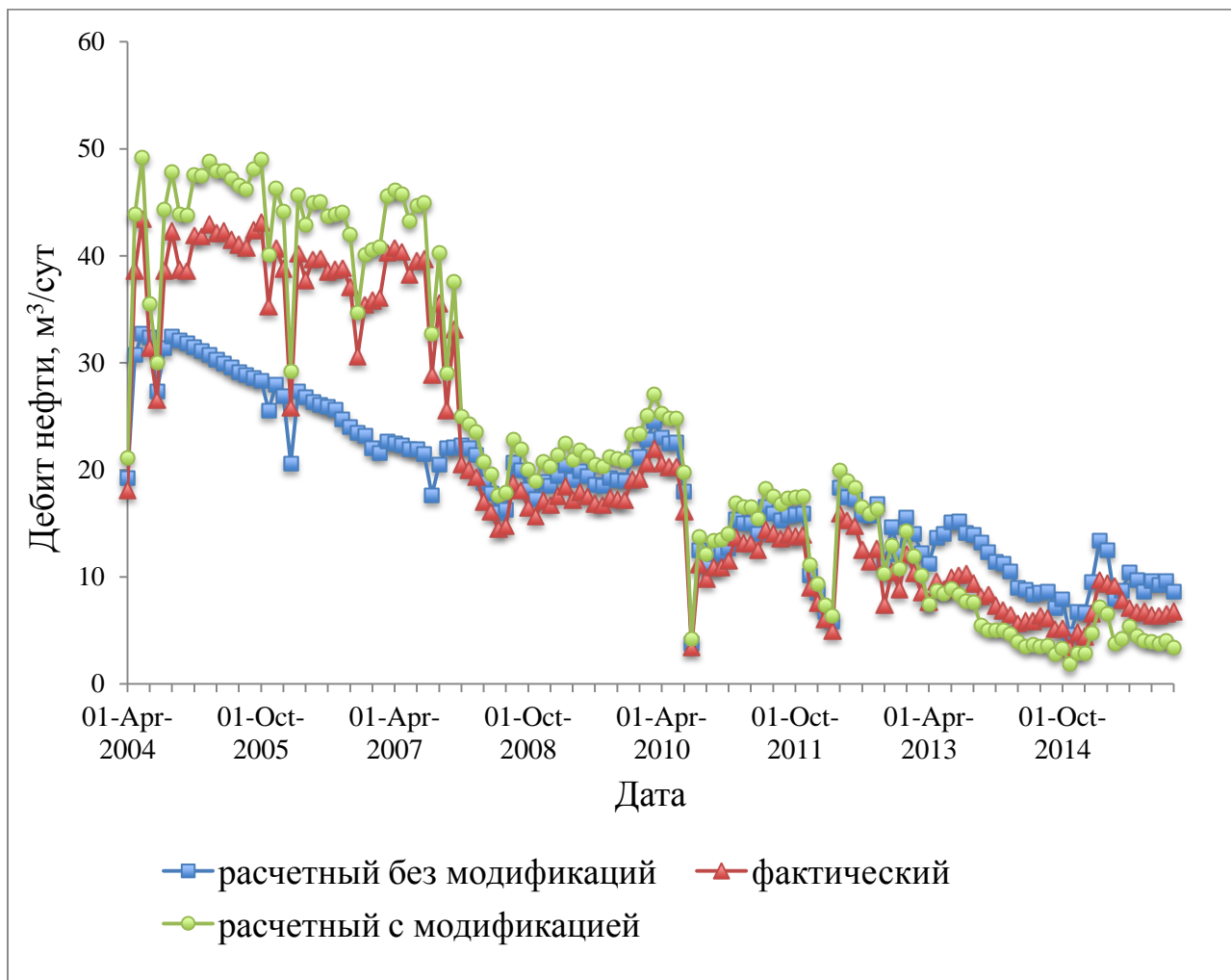
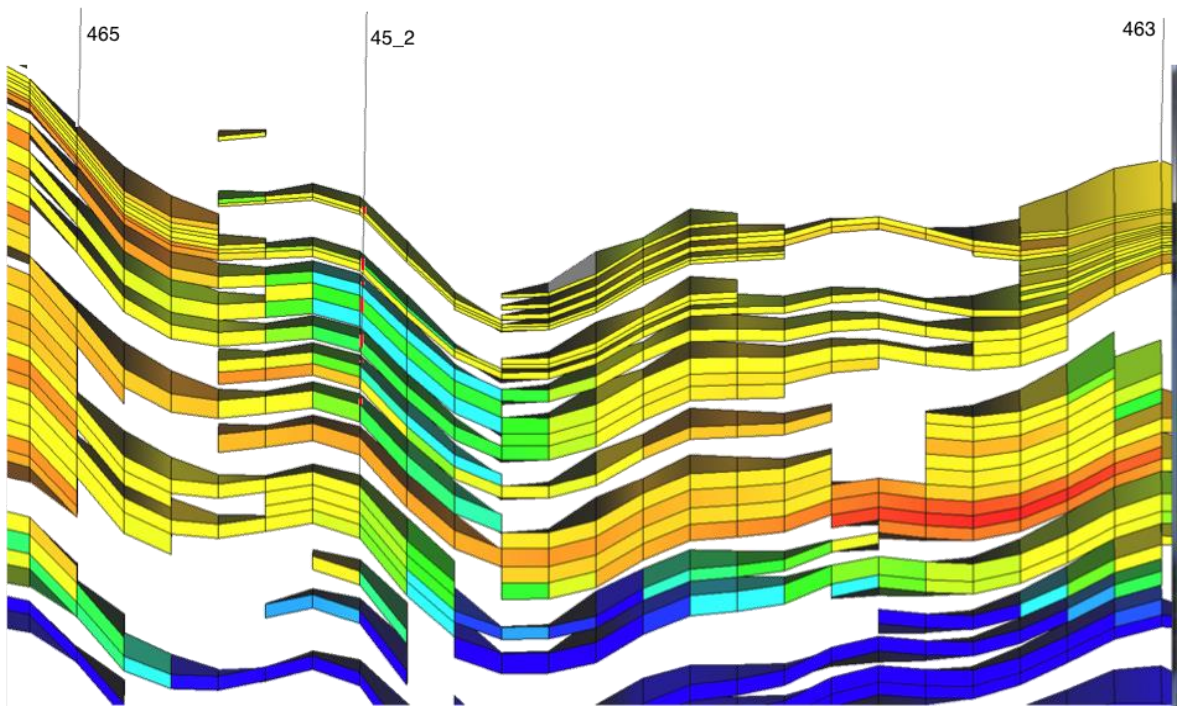
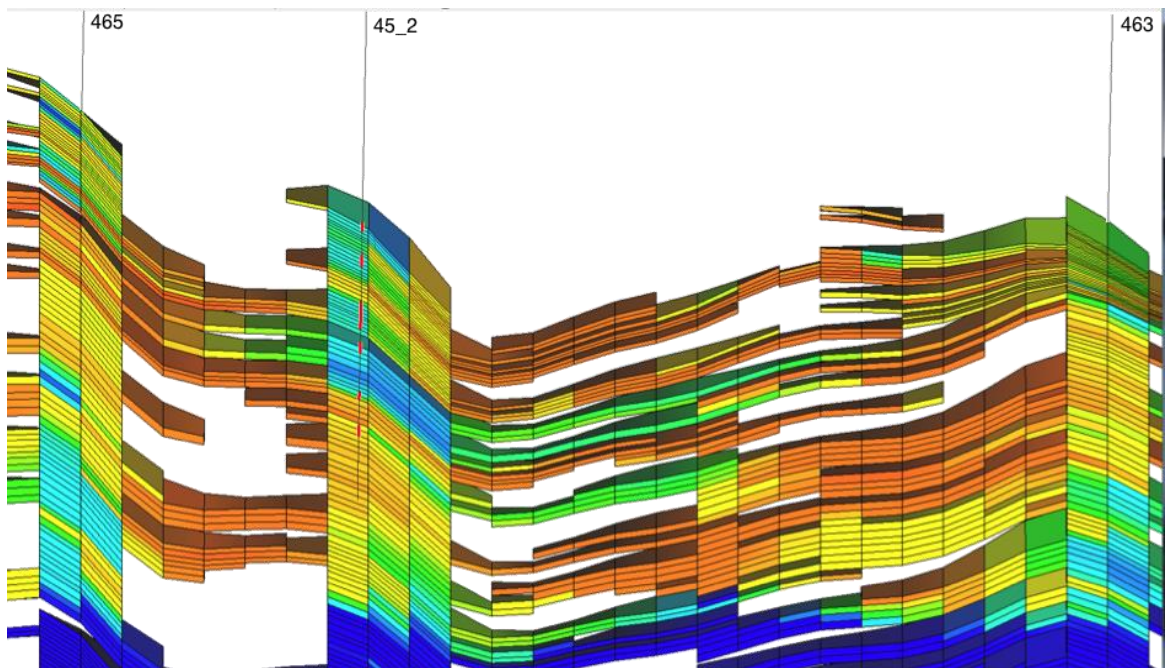


Рисунок 4.5. Сопоставление расчетных и фактических дебитов нефти скважины 45_2 Озерного месторождения в процессе адаптации модели с модификацией проницаемости

На рисунке 4.6 приведены схематические профили с учетом только порового коллектора и с моделированием трещинной проницаемости. В сравнение с моделью добычи нефти из коллекторов порового типа (рис. 4.6.а) при учете также интервалов трещинных коллекторов (рис. 4.6.б) толщина работающих интервалов в ГДМ существенно увеличивается, что более достоверно отражает реальные геологические условия залежи.



а



б



Рисунок 4.6. Схематизация геологического разреза в районе скважины 45_2 с учетом порового коллектора (а) и с моделированием трещинной проницаемости (б)

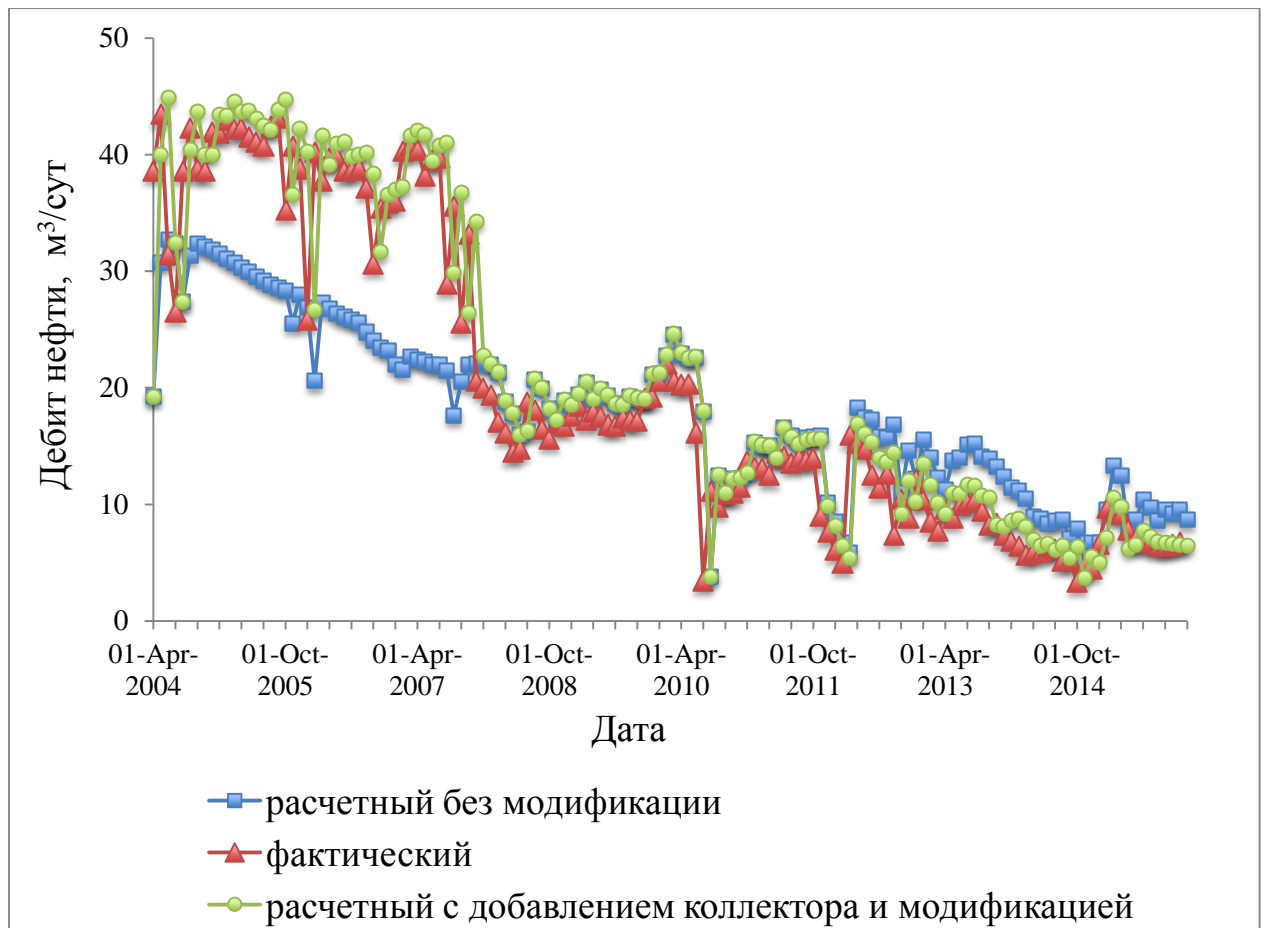


Рисунок 4.7. Сопоставление расчетных и фактических дебитов нефти скважины 45_2 в процессе адаптации модели с модификацией проницаемости и добавлением коллектора

Реализованный таким образом подход к созданию ГДМ в зоне развития трещинных коллекторов, основанный на модификации проницаемости в комплексе с искусственным введением сообщаемости между поровыми коллекторами, позволил добиться при адаптации ГДМ на всем временном периоде высокой сходимости модельных и фактических значений по добыче нефти (рис. 4.7). Аналогичный результат высокой сходимости фактических и модельных результатов также получен при выполнении адаптации для параметров добычи жидкости и забойного давления.

Данный подход реализован для воспроизведения истории работы ряда скважин фаменской залежи Озерного месторождения с выводами о трещинном типе коллектора. Сопоставление изменения представления о геологическом строении проницаемых интервалов до и после искусственного добавления

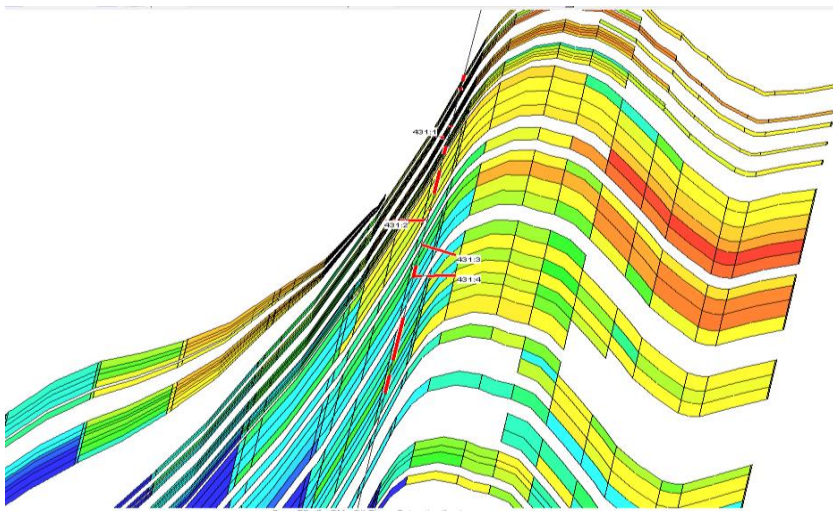
сообщаемости по разрезу, а также сравнение фактических и рассчитанных по разным вариантам (по стандартному для порового коллектора алгоритму и по предложенному в настоящей работе подходу) дебитов нефти для этих скважин графически отражено на рисунках 4.8 – 4.19.

В таблице 4.4 для скважин в зоне развития трещиноватости приведены данные о степени адаптации модели по дебитам нефти и жидкости (выражаемой в виде коэффициента корреляции между фактическими и рассчитанными дебитами).

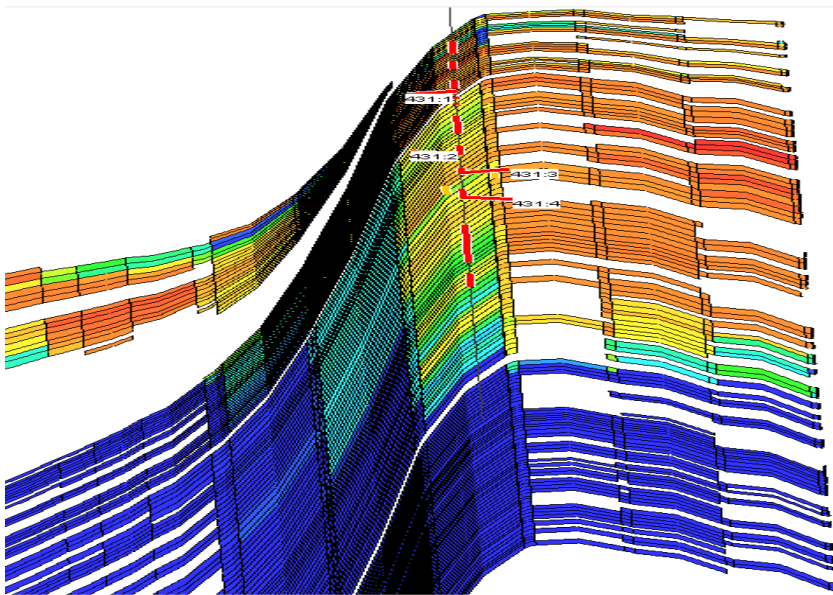
Таблица 4.4

Данные о степени адаптации ГДМ по шести скважинам

№ скважины	Коэффициенты корреляции r между дебитами нефти			Коэффициенты корреляции r между дебитами жидкости		
	Факт – Расчет поровый	Факт – Расчет трещинный	Улучшение адаптации, %	Факт – Расчет поровый	Факт – Расчет трещинный	Улучшение адаптации, %
431	0,850	0,993	14,3	0,876	1,000	12,4
428	0,583	0,995	41,2	0,511	1,000	48,9
426	0,622	0,999	37,7	0,507	1,000	49,3
450	0,492	0,967	47,5	0,465	1,000	53,5
451	0,845	0,993	14,8	0,840	0,997	15,7
465	0,689	0,912	22,4	0,846	0,999	15,3
45-2	0,922	0,999	7,7	0,909	0,999	9,0



а



б

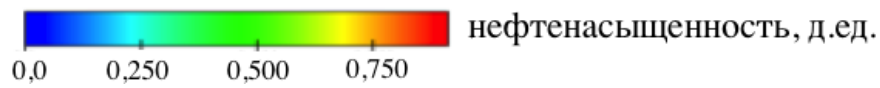


Рисунок 4.8. Схематизация геологического разреза в районе скважины 431 с учетом порового коллектора (а) и с моделированием трещинной проницаемости (б)

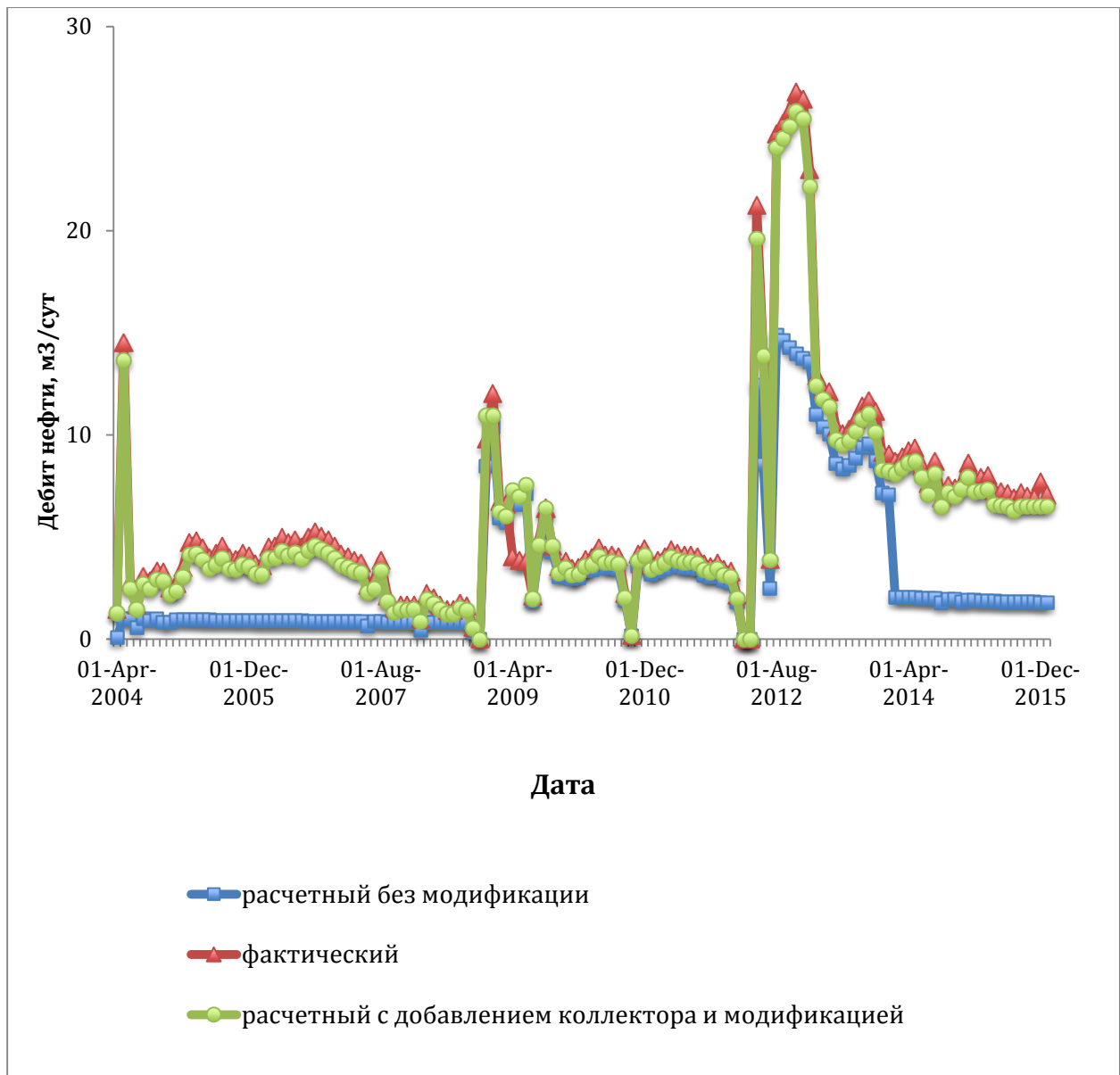
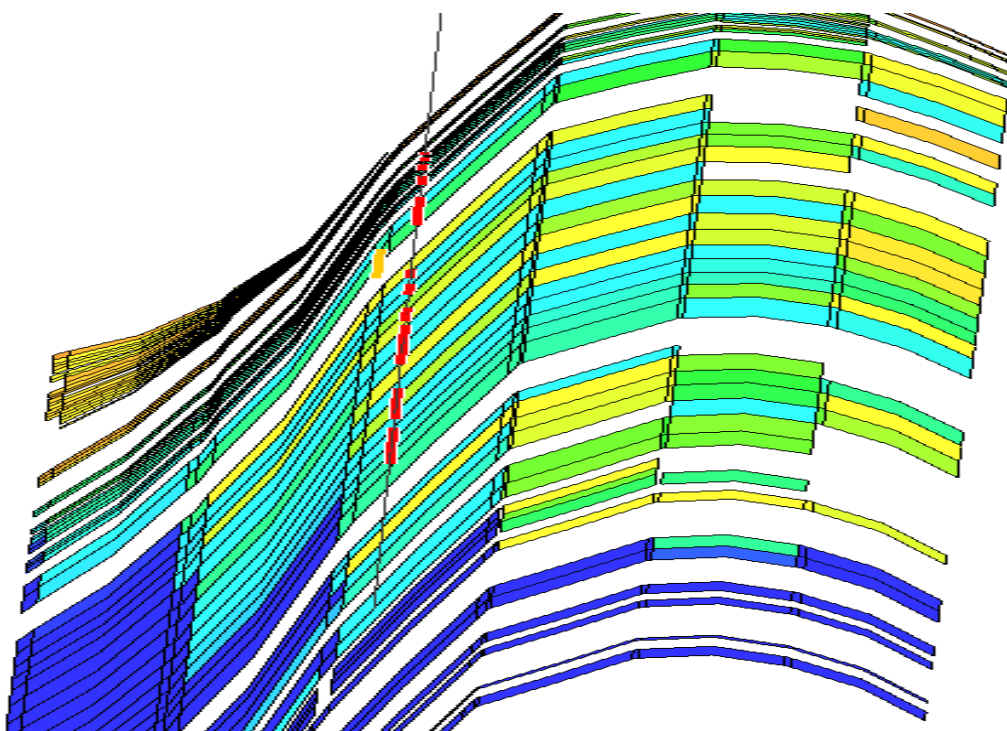
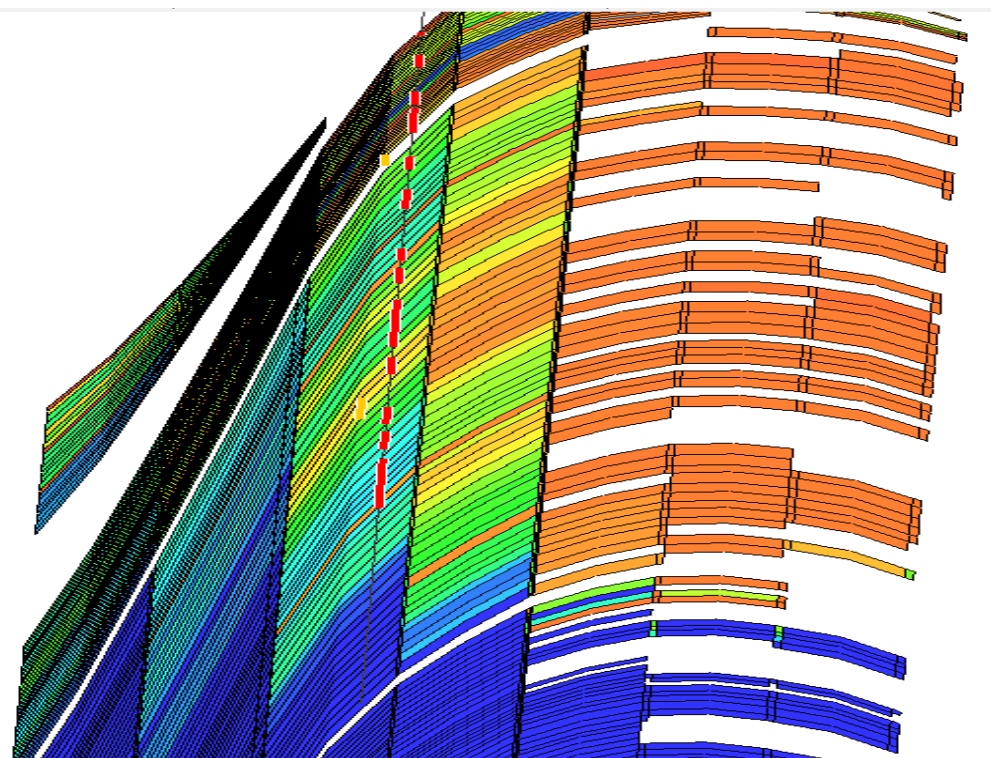


Рисунок 4.9. Сопоставление расчетных и фактических дебитов нефти скважины 431 в процессе адаптации модели с модификацией проницаемости и добавлением коллектора



а



б

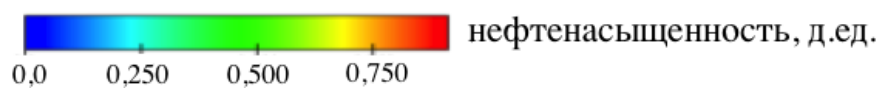


Рисунок 4.10. Схематизация геологического разреза в районе скважины 428 с учетом порового коллектора (а) и с моделированием трещинной проницаемости (б)

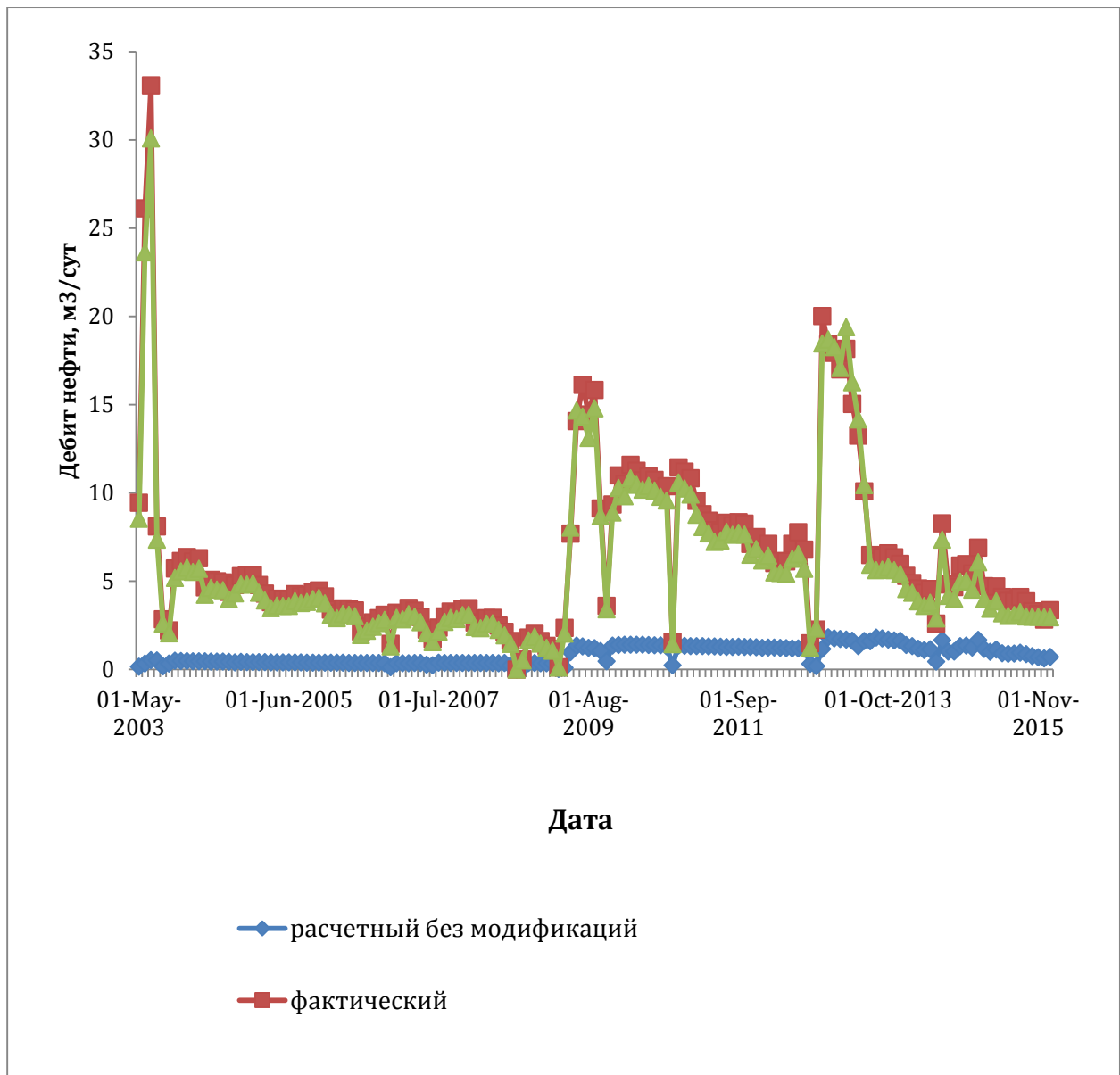
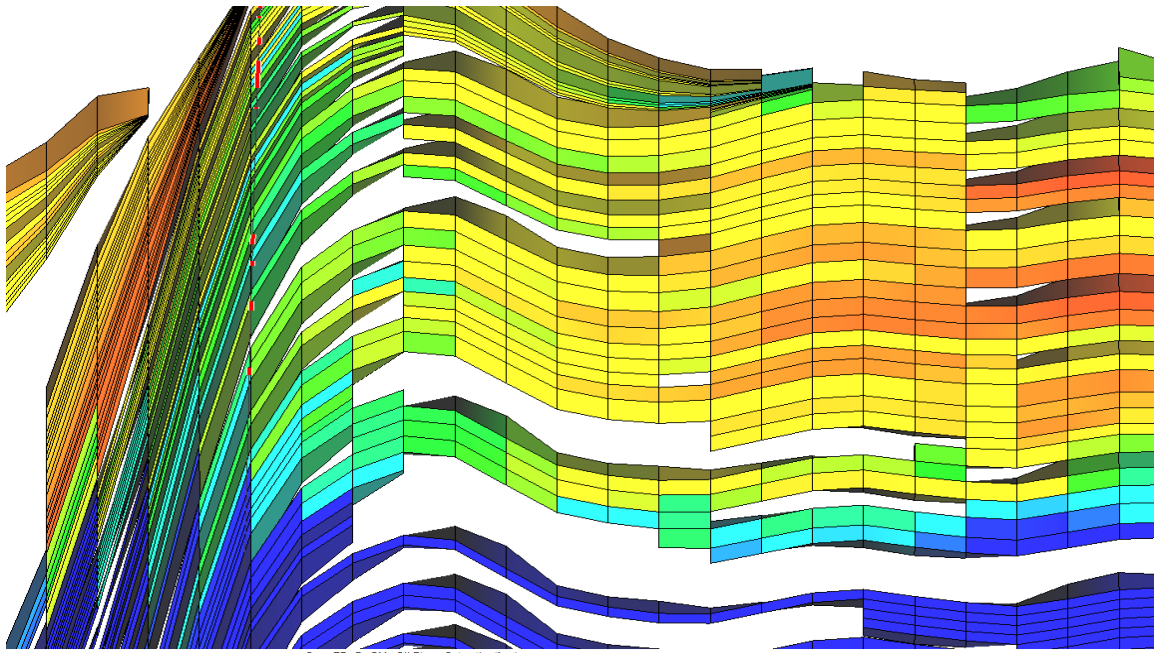
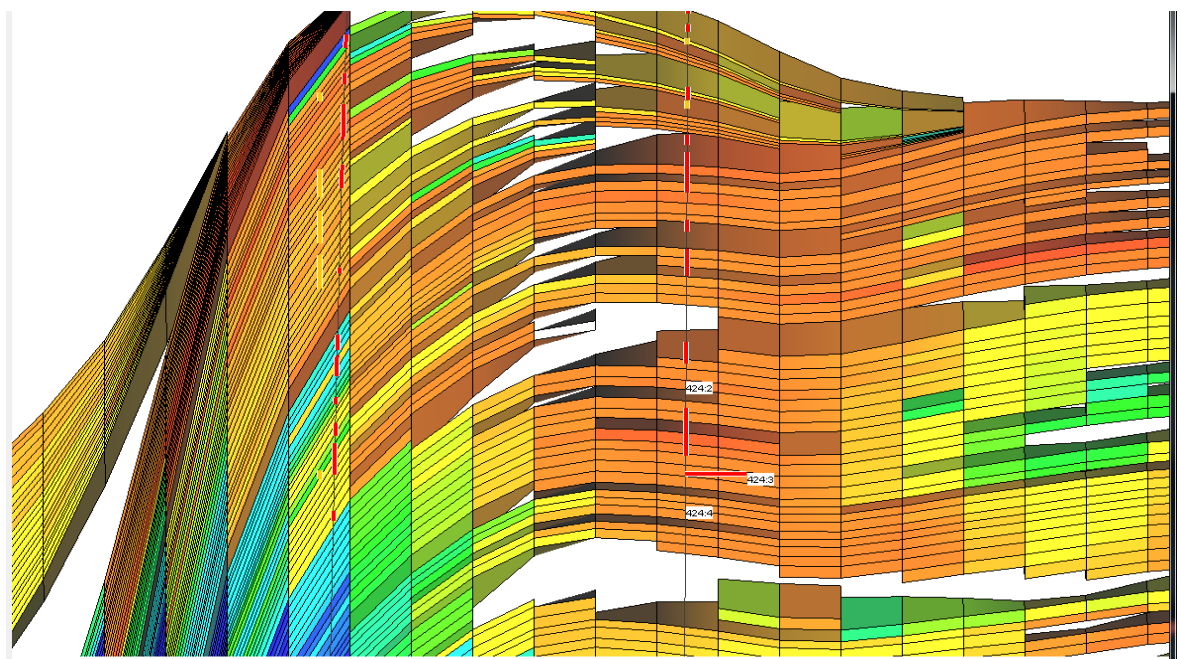


Рисунок 4.11. Сопоставление расчетных и фактических дебитов нефти скважины 428 в процессе адаптации модели с модификацией проницаемости и добавлением коллектора



а



б

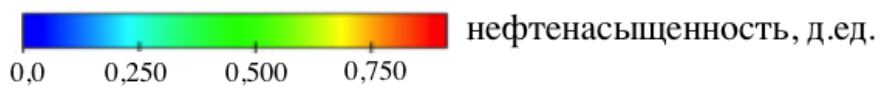


Рисунок 4.12. Схематизация геологического разреза в районе скважины 426 с учетом порового коллектора (а) и с моделированием трещинной проницаемости (б)

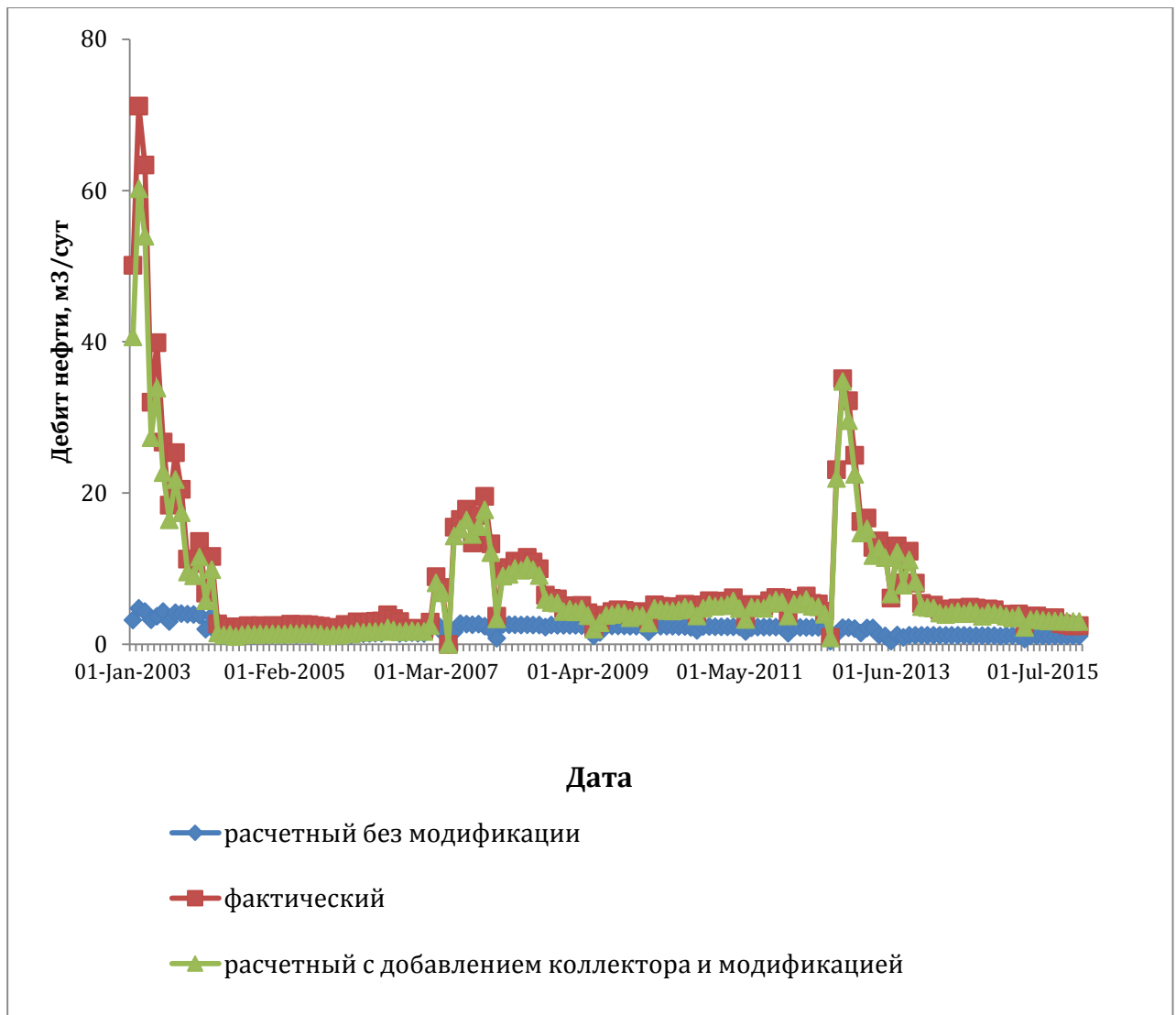
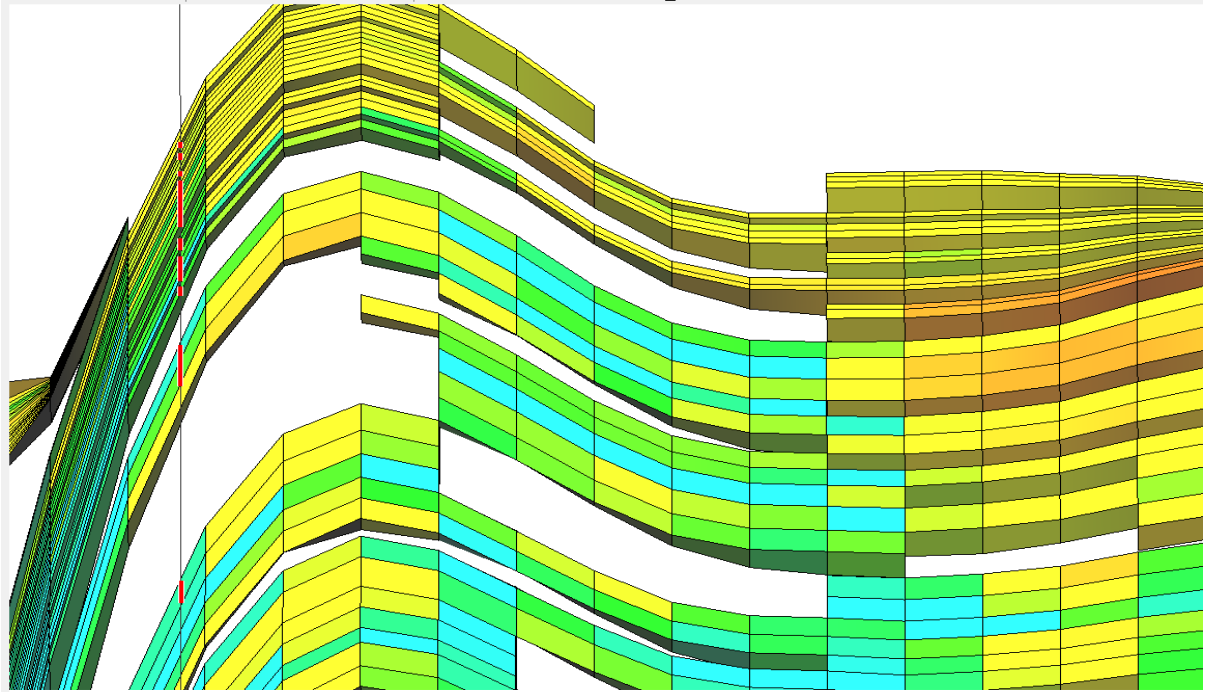
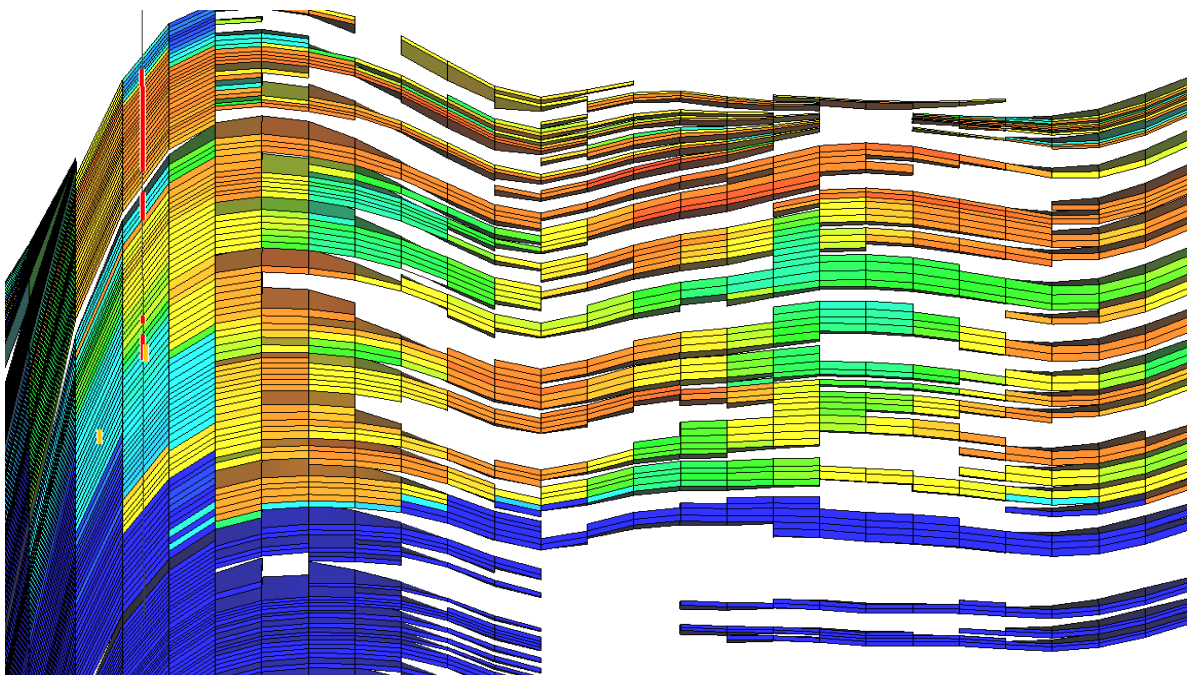


Рисунок 4.13. Сопоставление расчетных и фактических дебитов нефти скважины 426 в процессе адаптации модели с модификацией проницаемости и добавлением коллектора



а



б



Рисунок 4.14. Схематизация геологического разреза в районе скважины 450 с учетом порового коллектора (а) и с моделированием трещинной проницаемости (б)

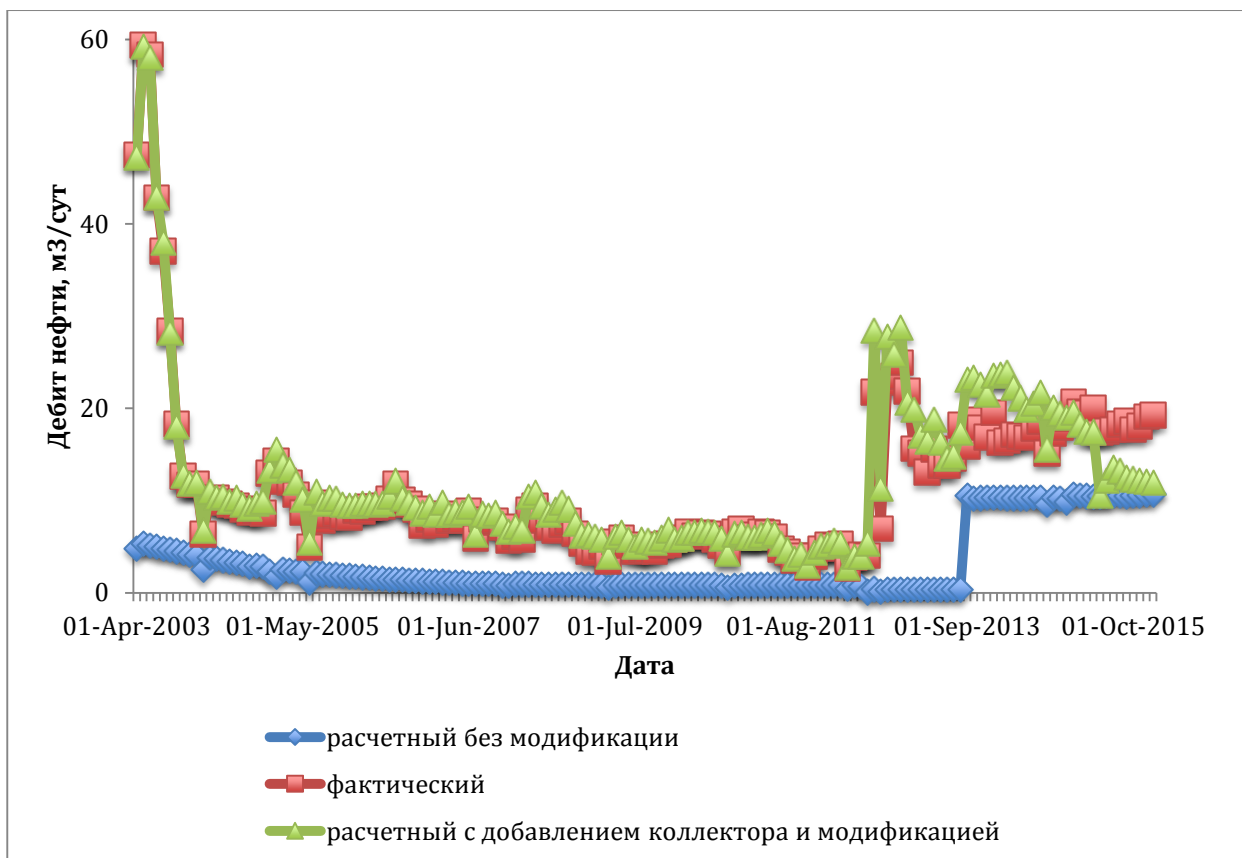
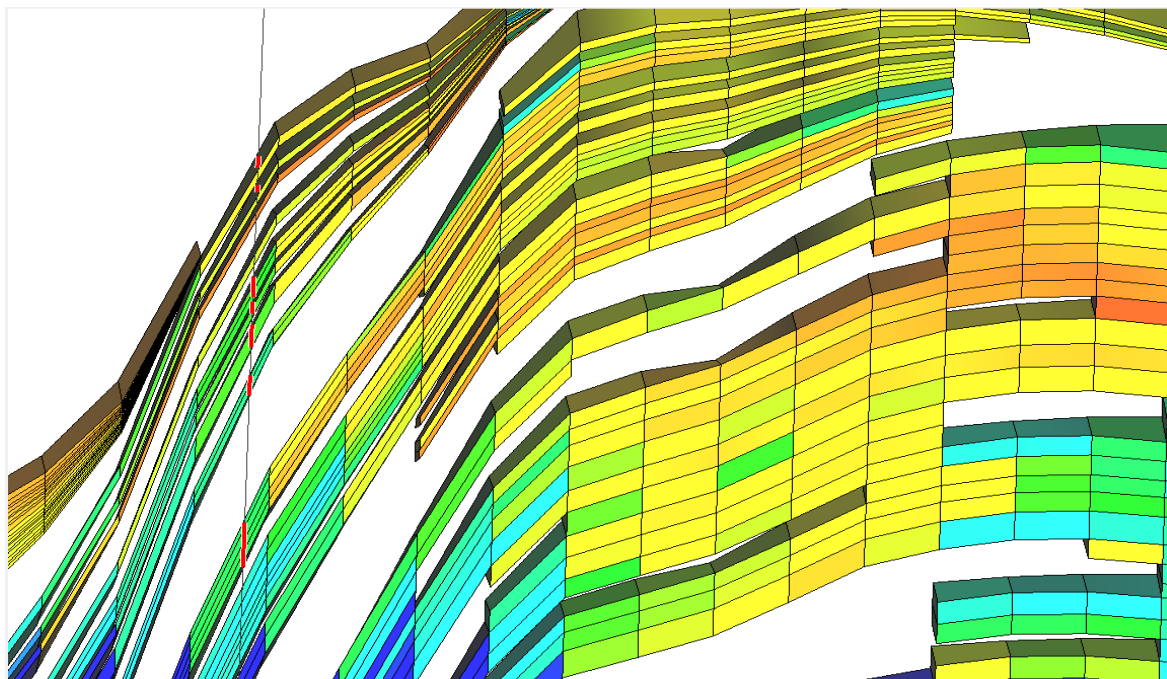
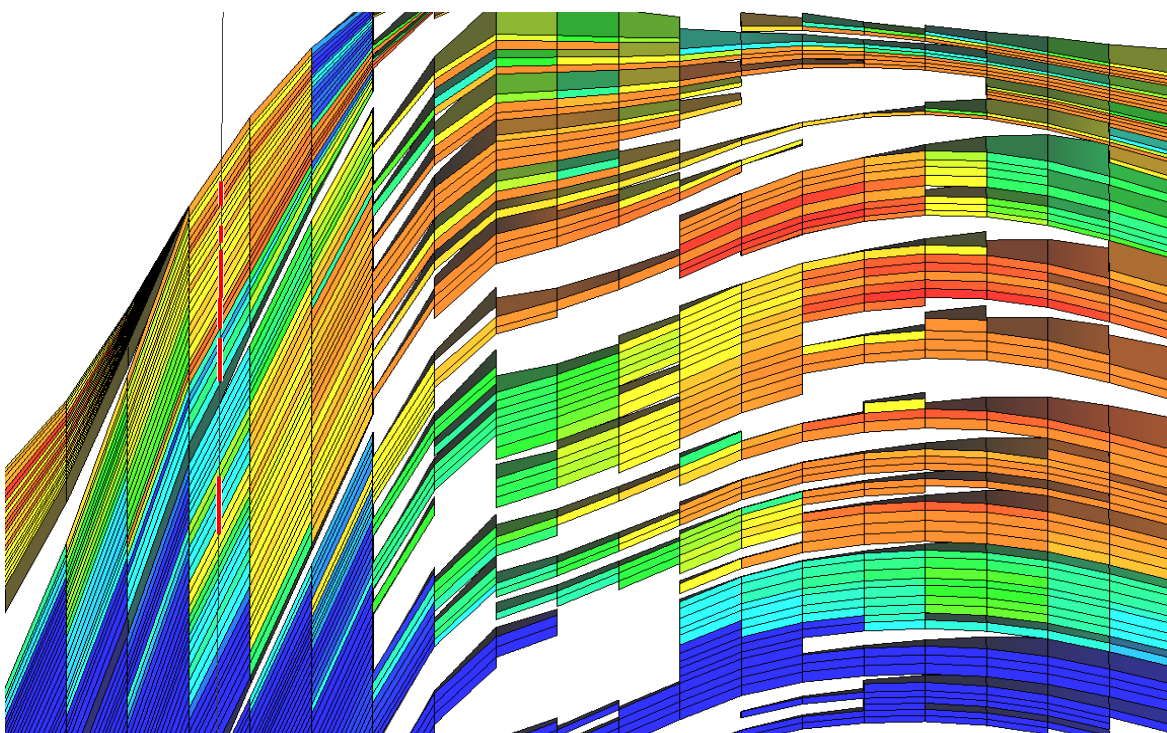


Рисунок 4.15. Сопоставление расчетных и фактических дебитов нефти скважины 450 в процессе адаптации модели с модификацией проницаемости и добавлением коллектора



а



б

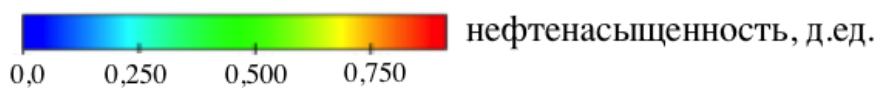


Рисунок 4.16. Схематизация геологического разреза в районе скважины 451 с учетом порового коллектора (а) и с моделированием трещинной проницаемости (б)

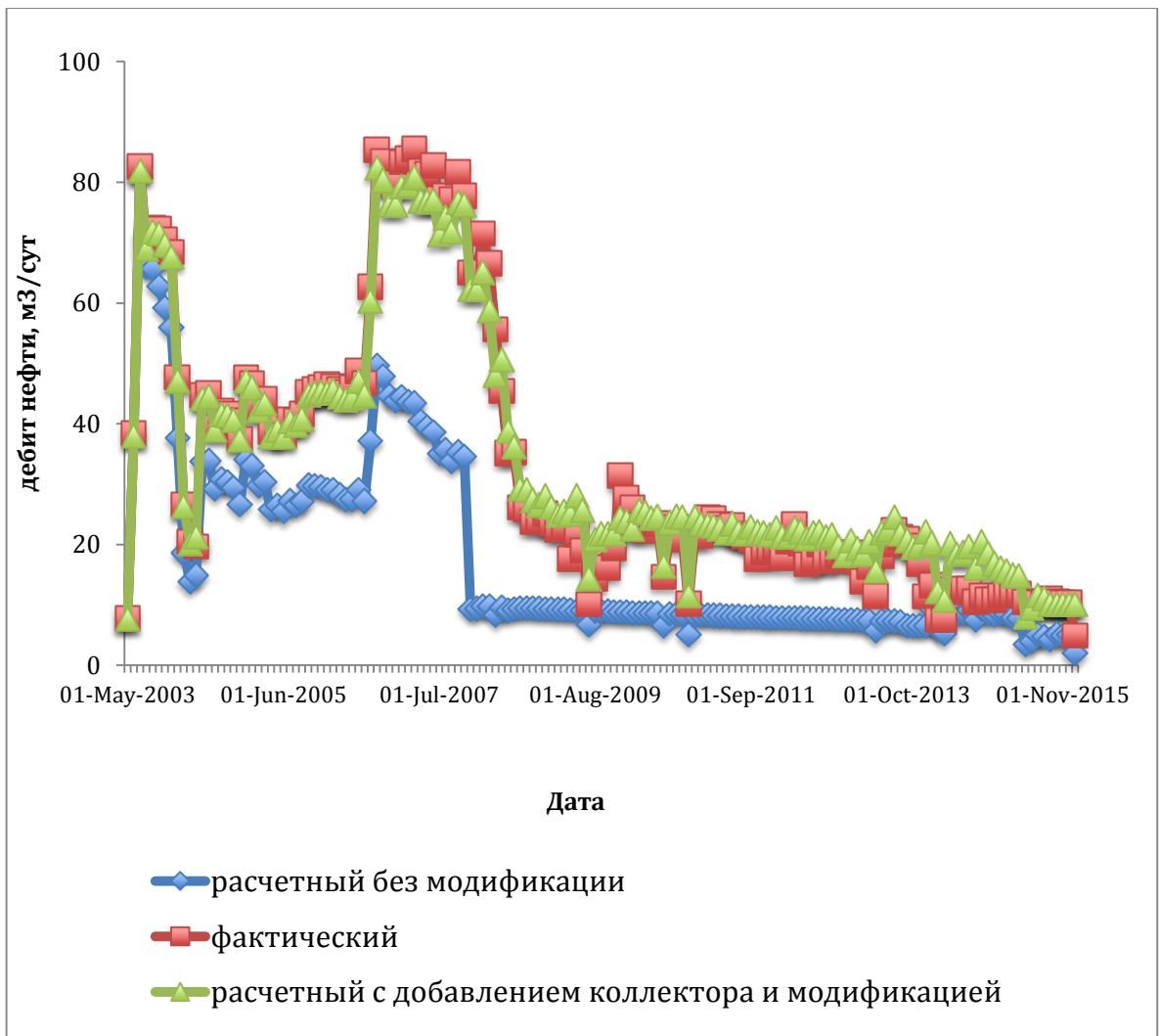
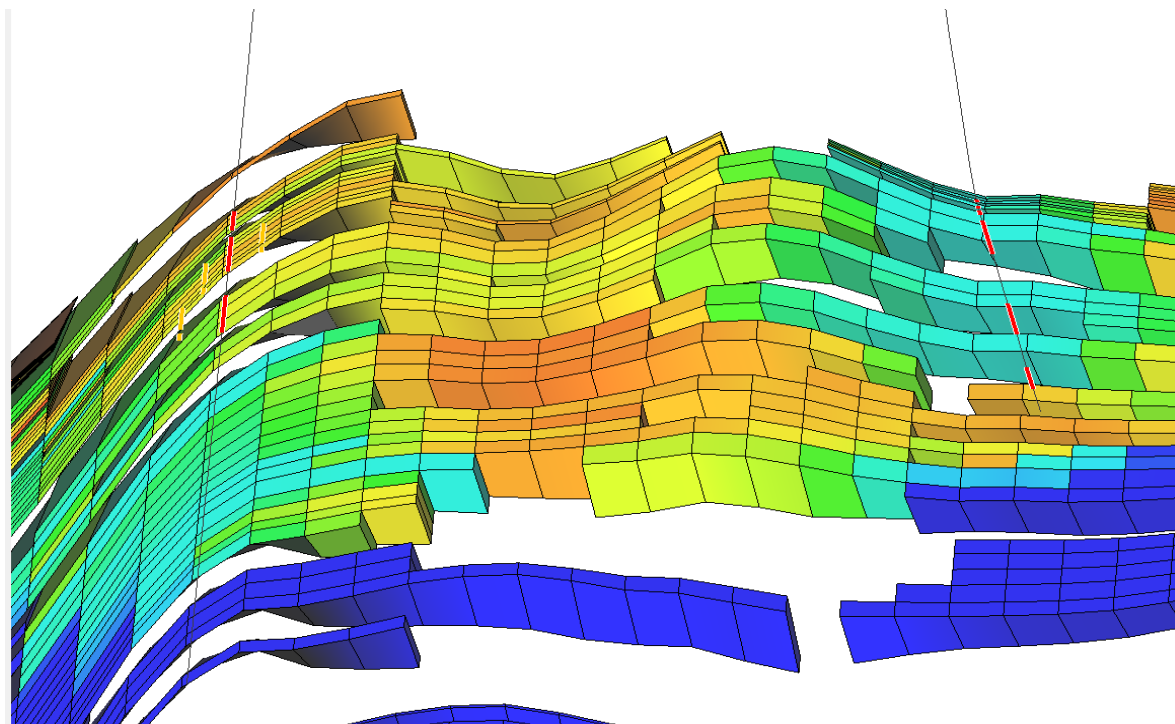
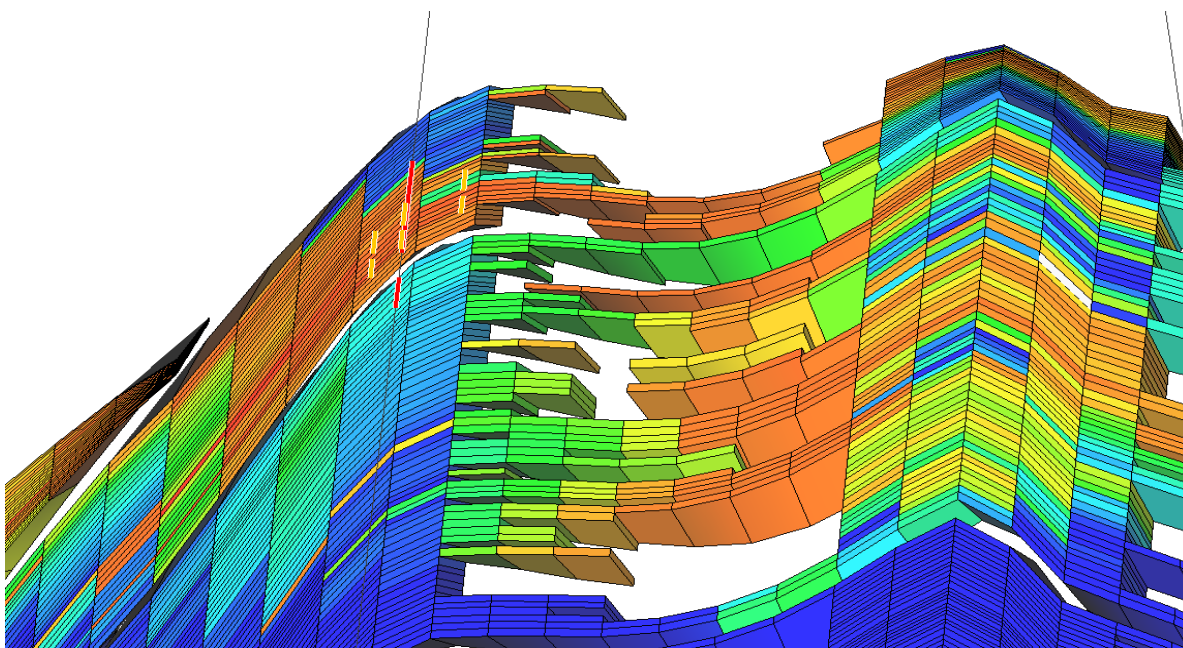


Рисунок 4.17. Сопоставление расчетных и фактических дебитов нефти скважины 451 в процессе адаптации модели с модификацией проницаемости и добавлением коллектора



а



б



Рисунок 4.18. Схематизация геологического разреза в районе скважины 465 с учетом порового коллектора (а) и с моделированием трещинной проницаемости (б)

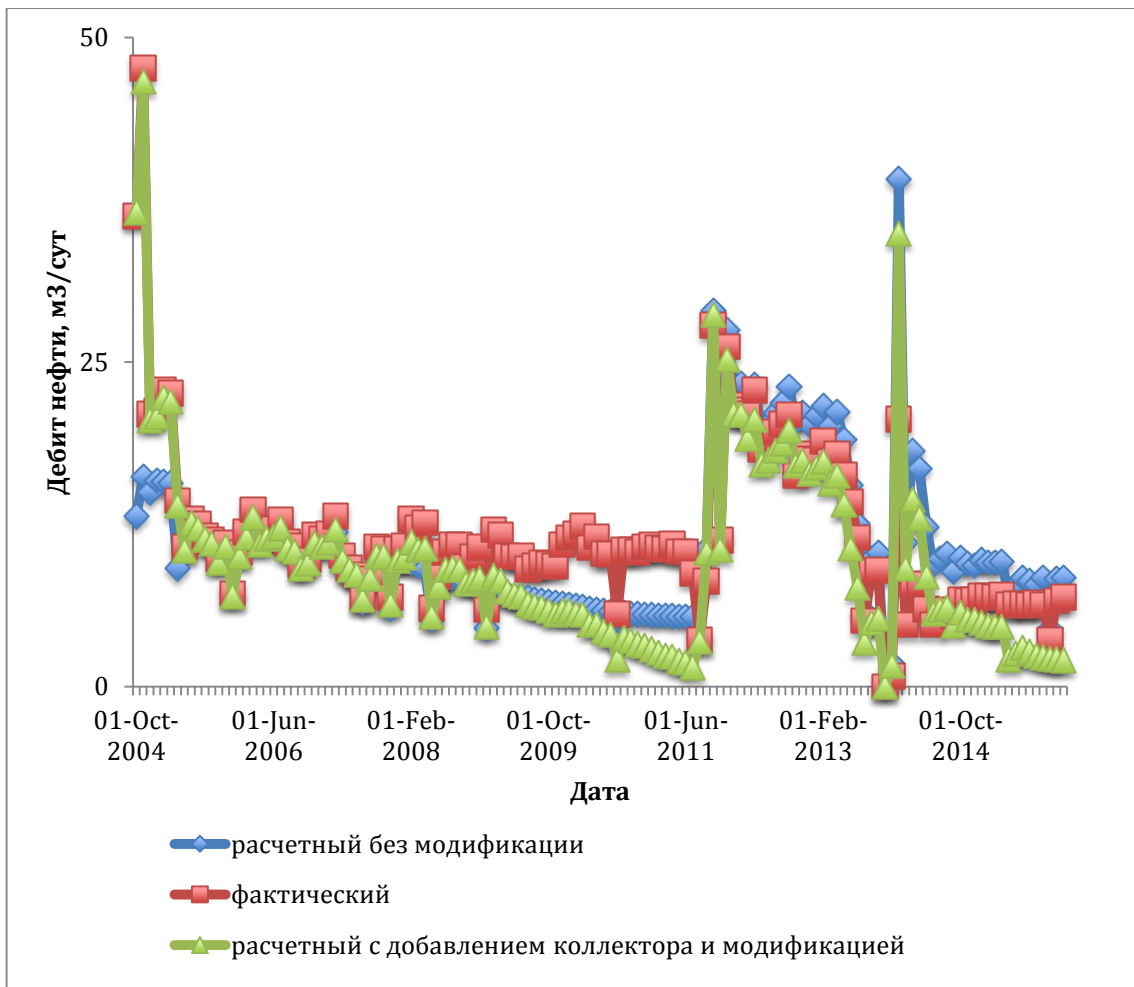


Рисунок 4.19. Сопоставление расчетных и фактических дебитов нефти скважины 465 в процессе адаптации модели с модификацией проницаемости и добавлением коллектора

Из анализа представленных в таблице 4.4 данных следует, что во всех случаях для скважин с трещинным типом коллектора предложенный подход позволил в значительной мере повысить степень адаптации модели. Причем для величин дебитов жидкости достигнуто полное совпадение модельных представлений с историей разработки. Очевидно, что это позволяет значительно повысить достоверность геолого-гидродинамической модели турне-фаменской залежи Озерного месторождения в целом, что крайне важно при решении многих прикладных задач.

Выводы по главе

- Для карбонатных фаменских коллекторов Озерного месторождения построена схема, отражающая расположение зон развития трещиноватости на начальный период эксплуатации скважин. Установлено, что распределение трещинных коллекторов по площади имеет зональный характер.

- Методика прогноза литолого-фациальных зон по данным исследований керна и 3D сейсморазведки демонстрирует результаты, хорошо согласующиеся с материалами ГДИ, что свидетельствует о необходимости комплексирования этих методов.

- Трещинный тип коллектора для фаменской залежи Озерного месторождения в основном приурочен к литолого-фациальной зоне верхнего тылового шлейфа и прилегающих к ней участков. Развитие коллекторов порового типа установлено для литолого-фациальных зон биогермного ядра, нижней части тылового шлейфа и рифового склона.

- Статистический анализ установил значимые различия в значениях основных геолого-промысловых данных для выделенных по разработанной методике трещинных и поровых коллекторов, подтвердив при этом достоверность применения методики.

- Подход к созданию геолого-гидродинамических моделей в зоне развития трещинных коллекторов, основанный на модификации проницаемости в комплексе с искусственным введением сообщаемости между поровыми коллекторами, позволяет значительно увеличить сходимость модельных и фактических значений для показателей добычи нефти, добычи жидкости и забойного давления.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные выводы проведенного диссертационного исследования сводятся к следующему:

1. Трещинный тип коллектора для карбонатных турне-фаменских эксплуатационных объектов нефтяных месторождений Соликамской депрессии оказывает существенное влияние на продуктивность скважин. Проведение геофизических исследований скважин и изучение керна методом шлифов не позволяют в полной мере оценить факт наличия трещиноватости коллектора и определить численные характеристики трещин, особенно в условиях низкой освещенности кернавым материалом. Наиболее информативными в качестве изучения трещиноватости коллекторов являются гидродинамические исследования скважин методом восстановления давления

2. Обосновано, что достоверным методом диагностики трещиноватости и оценки ее характеристик являются гидродинамические исследования методом восстановления давления (уровня) обработанные с применением модели Уоррена-Рута. Для карбонатных турне-фаменских коллекторов месторождений Соликамской депрессии разработана и апробирована методика комплексной обработки данных гидродинамических исследований скважин при неустановившихся режимах. При использовании модели Уоррена-Рута при интерпретации кривых восстановления давления расчетная проницаемость в условиях трещиноватого коллектора хорошо согласуется с промысловыми характеристиками работы скважин.

3. На основе разработанной методики оценки показателей трещиноватости для карбонатных фаменских коллекторов Озерного месторождения построена схема, отражающая расположение зон развития трещиноватости на начальный период эксплуатации скважин. Установлено, что распределение поровых и трещинных коллекторов по площади имеет зональный характер и контролируется литолого-фациальными условиями формирования турне-фаменских отложений.

4. Данные о пространственном развитии зон трещиноватости коллекторов могут быть эффективно использованы при анализе разработки залежей нефти, в том числе при выполнении геолого-гидродинамического моделирования. Учет в геолого-гидродинамических моделях пропластков трещинных коллекторов, не выделяющихся стандартными методами геофизических исследований скважин, позволяет значительно увеличить сходимость модельных и фактических значений для показателей добычи нефти, добычи жидкости и забойного давления.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Азиз, Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари // М.: Недра, 1982. - 407 с.
2. Анализ динамических потоков / О. Узе [и др.] // КАППА. - 2008. - С. 359.
3. Батулин, А.Ю. Геолого-технологическое моделирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений/ А.Ю. Батулин. - М.: Изд. ВНИИОЭНГ. - 111 с.
4. Башлыкин, И.И. Количественная оценка проницаемости пород-коллекторов / И.И. Башлыкин // Нефтегазовая геология и геофизика. - 1979. - Вып. 9. - С. 37-42.
5. Борисенко, З.Г. Новая теория и практика пространственного размещения залежей нефти и газа в трещинных коллекторах. Монография. З. Г. Борисенко - Пятигорск: Изд-во ПГЛУ, -2010. -169с. ил.
6. Вендельштейн, Б.Ю. О критериях выделения коллектора по данным промысловой геофизики / Б.Ю. Вендельштейн, Н.В. Царева // Нефть и газ: Изд. ВУЗов. -1969. - №6. - С. 5-8.
7. Викторин, В.Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей / В.Д. Викторин. - М.: Недра, 1988. - 150 с.
8. Вилесов, А.П. Особенности строения карбонатных циклосистем фаменского яруса в рифогенных постройках северо-востока Пермского края // Тезисы докладов региональной научно-практической конференции «Геология и полезные ископаемые Западного Урала». Пермь, 2007. С. 67-70.
9. Вилесов, А.П. Разнообразие типов трещиноватости в верхнедевонских органогенных постройках Березниковской карбонатной платформы (Пермский край) / А.П. Вилесов // Рифы и карбонатные псефитолиты: Материалы Всероссийского литологического совещания. - Сыктывкар: Геопринт, 2010. - С. 45-47.

10. Вилесов, А.П. Фациальная природа коллекторов верхнедевонских рифогенных массивов северо-восточной части Березниковского палеоплато/ А.П. Вилесов, В.Л. Воеводкин, Э.К. Сташкова // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 2005. - №3-4. - С. 81-86.
11. Воеводкин, В.Л. Прогнозирование дебитов нефти при технико-экономическом обосновании проектов освоения и поисков месторождений территории ВКМКС / В.Л. Воеводкин, С.В. Галкин, В.В. Поплыгин // Нефтепромысловое дело. - 2010. - №7. - С. 45-47.
12. Галкин, В.И. Разработка методики оценки возможностей выделения типов коллекторов по данным кривых восстановления давления (КВД) по геолого-промысловым характеристикам пласта (на примере фаменской залежи Озерного месторождения) / В.И. Галкин, И.Н. Пономарева, С.С. Черепанов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. - 2015. - № 17. - С. 32-40.
13. Галкин, С.В. Зональность распределения вязкостей пластовой нефти, проницаемости и коэффициента подвижности для башкирских залежей территории Пермского края / С.В. Галкин, А.А. Ефимов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. - 2013. - № 6. - С. 43-53.
14. 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.
15. Гудков, Е.П. Основные принципы системно-структурного анализа, его сущность, цели и задачи в приложении к процессам нефтеизвлечения / Е.П. Гудков, В.Н. Косков, Б.В. Косков // Наука производства. - 2003. - №5. - С. 40-44.
16. Гудков, Е.П., Косков В.Н., Косков Б.В. Моделирование нефтесодержащих геологических объектов для подсчета запасов и разработки нефтяных месторождений // Науч.-техн. журнал «Интервал». Самара, 2003. Вып. 4(51). С.33.
17. Гурбатова, И.П. Анализ информативности различных методик определения емкостных свойств карбонатных пластов со сложным типом пористости / И.П.

Гурбатова, Н.Н. Михайлов// Вестник ЦКР Роснедра. – 2008. – № 2. – С. 52–56.

18. Денк, С.О. Карбонатные трещинные коллекторы в Пермском Приуралье / С.О. Денк // Геология нефти и газа. - 1992. - №11. - С. 43-47.

19. Джонсон, Н. Статистика и планирование эксперимента в технике и науке: методы планирования эксперимента : пер. с англ. / Н. Джонсон, Ф. Лион. - Москва: Мир, 1981.

20. Донцов, К. М. Разработка нефтяных месторождений : учебное пособие для вузов / К. М. Донцов. - М.: Недра, 1977.

21. Дополнение к технологической схеме разработки Гагаринского месторождения. Филиал ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми. Пермь, 2012 г.

22. Дополнение к технологической схеме разработки Сибирского месторождения. Филиал ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми. Пермь, 2013 г.

23. Дополнение к технологической схеме разработки Шершневого месторождения. Филиал ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми. Пермь, 2013 г.

24. 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.

25. Ефимов, А.А. Методические подходы при обосновании коэффициента вытеснения нефти турне-фаменских отложений Сибирского месторождения/ А.А. Ефимов, Г.П. Хижняк // Научные исследования и инновации. - 2010. - Т.4, №1. - С. 21-26.

26. Жданов, М.А. Дифференциация запасов нефти в неоднородных коллекторах / М.А. Жданов и др.. - М.: Недра, 1982. - 176 с..

27. Закревский, К.Е. Геологическое 3D-моделирование / К.Е. Закревский. – М.:

2009. – 376 с.

28. Ипатов, А.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов / А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий. - М.: НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика"; Институт компьютерных исследований, 2006. - 780 с.

29. Капцанов, Б.С. Диагностирование фильтрационных моделей по КВД на основании детерминированных моментов давления / Б.С. Капцанов // Труды ВНИИ, 1980. - вып. 73. - С. 78.

30. Капцанов, Б.С. Обработка результатов гидродинамических исследований скважин методом детерминированных моментов / Б.С. Капцанов, В.Б. Фогельсон // Азерб. нефт. хозяйство. - 1987. - №7. - С. 44 - 47.

31. Катошин, А.Ф. Альбом региональных схематических карт промыслово-геологических параметров основных нефтегазоносных толщ северо-востока Пермского края / А.Ф. Катошин. - Пермь.: Горный институт РАН, 2002. - 74 с.

32. Киркинская, В.Н. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа / В.Н. Киркинская, Е.М. Смехов. – Л.: Недра, 1981. – 255 с.

33. Клубов, В.А. Тектоника и нефтегазоносность Волго-Уральской антеклизы / В.А. Клубов // Проблемы геологии и нефти: сб. науч. тр. – М.: Недра, 1977. -№6. – С. 22-37.

34. Князев, А.Р. Результаты опытно-промышленных работ по производству ГИС, выполненных в скважинах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" с целью оценки трещиноватости фаменско-турнейских отложений / А.Р. Князев, А.Н. Некрасов, А.К. Малиновский. - Пермь, 2013.

35. Князев, А.Р. Оценка трещиноватости низкопористых карбонатных нефтенасыщенных пород по результатам геофизических исследований скважин: дисс. на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Пермь, 2009. - 124 с.

36. Косков, Б.В. Использование данных ГИС для оценки гидродинамических параметров продуктивных пластов. Тезисы докладов межрегиональной молодежной научной конференции Северэкотех. Ухта, 2002. с. 17-20.

37. Косков, Б.В. Использование данных скважинных наблюдений для оценки гидродинамических параметров пластов-коллекторов / Б.В. Косков // Геология и полезные ископаемые Западного Урала: сб. ПГУ / Б.В. Косков. - Пермь, 2001. - С. 213-215.
38. Косков, Б.В. Определение гидродинамических параметров продуктивных пластов по данным скважинных исследований / Б.В. Косков // Геофизические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа: сб. науч. тр. ПГУ. - Пермь, 2001. - С. 116-121.
39. Косков, Б.В. Оценка гидродинамической проницаемости продуктивных пластов верейских карбонатных отложений по данным ГИС для сопровождения постоянно действующих моделей нефтяных и газовых залежей / Б.В. Косков // Науч.-техн. Вестник «Каротажник». - Тверь, 2003. - Вып.107. - С. 123-129.
40. Косков, В.Н. Построение диапазонных геофильтрационных моделей разреза с использованием материалов промыслово-геофизических исследований / В.Н. Косков, Ю.А. Яковлев // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 1996. - №1. - С. 30-34.
41. Котяхов, Ф.И. Методика определения коллекторских свойств горных пород по результатам анализа керна и гидродинамических данных / Ф.И. Котяхов. - М.: Недра, 1975. - 88 с.
42. Кременецкий, М. И. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей / М. И. Кременецкий, А. И. Ипатов, Д. Н. Гуляев. - Москва Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2012.
43. Кульпин, Л.Г. Гидродинамические методы исследования нефтегазоносных пластов. / Л.Г. Кульпин, Ю.А. Мясников. - М.: Недра, 1974. - 200 с.
44. Лебединец, Н.П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами / Н.П. Лебединец. - М.: Наука, 1997. - 397 с.
45. Лядова, Н.А. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края: Монография / Ю.А. Яковлев, А.В. Распопов. - М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. - 335 с.

46. Майдебор, В.Н. Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами / В.Н. Майдебор. - М.: Недра, 1980. - 288 с.
47. Мартюшев, Д.А. Определение раскрытости и сжимаемости естественных трещин карбонатной залежи Логовского месторождения / Д.А. Мартюшев, А.В. Лекомцев, А.Г. Котоусов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. - 2015. - № 16. - С. 61-69.
48. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД-153-39.0-109-01
49. Мирзаджанзаде, А.Х. Технология и техника добычи нефти / А.Х. Мирзаджанзаде, А.М. Хасаев, И.М. Аметов. – М.: Недра, 1986. – 216 с.
50. Митрофанов, В.П. Особенности фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов Соликамской депрессии / В.П. Митрофанов. - М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2002. - 116 с.
51. 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.
52. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти / И.Т. Мищенко. - М.: Изд-во «Нефть и газ», 2003. - 816 с.
53. Назаров, А.Ю. Использование результатов гидродинамического моделирования для регулирования разработки залежи / А.Ю. Назаров // Нефтяное хозяйство. - 1999. - №11. - С. 24-25.
54. Некрасов, А.С. Результаты дисперсионного факторного анализа при оценке достоверности структуры порового пространства карбонатных пород-коллекторов / А.С. Некрасов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. - 2015. - № 16. - С. 25-34.
55. Обобщение результатов ГРП на территории Пермского края с целью уточнения геологического строения сырьевой базы и нефтегазогеологического районирования: отчет по теме / Д.Г. Михайлов; филиал ООО «ЛУКОЙЛ-

Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми. – Пермь, 2011. – С. 202–203.

56. Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин / С.С. Черепанов[и др.] // Нефтяное хозяйство. - 2014. - № 2. - С. 94-96.

57. Орлов Л.И. К вопросу оценки проницаемости карбонатных пород по данным промыслово-геофизических исследований скважин / Л.И. Орлов, И.А. Слободянюк, В.А. Богино // Нефтегазовая геология и геофизика. - 1974. - Вып. 2. - С. 46-50.

58. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин Озерного месторождения / В.А. Мордвинов [и др.] // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. - 2014. - № 14. - С. 32-38.

59. Оценка параметров пласта и продуктивности скважин при его разработке на естественном режиме / В.А. Мордвинов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 31–33.

60. Повышение эффективности гидродинамического моделирования посредством применения усовершенствованных методик обработки данных гидродинамических исследований скважин (на примере Озерного месторождения) / М. В. Латышева [и др.] // Вестник ПНИПУ. - 2015. - № 15. - С. 73-80.

61. Пономарева, И.Н. Исследование и совершенствование методов оценки состояния прискважинных зон продуктивных пластов: дисс. на соискание ученой степени кандидата технических наук, Пермь, 2011 г. - 119 с.

62. Поплыгин, В.В. Прогнозная экспресс-оценка показателей разработки нефтяных залежей / В.В. Поплыгин, С.В. Галкин // Нефтяное хозяйство. - 2011. - №3. - С. 112-115.

63. Проект разработки Озерного нефтяного месторождения. ООО «ПермНИПИнефть», г. Пермь. 2010 г.

64. Путилов И.С. Применение вероятностного статистического анализа для изучения фациальной зональности турне-фаменского карбонатного комплекса Сибирского месторождения / И.С. Путилов, В.И. Галкин // Нефтяное хозяйство. - 2007. - №9. - С. 112-114.
65. 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.
66. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: / Ш. К. Гиматудинов [и др.]. - Москва: Недра, 1988.
67. Разработка модели строения Озерного месторождения на основе лито-биофациального анализа и петрофизических исследований. Отчет по Договору № 207. Отв. исп. Вилесов А.П. Пермь, КамНИИКИГС, 2004.
68. Распопов, А.В. Влияние динамической деформации трещинно-порового коллектора на добычу нефти /А.В. Распопов, А.А. Щипанов // Нефтяное хозяйство. - 2002. - №6. - С. 97.
69. Рифы и карбонатные псефитолиты.: Материалы Всероссийского литологического совещания. Сыктывкар: Геопринт, 2010. - 216 с.
70. Руководство пользователя программного продукта IRAP RMS. – М., 2010. – 2966 с.
71. Руководство пользователя программного продукта Tempest-MORE. – М., 2010. – 373 с.
72. Русаков, В.С. Численное моделирование однофазного течения в пористой среде с учетом взаимовлияния микротрещины-поры / С.В. Русаков, А.А. Щипанов // Вестник Пермского университета. - 2009. - № 3. - С. 96-101.
73. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под ред. Ш.К. Гиматудинова. - М.: Недра, 1983. - 455 с.
74. Сучков, Б.М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов / Б.М. Сучков. - Москва, Ижевск: НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", 2005. - 688 с.

75. 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.
76. Технологический проект разработки Уньвинского месторождения. Филиал ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми. Пермь, 2013 г.
77. Тиаб, Дж. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Дж. Тиаб, Эрл. Ч. Доналдсон // пер. с англ. // ООО «Премиум Инжиниринг». - М.: 2009, - 868 с.
78. Фрик, М.Г., Оценка фазового состояния флюидов на северо-востоке Пермского края / Г.И. Титова, Д.И. Васянина. // Геология нефти и газа. -2008. - №3. – С. 48-51.
79. Халимов, Э. М. Детальные геологические модели и трехмерное моделирование. Нефтегазовая геология. Теория и практика / Э.М. Халимов. - 2012. - Т.7. - №3.
80. Черепанов, С.С. Возможности учета трещиноватости коллекторов при геолого-гидродинамическом моделировании разработки залежей с заводнением пластов / С.С. Черепанов, Г.Н. Чумаков, С.В. Галкин // Нефтепромысловое дело. - 2016. - № 8. - С. 5-8.
81. Черепанов, С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена-Рута с использованием данных сейсмофациального анализа (на примере турне-фаменской залежи Озерного месторождения) / С.С. Черепанов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. - 2015. - № 14. - С. 6-12.
82. Черепанов, С.С. Комплексное использование керн и методов обработки данных гидродинамических исследований при оценке параметров трещиноватости / С.С. Черепанов // Альманах мировой науки. Развитие науки и образования в современном мире: по материалам Международной научно-практической конференции. - М., 2016. - № 1 – 1 (4). - 59-64 с.

83. Черепанов, С.С. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуральяского краевого прогиба / С.С. Черепанов, Д.А. Мартюшев, И.Н. Пономарева // Нефтяное хозяйство. - 2013. - № 3. - С. 62-65.
84. Чернов, Б.С. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов / Б.С. Чернов, М.Н. Базлов, А.И. Жуков. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 319 с.
85. Черных, И.А. Опыт применения новых методов ГИС при бурении эксплуатационных скважин на месторождениях / И.А. Черных. - Пермь. 2011. - № 11-12. - С. 58-61.
86. Шагиев, Р.Г. Исследование скважин по КВД /Р.Г.Шагиев. -М.: Наука, 1998. -304 с.
87. Щипанов А.А. Математическое моделирование двухфазной фильтрации в деформируемой трещиновато-пористой среде: дисс. на соиск. уч. ст. канд. физ.-мат. наук, Пермь, 2002. - 214 с.
88. Щипанов, А.А. Модификация относительных газовых проницаемостей как один из подходов к учету трещиноватости коллекторов при гидродинамическом моделировании / А.А. Щипанов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2002. - № 8. - С. 60-66.
89. Экспериментально-аналитические исследования изменения трещинной проницаемости вследствие смыкания трещин / Ю.А. Кашников [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 40–43.
90. Amanat, U. Chaudry. Oil well testing handbook / Advanced TWPSON Petroleum Systems Inc. – Houston, 2004. – 525 p.
91. Bortolan, Neto L. Residual opening of hydraulic fractures filled with compressible proppant / A. Kotousov, Bortolan Neto L. // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2013. – № 61. – P. 223–230.
92. Bourdet, D. A new set of type curves simplifies well test analysis/ D. Bourdet. - 1983. - 95-106 p.
93. Dean, R.H. Simulations of Naturally Fractured Reservoirs / R.H. Dean, L.L. Lo // SPE Reservoir Engineering, 1988, 638-648 p.

94. Djebbar, T., Erle C. Donaldson petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. – 2nd ed. – Elsevier, 2004. – P. 889.
95. Horne, R.N. Modern well test analysis: A computer Aided Approach, Petroway Inc., Palo Alto, CA, June 2006.
96. Hydraulic characterization of fractured reservoirs: simulation on discrete fracture models / S. Sarda [and etc.] // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2002. – Vol. 5, № 2. – P. 154–162.
97. Martinez, N.R. Advances in analysis of pressure interference tests / N.R. Martinez, F.V. Samaniego // Journal of Canadian petroleum technology. – 2010. – Vol. 49, № 12. – P. 65–70.
98. Pollard, P. Evaluation of Acid Treatments From Pressure Buildup Analysis / P. Pollard // Petroleum Technology. -1959. - №3. - P. 38-43.
99. Pore-scale characterization of carbonates using X-ray micro-tomography / C.H. Arns [and etc.] // Society of Petroleum Engineers Journal. – 2005. – Vol. 10, № 4. – P. 475–484.
100. Shchipanov, A.A., A new approach to deformable fractured reservoir characterization: case study of the Ekofisk field // A.A. Shchipanov, L. Kollbotn, L.M. Murguchev, K.O. Thomas. - Barcelona, 2010. - 995-1010 c.
101. Shchipanov, A.A. Pressure transient analysis of deformable reservoirs // Journal of Engineering Physics and Thermophysics. - 2010. - №2. - C. 250-262.
102. Tiab, D. Modern Core Analysis, Vol. 1 – Theory, Core Laboratories, Houston, Texas, May 1993, 200 pp.
103. Warren, J.E. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs / J.E. Warren, P.J. Root // Soc. Petrol. Eng. J, 1963.
104. X-ray tomography in petrophysical studies of core samples from oil and gas fields / S.V. Galkin [and etc.] // Russian Geology and Geophysics. - 2015. - №5. - P. 782-792.