

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
УХТИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

На правах рукописи

УДК 622.276.023.62:519.86

Д 84

ДУРКИН СЕРГЕЙ МИХАЙЛОВИЧ

**МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СКВАЖИНЫ, ДРЕНИРУЮЩЕЙ
ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫЙ КОЛЛЕКТОР**

Специальность 25.00.17 -

“Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений”

Диссертация на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Научный руководитель –

доктор. техн. наук А. В. Назаров

Ухта – 2014

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 ОБЗОР ПРЕДШЕСТВУЮЩИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ФИЛЬТРАЦИИ ФЛЮИДА В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОМ КОЛЛЕКТОРЕ.....	14
1.1. Обзор предшествующих исследований.....	14
1.2. Обоснование тематики диссертационной работы.....	40
2 РАЗНОСТНАЯ СХЕМА ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИТОКА ФЛЮИДА К СКВАЖИНЕ.....	46
2.1. Основные уравнения однофазной изотермической фильтрации.....	46
2.2. Двумерная математическая модель скважины.....	50
2.3. Трехмерная математическая модель скважины.....	57
3 ОПИСАНИЕ РАЗРАБОТАННОГО ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА.....	60
3.1. Структура программного комплекса.....	66
3.2. Численные методики, используемые в модели.....	72
4. РЕШЕНИЕ ОДНОФАЗНОЙ ЗАДАЧИ.....	75
4.1. Технологический режим работы скважины.....	75
4.2. Сравнение результатов расчета различными сольверами.....	77
4.3. Отличительные особенности радиальной модели и модели, пронизанной системой вертикальных трещин.....	80
4.4. Влияние ствола скважины на результаты интерпретации ГДИС.....	83
4.5. Влияние зональной неоднородности на результаты исследования скважин.....	87
4.6. Влияние слоистой неоднородности на результаты исследований скважин.....	90
4.7. Влияние зависимости пористости и проницаемости от давления.....	93
4.8. Влияние закона фильтрации на результаты исследования скважин.....	96

4.9. Влияние трещиноватости на характер кривой восстановления давления.....	101
4.10. Линейный и билинейный фильтрационные потоки.....	104
4.11. Влияние интерференции скважин на результаты ГДИС.....	109
4.12. Моделирование горизонтальной скважины, дренирующей трещиновато-пористый коллектор.....	110
4.13. Влияние гидроразрыва пласта на технологические показатели разработки.....	114
4.14. Адаптация математической модели скважины по результатам исследований скважины №70 Печорокожвинского месторождения.....	115
4.15. Адаптация математической модели скважины по результатам пластоиспытания на бурильных трубах скважины №1 Ермоловского месторождения.....	122
4.16. Адаптация математической модели скважины по результатам гидродинамических исследований скважины №1988 Усинского месторождения.....	128
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	135
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	137

ВВЕДЕНИЕ

Изучение состояния и свойств продуктивного пласта возможно с помощью лабораторных, промыслово-геофизических и гидродинамических методов. Лабораторные методы основаны на исследовании керна. В настоящее время имеется достаточно широкая линейка лабораторного оборудования, позволяющего изучать параметры горных пород. Промыслово-геофизические исследования позволяют определить средние свойства продуктивного пласта лишь на небольшом расстоянии от стенки скважины. Гидродинамические методы исследования в свою очередь позволяют определить средние значения на значительном расстоянии от скважины, что способствует определению большего объема информации о работе пласта. В свою очередь, гидродинамические методы подразделяются на следующие типы:

- установившихся отборов;
- восстановления давления;
- взаимодействия скважин (гидропрослушивание);
- термодинамические.

Гидродинамические исследования скважин очень важны, поскольку являются единственным более или менее надежным источником информации о фильтрационно-емкостных свойствах пласта по разрезу и в целом.

Ощущение относительного благополучия и некоторой завершенности, достигнутой в направлении гидродинамических исследований нефтегазовой наукой, несколько обманчиво. Часто решения задач определения фильтрационных характеристик пласта оказываются неустойчивыми относительно недостоверных исходных данных.

Сегодня имеется достаточно большое количество коммерческих программных продуктов, позволяющих интерпретировать результаты промысловых исследований. Но зачастую данные пакеты еще далеки от совершенства.

Актуальность.

Карбонатные коллекторы занимают второе место после терригенных. На них приходится доля 42% запасов нефти и 23% газа. Главные отличия карбонатных коллекторов от терригенных – наличие, в основном, только двух основных породообразующих минералов – кальцита и доломита. Фильтрация нефти и газа обусловлена, в первую очередь, трещинами и кавернами. Карбонатные коллекторы присутствуют на месторождениях бассейна Персидского залива, нефтегазоносных бассейнов США и Канады, в Прикаспийском бассейне.

В России более тщательное исследование нефтегазоносности карбонатных отложений привело к открытию здесь таких уникальных месторождений, как Оренбургское, Гежское в Волго-Уральском регионе, Вуктыльское, Усинское, Возейское в Тимано-Печорской провинции, Калиновое, Малоичское в Западной Сибири, Куюмбинское и Среднеботуобинское в Восточной Сибири и др.

Разработка газовых и нефтяных залежей с карбонатными коллекторами характеризуется рядом специфических особенностей, связанных с течением флюида в среде с двойной пористостью. Развитие методов математического моделирования течения флюида в данной среде является актуальной задачей.

Сегодня уже нет вопросов о ведущих ролях трещиноватости в фильтрационных свойствах плотных пород-коллекторов. Это естественно, поскольку трещиноватость горных пород резко увеличивает их проницаемость. Таким образом, технологии разработки залежей с данными коллекторами могут эффективно осуществляться только на основе всестороннего изучения механизмов фильтрации в неоднородных трещиновато-пористых коллекторах.

Трещины, наблюдаемые в карбонатных породах, могут быть полностью или частично заполнены («залечены») различными минеральными веществами (карбонатом, кварцем, сульфатами и т.п.). Все они именуется минеральными. Наряду с ними могут различаться трещины,

остающиеся полыми, – открытые. Также трещины могут быть заполнены нефтью или битумом. Ширина («раскрытость») минеральных трещин варьируется в очень широких пределах: от долей миллиметра до 1 см и более. Ширина открытых трещин, как правило, не превышает 20-25 мкм. [61]

Также необходимо отметить, что определение трещинной проницаемости в образцах керна, разбитых трещинами, в лабораторных условиях невозможно. При фильтрации флюида в керне измеряется проницаемость одной или нескольких трещин ограниченной протяженности, что весьма условно характеризует трещинную проницаемость породы. Таким образом, одним из эффективных инструментов являются гидродинамические исследования скважин.

Гидродинамические методы определения параметров трещинных коллекторов вследствие сильной неоднородности существенно отличаются от обычных стандартных методов. Трещиновато-пористые коллектора характеризуются интенсивным обменным потоком жидкости между трещинами и пористыми блоками, что должно вносить определенные коррективы в известные методы определения фильтрационных параметров.

Цель работы. Разработка и реализация математической модели скважины, дренирующей трещиновато-пористый коллектор в принципиально новой постановке задачи и совершенствование методики интерпретации промысловых результатов исследования скважин как на стационарных, так и на нестационарных режимах фильтрации.

Основные задачи исследования

1. Выполнить обзор предшествующих исследований и проанализировать существующие подходы к описанию и методам математического моделирования трещиновато-пористых коллекторов, их достоинства и недостатки.
2. Рассмотреть и изучить современные методы интерпретации гидрогазодинамических исследований скважин как на стационарных, так и

на нестационарных режимах фильтрации, а также методы диагностирования основных режимов течения флюида в продуктивном пласте.

3. Разработать и реализовать с помощью современного языка программирования с# собственный программный код, позволяющий учитывать и моделировать специфические особенности движения в среде с двойной пористостью и двойной проницаемостью на основе принципиально новой постановки задачи трещиновато-пористого коллектора.

4. На основе разработанной математической модели скважины, дренирующей трещиновато-пористый коллектор, провести численные эксперименты по влиянию различных факторов на результаты интерпретации гидродинамических исследований нефтяных и газовых скважин.

Методы решения поставленных задач.

Выполнен критический анализ известных математических моделей фильтрации в трещиновато-пористых коллекторах. Выявлены преимущества и недостатки.

Для проведения необходимых расчетов и математических экспериментов были разработаны и реализованы в виде программного комплекса следующие численные методики:

- фильтрационная модель скважины, дренирующей трещиновато-пористый коллектор, основанная на совместном решении уравнений неустановившейся фильтрации. Схема решения полностью неявная;

- решение системы алгебраических уравнений на каждом временном шаге осуществляется методом Ньютона, а на каждой ньютоновской итерации решение системы линейных уравнений – методом неполного гауссова исключения и красно-черного разбиения с применением процедуры ORTHOMIN;

Проведение математических экспериментов с использованием разработанной модели и алгоритмов позволило выявить основные типы

фильтрационных потоков, характерных для трещиновато-пористых коллекторов.

Научная новизна.

1. Выявлены закономерности механизма фильтрации в трещиновато-пористых коллекторах на основе новых подходов учета трещиноватости с помощью численного моделирования.

2. На основе реализованной модели, не имеющей мировых аналогов, и точных решений основных типов фильтрационных потоков установлено, что для трещиновато-пористых коллекторов характерен как линейный, так и билинейный режим фильтрации с последующим выходом на радиальный режим течения. Период режимов зависит как от длины, раскрытости, количества и проницаемости трещин и матричных блоков. С увеличением данных параметров период линейного течения увеличивается.

3. Установлено, что при интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин месторождений высоковязких нефтей необходимо использовать нелинейные законы фильтрации. Таким образом, учет различных законов течения положительно сказывается на результатах адаптации гидродинамических исследований скважин.

4. На основе численного моделирования и интерпретации гидродинамических исследований показано, что горизонтальным скважинам соответствует переход от линейного к билинейному и позднему радиальному режиму течения. Время наблюдения того или иного режима зависит от длины горизонтальной скважины и характера сообщаемости ее с пластом.

5. На основе результатов воспроизведения промысловых исследований нефтяных и газовых скважин уточнены параметры вертикальной трещиноватости месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Выявлен механизм работы системы «матрица-трещина».

Защищаемые положения

1. Принципиально новая модель фильтрации в трещиновато-пористом коллекторе и ее вычислительная реализация с помощью современного языка программирования с#.

2. На результаты интерпретации гидродинамических исследований скважин влияет выбор того или иного закона фильтрации, механизм работы системы «матрица-трещина», влияние ствола скважины, а также технологический режим работы скважин.

3. Влияние естественной и искусственной вертикальной трещиноватости коллектора при интерпретации промысловых исследований как вертикальных, так и горизонтальных скважин.

4. Методика интерпретации гидродинамических исследований скважины, дренирующей трещиновато-пористый коллектор, как на стационарных, так и на нестационарных режимах фильтрации.

Практическая значимость результатов исследований:

- осуществлять уточнение геологического строения продуктивных отложений в зоне дренирования скважины;

- прогнозировать поведение фильтрационных параметров в процессе разработки месторождений углеводородов;

- планировать решения по использованию методов улучшения фильтрационных характеристик прискважинной зоны;

- осуществлять выбор оптимальных режимов эксплуатации скважин на различных стадиях разработки месторождения.

- оперировать конкретными параметрами трещиноватости (густота, раскрытость, протяженность) в отличие от концепции «вложенных сред», моделирующих трещиновато-пористые коллекторы.

Получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ, №2013619167, Гидрогазодинамический комплекс-симулятор «Ekaterina». Правообладатель: Дуркин Сергей Михайлович, дата государственной регистрации в Реестре программ для ЭВМ 26 сентября 2013

г. Разработанная компьютерная программа позволяет моделировать следующие ситуации:

- построение индикаторных диаграмм на установившихся режимах;
- расчет и построение кривой падения устьевого и забойного давлений с течением времени при эксплуатации скважины;
- расчет и построение кривой восстановления устьевого давления на скважине;
- расчет и построение кривой восстановления забойного давления;
- расчет и построение кривой восстановления забойного давления;
- расчет технологических показателей разработки месторождений нефти и газа.

Внедрение результатов исследований.

Полученные результаты исследований в виде разработанного программного комплекса активно используется в научно-исследовательских работах лаборатории гидродинамического моделирования на базе кафедры РЭНГМиПГ ФГБОУ ВПО УГТУ, а также в учебном процессе при написании дипломных и курсовых работ.

Апробация работы. Основные результаты работы докладывались на следующих конференциях:

1. V открытая научно-практическая конференция молодых работников и специалистов инженерно-технического центра 26-28 июня 2013 г. г. Ухта.
2. Межрегиональная научно-техническая конференция «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов» 15-16 ноября 2012 г. г. Ухта.
3. Международный семинар «Рассохинские чтения» 8-9 февраля 2013 г. г. Ухта.
4. Международный нефтегазовый форум «Offshore. Dive in the Future» 13-14 апреля 2013 г., Казахстан, г. Алматы.
5. XIV Международная молодежная научная конференция «Севергеоэкотех-2013» 20-22 марта 2013 г. г. Ухта.

6. Межрегиональная научно-техническая конференция «Актуальные проблемы разработки нефтяных месторождений» 24-25 октября 2012 г. г. Ухта.
7. I Республиканский научно-практический форум «Инновационные технологии – основа развития национальной экономики» 18-19 октября 2012 г., г. Сыктывкар.
8. XIII Научно-техническая конференция молодежи 12-14 декабря 2012 г., г. Ухта.
9. Республиканский молодежный инновационный конвент «Молодежь – будущему Республики Коми» 23 апреля 2013 г., площадка №1, г. Ухта.
10. Всероссийский научно-технический семинар «Проблемы добычи, транспорта и переработки тяжелых нефтей» (В рамках XXI международной специализированной выставки «Газ.Нефть.Технологии – 2013») 27-28 мая 2013 г., г. Уфа.
11. XIII Конкурс молодых работников и специалистов ООО «Лукойл-Коми» на лучшую научно-техническую разработку 2012 года. 23-27 апреля 2013 г., г. Усинск.
12. VIII научно-техническая конференция молодых специалистов «ООО РН-Северная нефть», 14-15 марта 2013 г., г. Усинск.
13. 5-ая научно-практическая конференция «Исследования и практика: проблемы и результаты» 19 апреля 2013 г., г. Усинск.
14. II Всероссийская (XVII) Молодежная научная конференция «Молодежь и наука на севере», 22-26 апреля 2013 г., г. Ухта.
15. Конференция SPE Российский и Каспийский регион, 16-17 октября 2012 г., г. Москва.
16. VIII Международный технологический симпозиум "Передовые технологии разработки, повышения нефтегазотдачи месторождений и исследования скважин", РАНХиГС при Президенте РФ, 20-21 марта 2013 г., г. Москва.

17. Научно-техническая конференция преподавателей и сотрудников УГТУ, 16-19 апреля 2013 г., г. Ухта.
18. 11-ая Международная выставка и конференция по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO/CIS Offshore 2013), 12-13 сентября, г. Санкт-Петербург.
19. V Северный инвестиционный форум «Освоение минеральных ресурсов Европейского севера России», 19-20 сентября 2013 г., г. Сыктывкар.
20. Конференция SPE по проблемам разработки месторождений в осложненных условиях и Арктике, Российский и Каспийский регион, 2013, 15-16 октября 2013 г., г. Москва.
21. Межрегиональная научно-техническая конференция «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов» 14-15 ноября 2013 г., г. Ухта.
22. Международная научная конференция, посвященная 85-летнему юбилею академика Азада Халил оглы Мирзаджанзаде, 21-22 ноября 2013 г., г. Баку.
23. V Международной молодежной научно-практической конференции «НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: ОПЫТ И ПРЕЕМСТВЕННОСТЬ», п. Развилка, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 20-22 ноября, 2013 г., г. Москва.
24. Международный семинар «Рассохинские чтения» 6-7 февраля 2014 г., г. Ухта.
25. XV Международная молодежная научная конференция «Севергеоэкотех-2014» 26-28 марта 2014 г., г. Ухта.
26. IV Конференция молодых ученых и специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», 27-28 марта 2014 г., г. Москва.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 15 печатных работ, в том числе четыре статьи опубликовано в изданиях, выпускаемых в РФ и рекомендуемых ВАК для публикации основных результатов диссертаций.

Благодарности. Автор выражает искреннюю благодарность своему научному руководителю доктору технических наук А.В. Назарову за помощь на всех этапах подготовки диссертационной работы.

Автор благодарен ректору УГТУ, д.т.н., профессору Н.Д. Цхадая за внимание на каждом этапе работы и создание благоприятных условий для написания диссертационной работы, д.т.н. Рузину Л.М., к.т.н. Морозюку О.А., а также коллективу кафедры РЭНГМиПГ УГТУ за помощь и ценные советы и рекомендации в процессе работы.

Автор благодарит также сотрудников отдела центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта за практические советы и помощь при решении поставленных задач.

1 ОБЗОР ПРЕДШЕСТВУЮЩИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ФИЛЬТРАЦИИ ФЛЮИДА В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОМ КОЛЛЕКТОРЕ

1.1. Обзор предшествующих исследований

Первые методы ГДИС были внедрены в 1950-е с использованием специальных графиков (графики в полулогарифмическом масштабе, Миллера-Дайса-Хатчинсона, Хорнера) и сначала фокусировались на специфическом режиме потока под названием бесконечный радиальный фильтрационный поток, где можно было определить и продуктивность скважины, и основные коллекторские свойства пласта [8].

В 1970-е гг. в дополнение к методике проведения прямых к кривой были разработаны методы совмещения типовых кривых (палетки). Принцип заключался в построении отклика давлений на двойной логарифмической шкале, на чертежной кальке, и передвижении этого графика по отпечатанным двойным логарифмическим типовым кривым, пока не будет совмещения с одной из них. Физические результаты вычислялись из относительного положения кривой данных и выбранной типовой кривой. Такие методы страдали от плохой разрешающей способности графиков, пока не была изобретена производная Бурде [118].

В 1983 году производная Бурде, то есть производная наклона графика в полулогарифмических координатах, нанесенная на билогарифмический график, значительно повысила диагностические возможности, разрешающую способность и надежность нового поколения типовых кривых.

Однако в середине 1980-х гг. с ростом производительности компьютеров специалисты получили возможность прямого создания моделей с помощью определенного языка программирования. В настоящее время эти пакеты основаны уже на современном анализе КВД/КПД и использовании сложных дифференциальных уравнений. Для воспроизведения результатов

промысловых исследований используются усовершенствованные математические модели, учитывающие полную историю давлений и дебитов. Диагностика фильтрационных моделей осуществляется посредством распознавания разных режимов потока и с помощью производной Бурде, которая помогает определить эти режимы потока.

Р.Г. Шагиев в [104] приводит как теоретические основы гидродинамических исследований вертикальных скважин на нестационарных режимах, так и описывает технику и технологию проведения таких исследований, влияние различных факторов на распределение пластового давления при снятии КВД (КПД). Современная обработка данных для скважин производится в билогарифмических координатах $\ln(t) - \ln(\Delta p_3)$. (рис. 1.1.)

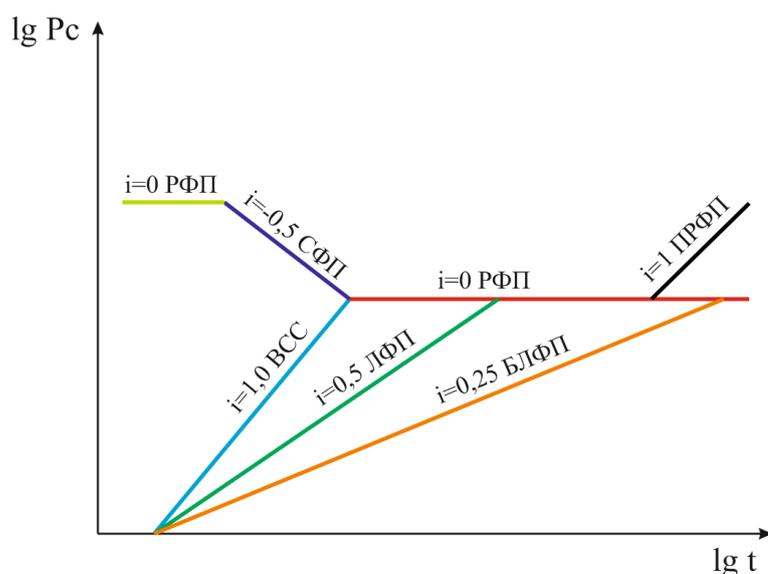


Рисунок 1.1 – Теоретические диагностические признаки идентификации одномерных фильтрационных потоков

Одновременно строится как билогарифмический график, так и его производная, которую рекомендуется использовать в следующем виде $\lg(t) - \lg(dp_3 / d \ln(t))$, чтобы определить ряд дополнительных параметров пласта. Далее по коэффициенту угла наклона производной, опираясь на точные решения одномерных фильтрационных потоков, появилась возможность диагностировать режим течения флюида в пласте. В частности,

как видно из рис. 1.1. это может быть как радиальный, линейный, билинейный, сферический режим течения, а также возможность диагностики времени влияния ствола скважины, что обусловлено сжимаемостью флюида.

Пространственная фильтрация флюида в реальных пластах к скважинам (вертикальным, горизонтальным) характеризуется сложной конфигурацией траектории движения частиц жидкости. Эти сложные траектории движения могут схематизироваться простейшими одномерными фильтрационными потоками или их различными комбинациями, что позволяет в конечном счете обеспечивать приближенное математическое моделирование фильтрационных течений и их изучение методами математической физики [104]. Простейшими одномерными фильтрационными потоками являются (рис. 1.2 – 1.4):

- прямолинейно-параллельный (линейный фильтрационный поток - ЛФП),
- плоскорадиальный (радиальный - РФП)
- билинейный фильтрационный поток (БЛФП).

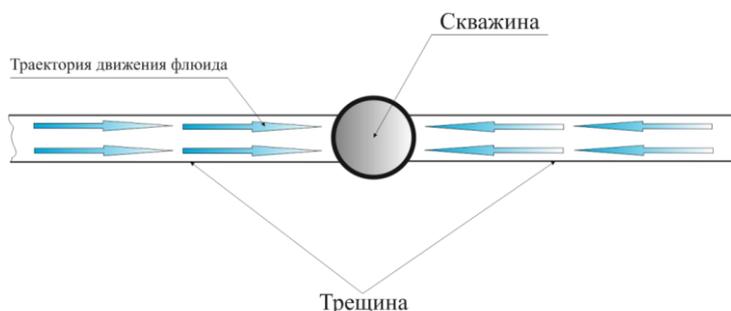


Рисунок 1.2 – Линейный фильтрационный поток к скважине

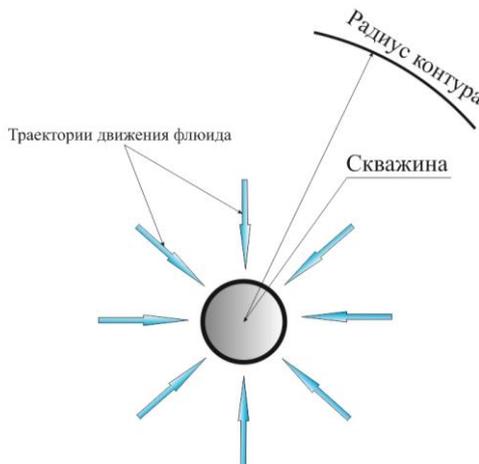


Рисунок 1.3 – Радиальный фильтрационный поток

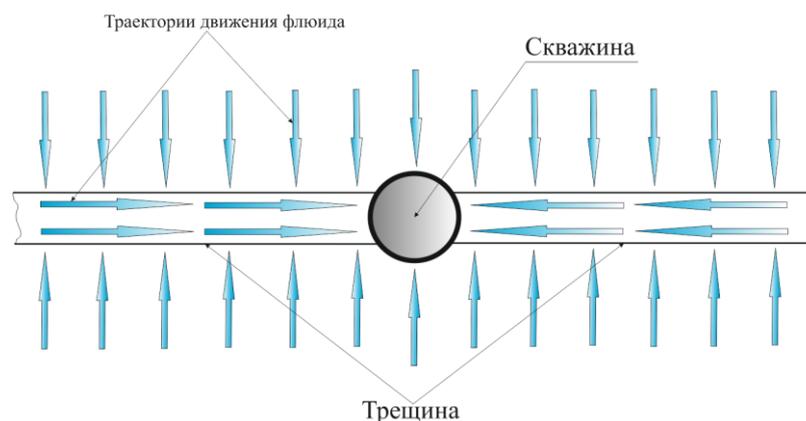


Рисунок 1.4 – Билинейный фильтрационный поток к скважине

Все рассмотренные модели одномерных фильтрационных потоков встречаются на практике. Описанные модели имеют точные аналитические решения.

Недостаток интерпретации же с помощью численных моделей заключается в том, что найденные решения, вообще говоря, не единственны, поэтому перед инженером стоит сложная задача поиска наиболее логичного ответа путем учета всех доступных ему данных со всех источников, а не только результатов ГДИС. Несмотря на это, в настоящее время численные модели приобретают все большую популярность при анализе результатов исследований скважин, поскольку позволяют решать задачи за рамками зоны действия аналитических и полуаналитических моделей. Две основные области применения численных моделей – это нелинейности, такие как многофазный поток или течение, не подчиняющееся закону Дарси, и комплексные геометрические построения коллекторов или скважин и др. [4, 53, 58]. Для того, чтобы идентифицировать описанные фильтрационные потоки, необходимы такие численные модели, которые бы учитывали также и трещинную составляющую коллектора.

В настоящее время большое внимание уделяется выбору технологий совершенствования разработки трещиновато-пористых коллекторов на основе математического моделирования. Особенно актуальными исследованиями является создание моделей трещиновато-пористых коллекторов. Трещины представляют собой нарушения сплошности тела

горной породы. Геометрически они характеризуются существенным различием размеров в плоскости разрыва (ширина и длина трещин) и в перпендикулярном направлении (раскрытость или высота трещин). Размеры трещины могут изменяться от микрометров до метров [37].

Основная причина появления трещин в теле горной породы – деформационные явления при изменении напряжений, возникающих в результате воздействия механических нагрузок различной природы, а также тектонических подвижек и процессов осадконакопления. Появление в породе системы взаимосвязанных трещин может резко изменить фильтрационные свойства продуктивных отложений, т.е. существенно увеличить проницаемость. Экспериментально установлено, что проницаемость трещины определяется из выражения (формулы Бусинеска) [71]:

$$k = \frac{h^2}{12}, \quad (1.1)$$

где k – проницаемость, h – раскрытие трещины.

Различие трещин по размеру, зависимость их параметров от напряжений, которые претерпевает порода при ее залегании, делают практически невозможным определение характеристик трещин по керну. Для оценки трещиноватости образцы породы, выбуренные и поднятые на поверхность (керна), являются неинформативными. В лучшем случае по этим образцам можно судить о характере микротрещин, например, по результатам изучения шлифов под микроскопом [35].

В трещиновато-пористых коллекторах поровая структура породы пласта достаточно сложна. Наиболее распространенным для описания фильтрации в трещиновато-пористых коллекторах является континуальный подход (условие непрерывности), исходя из которого Г.И. Баренблаттом, Ю.П. Желтовым и И.Н. Кочиной (1960) [13] были сформулированы уравнения течения жидкости.

Подобная система с двойной пористостью обычно идеализируется и сводится к системе, изображенной на рис. 1.5.

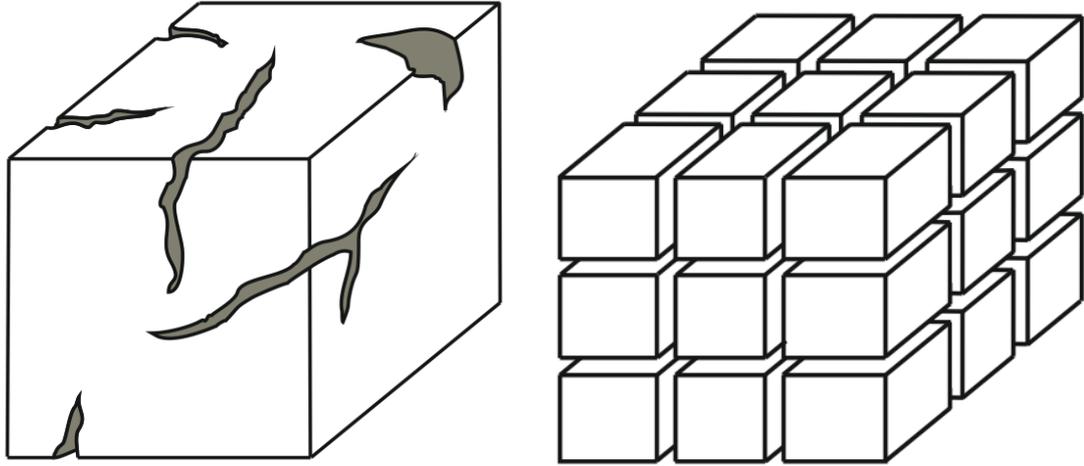


Рисунок 1.5 – Идеализированное представление трещиноватого пласта

В данной постановке обе среды – система трещин и пористых блоков – рассматриваются как две сплошные среды, вложенные одна в другую, причем параметры среды и движения флюида определяются в каждой точке пласта. Уравнения сохранения массы и уравнения движения записываются независимо для каждой среды. Переток флюидов из одной среды в другую учитывается введением функции источника-стока в уравнения сохранения массы. Таким образом, уравнения фильтрации имеют вид:

$$\operatorname{div}(\rho^i v^i) + \frac{\partial}{\partial t}(\rho^i m^i) + (-1)^i \cdot q + Q^i = 0, \quad (1.2)$$

$$i = 1, 2;$$

где ρ – плотность флюида, v – скорость фильтрации, m – коэффициент пористости среды, q – функция перетока флюида, Q – массовая плотность источника.

Индекс i обозначает среду: 1 – трещины, 2 – пористые блоки. Система (1.2) получила название полной. В ряде случаев считается, что движение флюида происходит только в трещинах, что позволяет пренебречь пространственной производной во втором уравнении, т.е.

$$(2 - i) \operatorname{div}(\rho^i v^i) + \frac{\partial}{\partial t}(\rho^i m^i) + (-1)^i \cdot q + (2 - i) Q^i = 0, \quad (1.3)$$

$$i = 1, 2;$$

Система (1.3) носит название усеченной. Функция q в постановке Г.И. Баренблатта – Ю.П. Желтова прямо пропорциональна разности давлений в порах и трещинах.

Поскольку перепад давления в системе определяется проницаемостью трещин, которая достаточно высока, нефтеотдача матрицы зависит от капиллярной пропитки, либо действия гравитации и увеличения объема нефти при снижении давления. С другой стороны, несмотря на то, что объем трещин невелик, их проводимость для потока достаточно велика. Следовательно, течение в большей степени происходит по трещинам.

В методах моделирования систем с двойной пористостью, предполагается, что систему трещин можно представить в виде сплошной среды, что не совсем корректно. При этом течение в трещинах описывается уравнением материального баланса, включающим члены, отражающие процесс накопления флюидов в трещинах и массообмен между блоками матрицы и трещинами. Поскольку блоки не связаны между собой, уравнения материального баланса для матричных блоков записываются только с учетом накопления и массопереноса к трещинам.

Поскольку в используемых при моделировании дифференциальных уравнениях предполагается непрерывность свойств (включая пористость и проницаемость), их применение к системам с двойной пористостью не является строгим. Однако осреднение пористости и проницаемости в пределах больших блоков, содержащих несколько трещин, может привести к неверному результату, поскольку характер фильтрации в трещинах и матрице различен.

В течение нескольких лет во многих статьях [34,59,75,125,138], появившихся в специальной нефтяной литературе, обсуждаются различные виды численных моделей пластов. Большинство численных моделей пластов не предназначены непосредственно для исследования скважин. Скорее в них описание околоскважинных эффектов принесено в жертву возможности прогнозировать общее поведение пласта при разумных затратах

вычислительного времени. Как правило, в нефтяной промышленности численные модели пластов используются для анализа показателей всего пласта, а не скважины.

Свойственная гибкость скважинных численных моделей позволяет инженеру преодолеть сложные реальные ситуации. Именно эта универсальность делает численное моделирование и компьютерные методы ценными инструментами при исследованиях скважин [113]. Тем более для скважин, вскрывших неоднородные пласты нефти и газа.

Изучение фильтрации жидкости и газов в трещиноватых коллекторах актуально по двум причинам: вследствие увеличения числа месторождений нефти и газа, приуроченных к трещиноватым коллекторам, и наличия особенностей фильтрации в них пластовых флюидов. Данные промысловых и лабораторных исследований, анализа разработки месторождений показали, что трещиноватые породы имеют сложную систему строения порового пространства, а движение жидкости и газа в них отличается некоторыми особенностями по сравнению с движением в пористой среде [116].

Впервые движение воды в чисто трещиноватой среде было исследовано А.А. Краснопольским. Он использовал для расчета сопротивления квадратичную формулу Шеши, уподобив движение флюида в неупорядоченной системе трещин течению воды в сложной системе трубопроводов. Исследованиями закономерностей движения жидкости в единичных трещинах постоянной по длине раскрытостью занимались Ж.В. Буссинеск, Г.М. Ломизе, Е.С. Ромм, С.К. Гриннелл, С.Х. Бастоу, Ф.П. Боуден, В. Дж. Бейкер, А. Эгли [14,37, 89].

М. Маскет и П. Буазар изучали движение жидкости в трещиноватом пласте, моделируемом одиночным мощным пористым блоком с одной трещиной правильной формы. Данный вопрос также изучался А.Э. Шейдеггером [66]. Основные представления теории фильтрации в трещиновато-пористой среде даны в работах Г.И. Баренблатта, Ю.П. Желтова, а также в работах А.Бана, К.С. Басниева, В.Н. Николаевского, П.П.

Золотарева [13,45,17]. Согласно этим работам трещиновато-пористую среду можно рассматривать как систему двух вложенных друг в друга разномасштабных «пористых» сред. Причем осреднение необходимо проводить по объемам, содержащим достаточно большое число блоков. Отличие развиваемой указанными выше исследователями схемы от обычной схемы фильтрации в пористой среде состоит в том, что в каждой точке пространства вводятся два давления жидкости – давление в порах и в трещинах, а также две скорости фильтрации – соответственно в порах блоков и в трещинах.

Для трещиновато-пористых коллекторов наиболее важны гидродинамические исследования скважин, так как данные исследования являются наиболее информативными. Наиболее простая обработка кривой восстановления скважин (КВД) представлена в инструкции [54]. В данной инструкции представлен график в полулогарифмических координатах, характерный для подобных коллекторов и имеющий «двухслойный вид». Представленная кривая состоит из трех участков: начальный прямолинейный, переходный и конечный прямолинейный.

Для того чтобы определить, как коэффициент извлечения зависит от свойств коллектора и свойств жидкостей, таких как пористость, проницаемость, вязкость, отношение подвижностей, смачиваемость, распределение трещин, и режима разработки резервуара, например, оптимизации уровня добычи и методов повышения нефтеотдачи пласта, необходимо изучить немало месторождений, приуроченных к трещиноватым коллекторам. Существует следующая классификация трещиновато-пористых коллекторов нефти и газа [131]. Согласно данной классификации трещиноватые коллекторы были разделены на четыре группы, различающихся механизмом массообмена между трещинами и матричными блоками. Согласно данной классификации, у коллекторов типа I есть небольшая матричная пористость и проницаемость. Трещины обеспечивают и вместимость и пути фильтрации жидкости. У резервуаров типа II есть

низкая матричная пористость и проницаемость. Матрица обеспечивает некоторую вместимость, и трещины обеспечивают пути фильтрации жидкости. У типа III (микропористые) коллекторов есть высокая матричная пористость и низкая матричная проницаемость. Матрица обеспечивает вместимость, и трещины обеспечивают пути движения жидкости. У типа IV (макропористые) коллекторов есть высокая матричная пористость и проницаемость. Матрица обеспечивает и вместимость, и пути фильтрации жидкости, в то время как трещины просто увеличивают проводимость. Предыдущие классификации трещиноватых коллекторов не различали коллектора типа II и типа III, вместо этого комбинируя все трещиноватые коллекторы с низкой матричной проводимостью в одну группу. Выбор надлежащей технологии повышения нефтеотдачи важен для оптимальной эксплуатации. Трещиноватые коллектора, хотя менее распространены и более плохо изучены, чем обычный песчаник, являются очень важными источниками запасов мировой нефти и газа. Трещиноватые коллектора, как часто полагают, являются недолгими в разработке с высокими дебитами, короткими по срокам эксплуатации, и низкими по окончательным коэффициентам извлечения. Инженеры часто неохотно берутся за трещиноватые коллекторы, чтобы избежать производственных проблем. Это может увеличить время разработки, стоимость и риск потери добычи углеводородов. Однако, многие из этих предубеждений необоснованны. Часто они происходят из неудачного опыта при принятии дальнейшей стратегии разработки месторождения.

Из-за этих принципиальных различий принятие неправильных управленческих решений может повлечь за собой ряд негативных последствий. Наиболее распространенный пример недостаточной разработки пласта – обводнение трещиноватого коллектора. Неизбежный ранний водный прорыв по трещинам оставит большое количество остаточной нефти в матричных блоках.

На сегодняшний день имеется достаточно большое количество инструментов, позволяющих идентифицировать наличие трещин, таким образом, пласт может быть лучше изучен по данным микросканирования (FMI/FMS), акустического сканирования (SonicScanner), широкополостного и многокомпонентного акустического каротажа и других современных методов ГИС. Эти исследования позволяют определить направление, угол наклона, открытость и протяженность отдельных трещин [19]. Совокупность этих данных позволяет создать более детальную гидродинамическую модель пласта.

При разработке трещиноватых коллекторов, как правило, проницаемость снижается по мере уменьшения пластового давления. В статье [3] приводятся различные аналитические зависимости вида:

$$K_T = K_{T0}[L - \alpha(P_0 - P)], \quad (1.4)$$

$$K_T = K_{T0}[L - \beta(P_0 - P)]^3, \quad (1.5)$$

$$K_T = K_{T0} \exp[-\alpha(P_0 - P)], \quad (1.6)$$

где K_T , K_{T0} – проницаемость трещиноватого пласта при давлении P и P_0 ; α – реологическая постоянная трещиноватой среды, которая связана с комплексным параметром трещиноватой среды β соотношением $\alpha = 3\beta$; $\beta = \beta m \cdot L/S_0$; $\beta m = (L - 2 \cdot G)/E$; G – коэффициент Пуассона; E – модуль Юнга породы; L – среднее расстояние между трещинами; S_0 – раскрытие трещины при давлении P_0 . Авторы сравнивают результаты, полученные по данным формулам, с данными, полученными при обработке гидродинамических исследований скважин. По итогам данной работы исследователи приходят к выводу, что указанные зависимости (линейные, кубические, экспоненциальные) неадекватно описывают данный процесс в случаях высокой раздробленности трещиноватых коллекторов.

Разработка трещиноватых коллекторов является актуальной задачей, так как по некоторым оценкам в карбонатных породах сосредоточено от 35% до 48% запасов нефти и от 23% до 28% газа в мире [111]. Поэтому для преодоления сложностей увеличивается роль эффективного применения

современных методов изучения фильтрационно-емкостных параметров данных коллекторов. Например, специалисты Французского института нефти (IFP) разработали программу FracaFlow – программная технология для анализа и моделирования систем трещин. Данный программный продукт включает модуль геологического моделирования CobraFlow и модуль гидродинамического моделирования PumaFlow. Модуль гидродинамики основан также на технологии вложенных сред.

В статье [122] представлена новая схема околоскважинного притока к стволу скважины. Данная схема представлена на рис. 1.6. Данная сетка называется гибридной, необходимой для моделирования притока к скважине, но не учитывает трещиноватость коллектора.

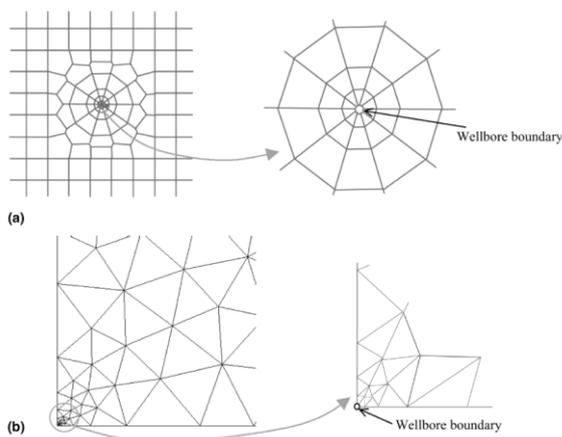
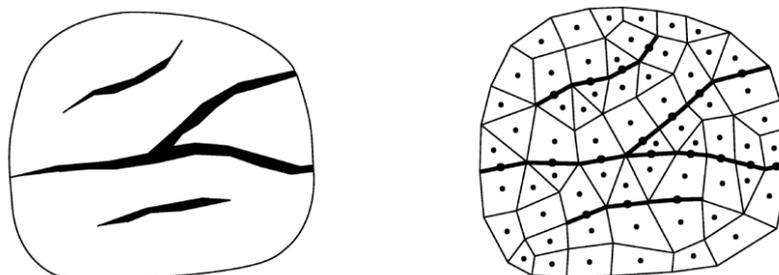


Рисунок 1.6 – Схема моделирования скважины

В статье [133] представлена принципиально новая модель трещиноватого пласта, основанная также на нерегулярной сетке (рис. 1.7).



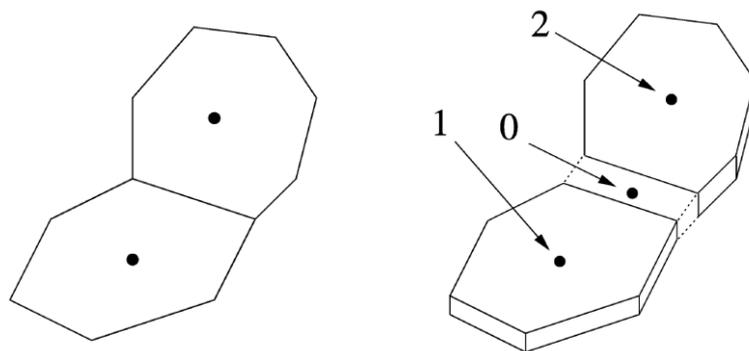


Рисунок 1.7 – Принципиальная схема моделирования трещиноватости

Данная схема позволяет задать трещиноватость коллектора. Но данный тип сеточной области характеризуется неустойчивостью вычислительного процесса и чувствительна к выбору временного шага. Также описанная постановка задачи в основном предназначена для прогнозирования технологических показателей всего месторождения, а не для интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин.

В работе [9] автором на основе численного моделирования в среде с двойной пористостью и проницаемостью исследуется роль пустотности системы трещин на конечный коэффициент нефтеотдачи. Показано, что трещины являются основным путем фильтрации, но при определенных значениях водонасыщенности системы трещин, может привести к преждевременному обводнению.

Также немаловажным обстоятельством является использование определенного закона фильтрации. В статье [68] обосновано использование нелинейных законов фильтрации в трещиноватых коллекторах, так как система двойной среды накладывает дополнительные фильтрационные сопротивления и инерционные эффекты при движении флюида. Таким образом, отклонения от линейного закона фильтрации должны учитываться при расчетах фильтрационных сопротивлений и фильтрационно-емкостных параметров.

Относительно роли трещиноватости и ее влияния на показатели нефтеизвлечения из карбонатных трещинных коллекторов имеются две различные точки зрения [63]. Одни исследователи полагают, что влияние

трещин имеется, но оно не столь принципиальное и допускают применение более простых математических моделей, разработанных для песчаных коллекторов порового типа. Но другие авторы считают, что такой подход может привести к значительным ошибкам в прогнозных расчетах. В данной работе авторами приведены негативные последствия непризнания наличия трещиноватости в продуктивном пласте на одном из месторождений Самарской области в карбонатном коллекторе.

На сегодняшний день не существует единой классификации карбонатных трещиноватых коллекторов. Многие исследователи за основу принимают классификацию, разработанную во ВНИГРИ под руководством Е.М. Смехова [62].

Таблица 1.1 – Классификация трещиноватых коллекторов

Тип коллектора		Роль матрицы	Роль трещин
I	Поровый	m_m – высокая, k_m – высокая, представляет емкость и каналы фильтрации коллектора	Дополнительную емкость не представляют и проницаемость не повышают
II	Трещинно-поровый	m_m – высокая, k_m – низкая, но обеспечивающая рентабельные дебиты	Повышают общую проницаемость
IIa	-	m_m – высокая, k_m – низкая	Являются каналами фильтрации
III	Порово-трещинный	m_m – от низкой до высокой, k_m - низкая	Являются каналами фильтрации
IV	Трещинный	m_m – очень низкая, k_m – очень низкая	Являются емкостью и каналами фильтрации

Также в данной статье приведена ссылка на классификацию Nelson, в которой коллектор также подразделяется на 4 типа. Nelson использует оригинальную диаграмму (рис. 1.8).

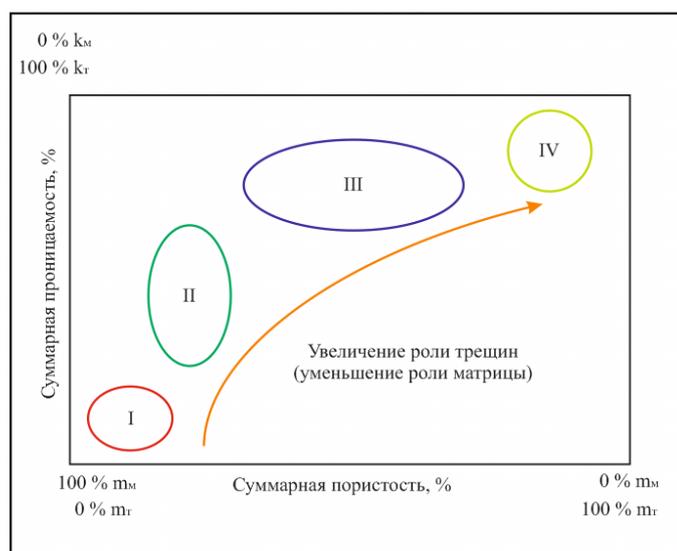


Рисунок 1.8 – Схема расположения типов карбонатных трещинных коллекторов в координатном поле «суммарная пористость – суммарная проницаемость» (m_m , m_t – пористость матрицы и трещин, k_m , k_t – проницаемость матрицы и трещин)

Также геологи ссылаются и на классификацию К.И. Багринцевой, технологи-разработчики используют классификацию В.Д. Викторина [37].

В статье авторов [149] описывается проблема эффективной разработки месторождений нефти в трещиноватых коллекторах. Авторы указывают на важность установления наличия или отсутствия взаимодействия трещинной системы с матрицей породы.

В статье [131] авторов С.С.Черепанова, Д.А.Мартюшева, И.Н.Пономаревой на примере месторождений Пермского края проводилось исследование влияния трещиноватости по результатам гидродинамических исследований скважин. Авторы статьи указывают на неполную оценку проницаемости пласта по исследованию керна. Так как ширина трещины, как правило, существенно превышает средний размер пор, трещины являются основными путями фильтрации. В данной работе показатели трещиноватости рассчитаны в соответствии с моделью Уоррена-Рута на примере одной из скважин Сибирского месторождения. В статье представлены следующие выводы:

- карбонатные коллекторы ряда нефтяных месторождений севера Пермского края характеризуются естественной трещиноватостью;
- выполненные с использованием модели Уоррена-Рута расчеты позволили определить характеристики трещин. Достоверность расчетов подтверждается результатами ранее проведенных исследований;
- раскрытость трещин зависит от пластового давления и влияет на продуктивность скважин.

Н.П. Лебединец в [69] рассматривает массивно-пластовые залежи с карбонатными трещиноватыми коллекторами и пытается систематизировать рекомендации по совершенствованию разработки таких объектов. Автор объясняет невысокие проектные и фактические технологические показатели разработки из-за не слишком хороших природных характеристик залежей Тимано-Печорской провинции: высокая расчлененность продуктивных отложений, чрезвычайно сложную структуру трещиновато-кавернозно-порового пустотного пространства, возможную преимущественную гидрофобность пород-коллекторов, наличие больших водонефтяных зон, повышенную вязкость нефти в пластовых условиях. Выводом статьи является учет представленных замечаний может способствовать повышению эффективности разработки рассматриваемого типа залежей.

В статье [36] рассматривается фильтрация в неоднородных трещиновато-пористых пластах нефтегазовых месторождений. Автор статьи приводит описание модели Баренблатта-Желтова. В ней реальная среда представляется в виде двух вложенных друг в друга разномасштабных пористых сред с различными коэффициентами проницаемости. В работе характеризуется различный механизм движения в трещинах и матричных блоках. Закон Форхгеймера более адекватен реальному течению в трещинах по сравнению с законом Дарси. Для движения флюидов в пористых блоках можно предложить различные законы фильтрации: Дарси, параметрический, криволинейный. Закон Дарси будет несколько упрощать соответствующие вычислительные алгоритмы, а параметрический и криволинейный законы –

лучше описывать проявления аномальных свойств пластовой нефти при фильтрации в блоках.

В публикации [94] авторы исследуют влияние сжимаемости трещин на выработку запасов трещиновато-пористых карбонатных коллекторов. В работе экспериментально установлено, что изменение размеров поровых каналов и других пустот, раскрытие и смыкание трещин при эксплуатации нефтяной залежи зависят от величины градиента давления. При возрастании значений градиента увеличивается приемистость пласта. Объяснение этого явления авторы находят в следующем. При малых значениях градиента давления жидкость движется только по крупным трещинам. По мере увеличения градиента давления до определенных значений начинают раскрываться малопроницаемые трещины. Дальнейшее увеличение градиента давления приводит к прогрессирующему развитию трещин. Также обоснована способность трещин уменьшаться по своей протяженности и поперечному сечению, вплоть до полного смыкания. Авторы работы, используя коммерческий гидродинамический симулятор Tempest-More (Rohar/Smedvig) провели исследования о влиянии сжимаемости трещин на эффективность разработки. Таким образом, они пришли к выводу, что увеличение объема трещин в результате интенсивного нагнетания воды и повышения пластового давления позволит увеличить отборы нефти в начальный период разработки, но в то же время снизит эффективность выработки запасов, сократит срок безводной эксплуатации.

В статье [31] также сделан следующий вывод: для заданного набора факторов (свойства флюидов, параметры систем трещин и поровых блоков, интенсивности обмена между пустотностями разного типа), описывающих пластовую систему, существует оптимальный темп заводнения, обеспечивающий максимальную эффективность нефтеизвлечения. Основной задачей проектировщиков разработки месторождений с трещиновато-пористыми коллекторами является корректное определение темпов

заводнения, так как ошибки в этом вопросе могут обернуться существенными потерями в добыче нефти.

В работе [98] М.Х. Хайрулиным и соавторами на основе методов регуляризации предлагается подход для оценки фильтрационных параметров трещиновато-пористого пласта. В качестве исходной информации используются результаты гидродинамических исследований скважин. Данный метод применен к математической модели фильтрации в трещиновато-пористой среде, разработанной Г.И.Баренблаттом, Ю.П. Желтовым, И.П. Кочиной. В статье решена обратная задача по определению фильтрационных параметров пласта.

В статье [132] представлены результаты гидродинамических исследований скважин трещинных коллекторов. Автор статьи приводит обзор моделей, применяющихся при интерпретации опробования скважин. Большая часть из них основана на теории однофазного течения флюида. Особенно актуальной задачей является также учет нелинейных эффектов. Автором разработана модель, основанная на классической модели двойной среды. Также представлена модель ствола скважины, учитывающая сжимаемость флюида.

Проницаемость трещиноватых сред существенно зависит от изменения давления. Это связано с деформацией трещиноватых сред при изменении в них напряжений. Этим вопросом занимались Богомолова А.Ф., Желтов Ю.П., Басниев К.С., Власов А.М., Кочина И.Н., Добрынин В.М. и другие [47, 16]. В трещиноватых коллекторах прослеживаются условия для нарушения закона Дарси и возникновения инерционных эффектов.

В математическом моделировании неоднородных залежей выделяют три основных направления развития, связанных с движением флюида в двойной среде:

1. Моделирование фильтрационных течений в резко-неоднородных по коллекторским свойствам пластах.
2. Использование слоистых моделей пласта.

3. Развитие континуального подхода (идея вложенных сред).

Вопросы учета неоднородности пористой среды рассматривает в своих работах М.Швидлер [107, 108]. В данных работах получено интегро-дифференциальное уравнение для средней насыщенности. Обсуждаются вопросы математического моделирования фильтрационных процессов с учетом крупномасштабной и мелкомасштабной структуры реальных неоднородных сред.

В.А.Швецов и М.Л.Сургучев [106], используя уравнения движения Лагранжа, получили общее аналитическое выражение, описывающее фильтрацию жидкости в неоднородной пористой среде.

В.М. Рыжик [95] исследует влияние неоднородности коллекторов и недостаток исходной информации для прогнозирования нефтеотдачи с использованием математических моделей.

Также в работах Борозняка О.И. и Панфилова М.Б. [24] изучались особенности разработки сильно неоднородных нефтяных пластов. Авторами получено аналитическое решение задачи притока флюида к скважине в ограниченном круговом пласте. Авторы делают следующие выводы:

- процесс истощения сильно неоднородных залежей может включать в себя три периода. Первый период характеризуется отсутствием обменного процесса между высоко и низкопроницаемыми участками пласта, во втором периоде происходит включение в работу низкопроницаемой части пласта, при этом обменный процесс становится нестационарным, для третьего периода характерен установившийся обменный процесс.

- при постоянном режиме эксплуатации давление в коллекторе всегда остается ниже давления в низкопроницаемой среде; для их выравнивания требуется длительный период простоя.

- степень неравномерности дренирования сильно неоднородного пласта характеризуется разностью давлений в низкопроницаемых блоках и коллекторе, зависит от темпов истощения;

- из-за эффектов памяти более предпочтительными для сильно неоднородных сред оказываются режимы с переменным темпом истощения; большую нефтеотдачу можно получить за счет форсирования отборов на ранней стадии (с целью скорейшего вовлечения в дренирование блоков) и медленной последующей доработкой.

Также достаточно распространенным способом моделирования трещиновато-пористых коллекторов является использование слоистых моделей. Трещины в данном случае моделируются высокопроницаемыми пропластками малой толщины, пористой среде – низкопроницаемые слои значительной мощности. Для каждого пропластка движение флюидов описывается системой дифференциальных уравнений, связанных между собой слагаемыми, характеризующими перетоки.

А.Н.Чекалин, В.А.Шевченко [101] рассматривают задачу о нестационарном движении двух несмешивающихся жидкостей между нагнетательной и эксплуатационной галереями в двух пропластках. Данная задача решена численно. На основании решения устанавливается оптимальный режим эксплуатации элемента залежи.

А.М.Сиддихов и А.М. Ибатов [96] рассматривают вопросы численного решения задачи о взаимодействии хорошо проницаемого пласта с двумя плохопроницаемыми пластами в условиях продвижения краевой воды.

В монографии Э.Б.Абуталиева и Дж.Култумуратова [2] получены точные и приближенные решения дифференциальных уравнений, которые связаны между собой одним или несколькими условиями совместной работы, а также условиями гидродинамического взаимодействия пластов. На основе решения уравнений определены закономерности нестационарной фильтрации и взаимодействия пластовых систем.

Г.А.Зотовым [55] показаны возможности использования результатов математического моделирования фильтрации в многослойном пласте для интерпретации результатов исследований скважин.

А.А.Буйкисом [27] предлагается постановка задачи для сред, которые состоят из слоев с различными физическими свойствами.

Также слоистая модель трещиновато-пористого коллектора в виде сочетания низкопроницаемых пластов и суперколлекторов (соответствующих трещинам) описана С.Н. Закировым[48]. Модель отражает процессы избирательного обводнения на месторождениях с карбонатными коллекторами (Оренбургское, Битковское).

В монографии М.А.Гусейн-Заде [38] представлены приближенно-аналитические решения уравнений фильтрации как для неоднородной среды, так и для слоистых моделей.

В работе [115] отмечается, что при интерпретации в полулогарифмических координатах данных нестационарных исследований трещиновато-пористых коллекторов форма кривых изменения давления отличается от теоретически предсказываемой для сред с двойной пористостью.

В работах [130,132,134,140] приводится использование численных методов для построения математических моделей слоистых залежей. Приводятся результаты численных экспериментов, рассматриваются вопросы реализации моделей с помощью языков программирования и даются рекомендации по разработке залежей со слоистой неоднородностью.

В модели Уоррена-Рута [153] трещиноватый пласт схематизируется одинаковыми прямоугольными параллелепипедами, разделенными прямоугольной сетью трещин. Считается, что движение жидкости к скважине происходит по системе трещин, а матрица непрерывно питает всю систему трещин. Для описания нестационарного течения выведена зависимость, учитывающая давления и являющаяся функцией двух безразмерных параметров: последние выражают отношение пористостей двух сред и интенсивность массообмена между ними, в результате чего система уравнений по сути аналогична усеченной системе Баренблатта в несколько иной форме.

Каземи [133] аппроксимирует трещиноватый пласт слоистой системой, состоящей из тонких с высокой проводимостью слоев, которые моделируют трещины, чередующиеся со слоями большой толщины с низкой проводимостью и высокой емкостной характеристикой, представляющими матрицу.

Модель де Сваана [104] описывает неустановившееся течение жидкости на основании предположения, что матричные блоки представляют собой бесконечные плиты правильной геометрической формы или сферические блоки.

Позднее эта модель была усовершенствована Наджуриета [140] для целей интерпретации данных исследования скважин, полученных по кривым падения и восстановления давления, и данных при исследовании скважин на интерференцию.

В работе [120] подход к моделированию де Сваана расширяется путем добавления эффектов гравитации и капиллярных сил. Автором предлагается эффективный квадратурный метод решения задачи неустановившейся фильтрации жидкости при заводнении трещиновато-пористого коллектора. В работе также показано, что в рассматриваемой задаче капиллярные давления в трещине менее значимы, в то время как вязкость нефти играет значительную роль при моделировании добычи нефти из трещиновато-пористого коллектора.

В работе [12] рассматривается случай установившейся фильтрации однородной жидкости в трещиновато-пористой среде. Фильтрация в трещинах и в матрице описывается нелинейными законами фильтрации.

Уоррен и Рут [153] представили в несколько в несколько уточненной постановке решение фильтрации в трещиноватых коллекторах. Они учитывали сжимаемость трещин, но пренебрегали движением жидкости в блоках матрицы. Следует отметить, что решение Уоррена-Рута применительно к уравнениям Г.И. Баренблатта, не предполагающим некоторую правильную форму блоков или некоторую правильную систему

трещин, оказывается неоправданным. Единственным условием его применения является то, что средние свойства породы должны быть определены для обеих сред.

Каземи и др. [133] решили уравнения Г.И. Баренблатта при допущениях принятых Уорреном и Руттом. Аппроксимируя функцию Бесселя они произвели обратное преобразование Лапласа и получили решение исходного уравнения как функцию радиуса, удобную для интерпретации исследований скважин на интерференцию.

Г.И. Джалалов и др. [40] получили численно-аналитическое решение задачи с помощью способа линеаризации. В данной работе приводится гидродинамический анализ результатов расчетов и дается оценка влияния изменения физических параметров от давления на перемещение границы раздела нефть-вода.

Методика интерпретации данных исследований газовых скважин представлена М.Т. Абасовым и др. [1]. Задача рассматривается с учетом изменения параметров реального газа в условиях высоких давлений и температур. Пористая среда считается недеформируемой, течение – изотермическим, переток газа между системами трещин и блоков выражается через функцию Лейбензона. В результате рассматривается частная задача об определении параметров трещиновато-пористого пласта при фильтрации в нем реального газа по данным восстановления давления в остановленных скважинах.

Уравнения, положенные в основу моделирования двухфазного течения в трещиновато-пористом коллекторе, выведены Г.И. Баренблатом [12] исходя из тех же принципов, что и в [13]. Аналогичный подход применяют Каземи [135] (двухфазная трехмерная модель).

А.А. Боксерман и др. [23] предложили свою систему уравнений совместного течения воды и нефти в трещиновато-пористом пласте. Давления в обеих средах считаются одинаковыми, а массообмен выражается как функция капиллярных сил. Для одномерного случая задача сводится к

решению дифференциального и интегрального уравнений. Р.М. Кац и др. [59] также применяет данный подход. В основу моделей кладут уравнения Маскета-Мереса, считая давления в трещинах и блоках пористой среды одинаковыми. Интенсивность перетока из матриц в трещины является функцией капиллярного давления и скорости фильтрации. С использованием описанного подхода созданы двухфазные, трехфазные, многокомпонентные модели.

Брестер [119] рассматривает уравнения совместного течения воды и нефти в трещиновато-пористых средах как функцию источника, описывающую вытеснение нефти из блоков матрицы за счет процессов капиллярной пропитки, гравитационного перераспределения и действия градиента давления в трещинах.

Васильевым В.В. в работах [29, 30] рассмотрены вопросы миграции нефти и газа в трещиноватых породах коллекторах. Отмечена существенная роль в этих процессах капиллярных сил, давления прорыва, размеров пор и их распределения.

В работе [105] на двухфазной модели (нефть-вода) были проведены численные исследования механизма массообмена при противоточной пропитке между трещинами и пористыми блоками. Сравнивались два подхода к описанию интенсивности обмена фазами между трещинами и пористыми блоками. Первый подход предполагает прямой расчет капиллярной пропитки блоков водой. Второй подход использует квазистационарный закон массообмена осредненных параметров в трещинах и пористых блоках. По результатам численных экспериментов оба метода дали близкие результаты.

Численные исследования двумерной фильтрации двух слабосжимаемых жидкостей были проведены в работе [60]. В предложенной модели не учитываются гравитационные силы и капиллярные силы в трещинах. Давление в нефти принимается одинаковым в трещинах и блоках.

И.Д. Амелин и Н.Г. Костюк в [7] предложили к рассмотрению опыт разработки нефтяных залежей на поздней стадии. Описаны двумерные математические модели разработки нефтяных залежей при водонапорном режиме и трещиновато-пористых коллекторах.

Многокомпонентные математические модели для трещиновато-пористых коллекторов учитывают все специфические черты залежей этого типа и многокомпонентный состав углеводородной смеси. Разработчиком таких моделей является Ямамото Р.Х. [155] и Саиди А.М. [147].

Аналитические решения уравнений фильтрации могут быть получены только в особых, наиболее простых случаях: прямолинейно-параллельном и плоскорадиальном (редко в двухфазном) течении при значительных упрощениях. Более сложные задачи допускают лишь численные решения.

Каземи [134] была разработана трехмерная модель двухфазного течения в системе скважин. В основу положена усеченная система уравнений, которые записаны в полуявной форме в виде конечных разностей и решаются с использованием методов Гаусса-Зейделя.

В моделях Р.М. Каца и др. [59] для численного решения полученной системы уравнений используется безытерационная схема, явная по насыщенности и неявная по давлению.

Физическое моделирование фильтрации в трещиновато-пористых коллекторах описано в публикациях С.Н. Закирова и др. [50], Т.Голф-Рахта [37] и Саиди [149].

Наказная Л.Г. в работе [81] получила наиболее общие уравнения движения жидкости и газа в трещиновато-пористых и чисто трещиноватых пластах с учетом особенностей, присущих движению пластового флюида в подобного типа коллекторах:

- перетока жидкости из блока породы в трещину и наоборот;
- зависимость трещинной проницаемости от давления в пласте;
- нарушение линейного закона фильтрации за счет инерционных сопротивлений.

Р.Н. Дияшевым, И.М. Бакировым, А.Н. Чекалиным [42] предложена двумерная двухфазная модель фильтрации нефти и воды в карбонатном коллекторе. В модели пренебрегается действием капиллярных и гравитационных сил.

Мищенко И.Т., Бравичевой Т.Б., Демьяновым А.А. создана модель фильтрации в трещиновато-пористом коллекторе флюида с аномальной вязкостью в трещиновато-пористом коллекторе флюида с аномальной вязкостью [74]. Авторами решена задача установившейся фильтрации пластового флюида с аномальной вязкостью к одиночной скважине, разрабатывающей круговой трещинно-поровый пласт. За основу принята модель фильтрации, в которой трещиновато-пористый пласт рассматривается как система вложенных друг в друга сред с принципиально различными свойствами, а нефть рассматривается как вязкопластичная среда. Фильтрация жидкости происходит одновременно как по системе трещин, так и по поровым блокам. Скорость фильтрации в системе трещин определяется по закону Форхгеймера, а в поровых блоках – по закону Дарси.

В работе [64] предлагается математическая модель плоскорадиальной фильтрации в трещиновато-пористом пласте, позволяющая изучать нестационарные процессы вытеснения нефти водой и дать оценку эффективности циклического воздействия на пласт. В работе представлена численная модель.

В [150] приводятся результаты численного моделирования процесса исследования скважин на однофазной модели трещиновато-пористого коллектора, основанной на реалистическом изображении системы трещин.

Наиболее полно вопросы численного моделирования фильтрации в пористой среде изложены в монографии Х. Азиза и Э. Сеттари [4]. Предлагаемые авторами методы решения уравнений естественным образом расширяются на уравнения течения в среде с двойной пористостью.

В последние годы бурное развитие вычислительной техники и методов математического моделирования позволило вывести данное направление в

лидирующие позиции в области контроля и регулирования процесса добычи нефти и газа. Математические модели постоянно совершенствуются. Существующие методики позволяют адаптировать модель к конкретной залежи, представляющей собой уникальный объект.

На данный момент существует значительное количество работ в области исследования фильтрации в трещиновато-пористых коллекторах, на основе которых создан целый спектр математических моделей среды с двойной пористостью.

С.Н. Бузинов и А.Л. Ковалев в [26] предлагают оригинальный способ численного решения задачи двухфазной фильтрации жидкости и газа в пористой среде. Авторы отказываются от постановки задачи в дифференциальной форме, область моделирования разбивается на конечное число взаимодействующих элементов, для каждого из которых записываются балансовые соотношения в алгебраической форме. Подробно рассматривается расчетная схема для случая одномерной плоскорадиальной фильтрации.

1. 2 Обоснование тематики диссертационной работы

Исследования нефтяных и газовых пластов и скважин включают в себя комплекс взаимосвязанных методов, отличающихся теоретической основой, технологией и техникой исполнения [54]. По данным этих исследований определяют следующие параметры.

1. Геометрические характеристики залежи, в частности: общие размеры газоносного резервуара, изменение общей и эффективной толщины пласта по площади, границы газоносной залежи, размеры экранов и непроницаемых включений, положение контактов и их изменение в процессе разработки.

2. Коллекторские свойства пласта (пористость, проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность, сжимаемость) пласта,

газонасыщенность, пластовые, забойные и устьевые давления и температуры, их изменение по площади и разрезу пласта, а также по стволу скважины.

3. Физико-химические свойства газа и жидкостей (вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости, влажность газа), условия образования гидратов и их изменение в процессе разработки залежи.

4. Гидродинамические и термодинамические условия в стволе скважины в процессе эксплуатации.

5. Изменение фазовых состояний при движении газа в пласте, стволе скважины и по наземным сооружениям в процессе разработки.

6. Условия скопления и выноса жидкости и твердых примесей с забоя скважины, эффективность их отделения.

7. Условия процесса коррозии, степень и характер его изменения при исследовании и эксплуатации скважин, в продукции которых содержатся агрессивные компоненты.

8. Технологический режим работы скважин при наличии различных факторов, таких, как возможность разрушения призабойной зоны пласта, наличие подошвенной воды, влияние температуры продуктивного пласта и окружающей ствол скважины среды, многопластовость и неоднородность залежи, наличие агрессивных компонентов в добываемой продукции, конструкция и свойства применяемого оборудования скважин и наземных коммуникаций и др.

В свою очередь, гидродинамические исследования скважин подразделяются на исследования при стационарных и нестационарных режимах фильтрации. В процессе испытания скважины на стационарных режимах измеряются дебиты и давление на головке фонтанных труб и на забое скважины. При этом давление и дебит измеряют непрерывно, начиная с момента пуска скважины до их стабилизации на каждом режиме работы. Величины их используются для обработки результатов испытания с целью построения индикаторной линии.

При исследовании скважин на стационарных режимах фильтрации строят графики зависимости дебита скважины от депрессии, называемой индикаторной диаграммой [86]. Характерный вид индикаторных диаграмм представлен на рис. 1.8.

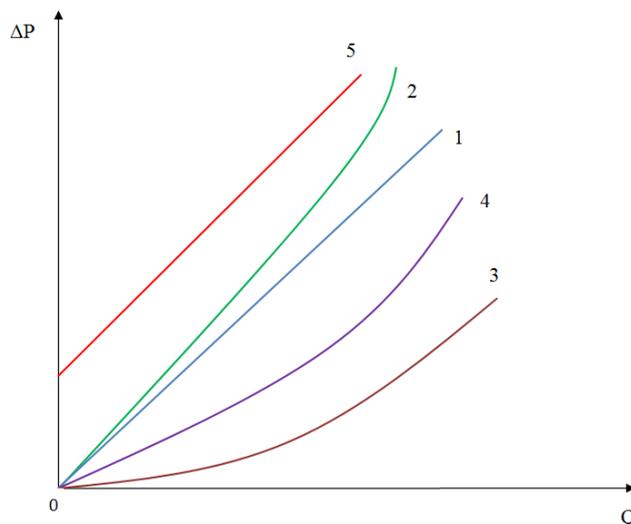


Рисунок 1.9 – Характерные типы индикаторных диаграмм

1 – Фильтрация однофазной жидкости, подчиняющейся линейному закону Дарси, 2 – Фильтрация в пласте газированной жидкости; 3, 4 – фильтрация при нарушении линейного закона Дарси, а также фильтрация в трещиноватых коллекторах, 5 – фильтрация неньютоновской жидкости (высоковязкая нефть).

Как видно из рис. 1.9, индикаторная диаграмма позволяет прочесть ту или иную ситуацию, характерную для рассматриваемой скважины. Как уже было сказано ранее, доля месторождений в общемировой добыче углеводородов, приуроченных к трещиновато-пористым коллекторам, неуклонно растет. Фильтрация в трещиновато-пористых коллекторах обусловлена течением флюида в среде с двойной пористостью и проницаемостью. Модели с двойной средой широко применяется при проектировании месторождений нефти и газа. Однако в такой модели трещиноватая среда задается фиктивно и задать раскрытость трещин в данном случае не представляется возможным.

Значительная часть созданных моделей основана на континуальном подходе, изложенном Г.И. Баренблаттом и др. в [12, 13, 14]. Но, например, ряд зарубежных исследователей склонны придерживаться подхода к моделированию трещиновато-пористых коллекторов, основанном на создании реалистических моделей трещиновато-пористых сред. Однако подобного рода модели имеют целый ряд ограничений, налагаемых на них возможностями вычислительной техники. Это сужает сферу их применимости до однофазных моделей реальных залежей [116], либо исследования гидродинамических характеристик коллектора в районе скважин [150].

Гидродинамическими исследованиями [33] в настоящее время показана недостаточная информативность модели «вложенных сред». Несмотря на достаточно развитый пакет программ, существующая постановка задачи для трещиновато-пористого коллектора не универсальна и имеет ряд ограничений. Таким образом, рассмотрим более подробно механизм принципа континуальности. Как правило, схема движения флюида в данной среде схематизируется следующим образом (рис. 1.9 – 1.10).

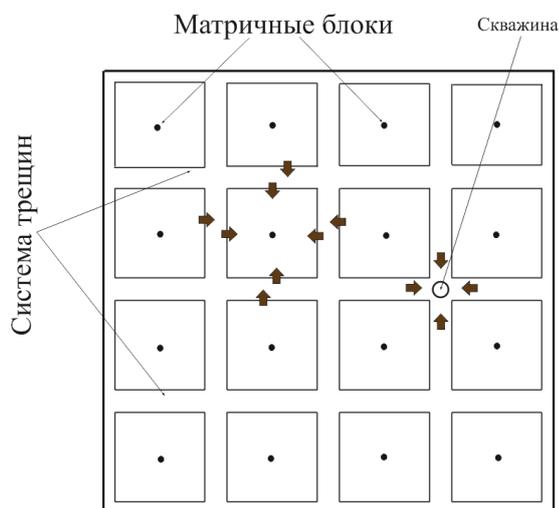


Рисунок 1.10 – Схема фильтрации флюида в трещиноватом пласте в декартовых координатах

При решении обратной задачи подземной гидромеханики, немаловажным обстоятельством является правильный выбор математической модели, описывающей фильтрацию в неоднородном пласте. На самом же

деле скважина представляет собой форму цилиндра, соответственно приток к скважине имеет радиальный характер течения. Как правило, математические модели скважин описываются в цилиндрических координатах. Таким образом, рассмотрим схематизацию трещиновато-пористого коллектора в радиальном случае (рис. 1.10).

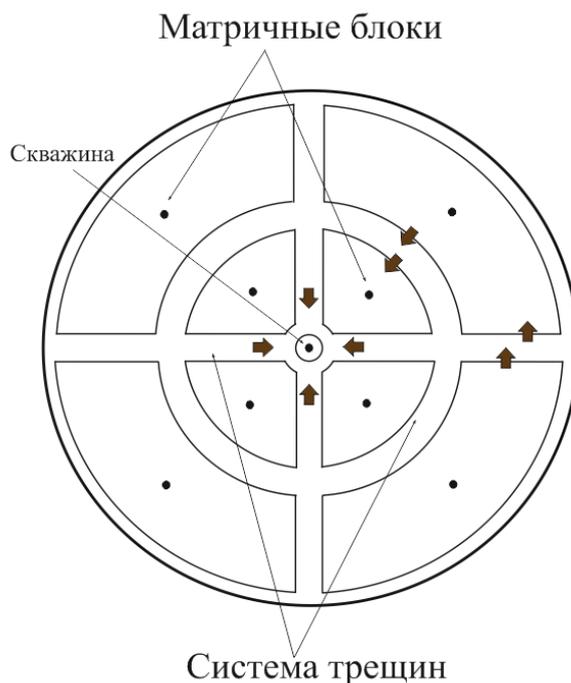


Рисунок 1.11 – Схема фильтрации флюида в радиальных координатах

Как видно из представленных схем, движение флюида идет из матричных блоков в трещины, и уже затем попадает в скважину. Трещиноватая составляющая в данном случае является некой абстракцией и не позволяет соблюсти физику процесса, обусловленной иной картиной массообмена. Поэтому при использовании данной схемы для интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин возникают сложности при задании параметров трещинных блоков, что не позволяет явно оперировать параметрами трещин, такими как раскрытость, протяженность и количество трещин.

Таким образом, в данной работе предлагается принципиально новая схема трещиновато-пористого коллектора, учитывающей вертикальную трещиноватость коллектора. Принципиальная схема которой представлена на рис. 1.12.

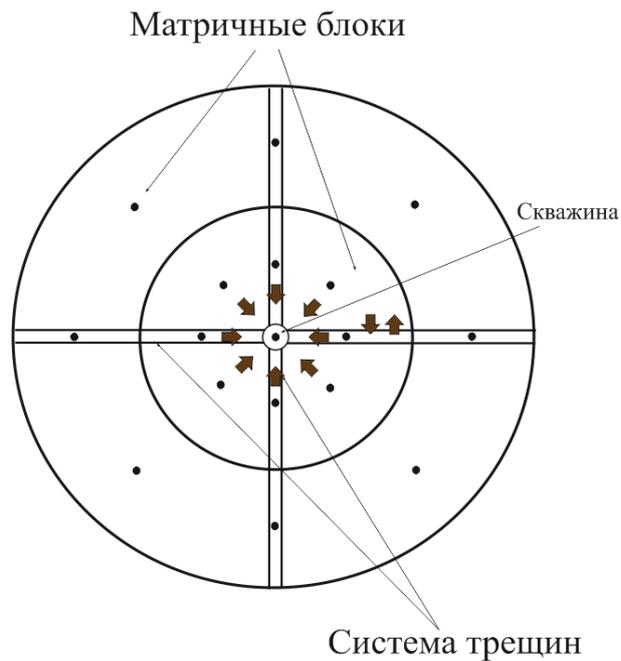


Рисунок 1.12 – Принципиально новая схема трещиноватого элемента пласта

Как видно из данной схемы приток к скважине идет как из матричных блоков, так и из трещин. В данном случае трещины задаются произвольно и имеют определенные геометрические размеры, такие как раскрытость, протяженность, количество и высота трещин. В данной постановке приток в скважину одновременно может идти как из матричных блоков, так и из трещин, что позволило выявить характерные типы фильтрационных потоков, характерных для трещиновато-пористых коллекторов, а также в полной мере реализовать модель двойной пористости и проницаемости.

2. РАЗНОСТНАЯ СХЕМА ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИТОКА ФЛЮИДА К СКВАЖИНЕ, ВСКРЫВАЮЩЕЙ КОЛЛЕКТОР С ВЕРТИКАЛЬНОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТЬЮ

2.1. Основные уравнения однофазной изотермической фильтрации

Для описания механизма фильтрации в продуктивных пластах используются следующие уравнения математической физики [16]. Одним из основных является уравнение неразрывности.

$$\frac{\partial m\rho}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho \cdot v) = 0, \quad (2.1)$$

где m – пористость, %, ρ – плотность, кг/м³, v – скорость фильтрации, м/с, t – время, с. Скорость фильтрации выражается следующим соотношением:

$$v = -\frac{k}{\mu}(\operatorname{grad}p + \rho \cdot g \cdot \sin \alpha), \quad (2.2)$$

k – коэффициент абсолютной проницаемости, мкм²;

p – давление, МПа;

Уравнения (2.1) и (2.2) образуют систему уравнений. В данном виде система является незамкнутой. Понятно, что только одних законов сохранения недостаточно для получения замкнутой системы уравнений, описывающих тот или иной процесс. На самом деле продуктивный пласт и флюид могут обладать различными свойствами. В частности, жидкость может быть несжимаемой и сжимаемой, ньютоновской и неньютоновской. Коллектор – деформируемый и недеформируемый, однородный и неоднородный. Следовательно, для того чтобы замкнуть систему, необходимо к рассмотренной системе добавить уравнения, определяющие свойства каждой конкретной залежи.

Как правило, в рассматриваемой изотермической фильтрационной модели замыкающие уравнения плотности, пористости, проницаемости,

вязкости зависят от давления. Таким образом, наиболее общий вид замкнутой системы уравнений (математической модели) задается так:

$$\frac{\partial m\rho}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho \cdot \bar{v}) = 0,$$

$$\bar{v} = -\frac{k}{\mu}(\operatorname{grad} \bar{p} + \rho \cdot g \cdot \sin \alpha), \quad (2.3)$$

$$\rho = \rho(p), \quad m = m(p), \quad k = k(p), \quad \mu = \mu(p).$$

Вид неизвестных функций от давления задается либо табличными, либо корреляционными зависимостями. А также возможно учитывать различные нелинейные законы фильтрации, особенно являющиеся актуальными при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Методы исследования пластов и скважин, основанные на изучении неустановившихся процессов изменения забойного давления в возмущающих и реагирующих скважинах, тесно связаны с теорией упругого режима. После пуска или остановки скважины на ее забое и в окружающих скважинах возникают длительные процессы перераспределения давления. При помощи самопишущих скважинных манометров можно записать повышение или понижение давления и построить график изменения забойного давления с течением времени – кривую восстановления давления (КВД).

Очевидно, что коллекторские свойства пласта и призабойной зоны скважины влияют на форму графиков восстановления забойного давления, поэтому по форме КВД возможно определить коллекторские свойства пласта – его проницаемость и пьезопроводность, а также скин-эффект, обусловливаемый дополнительным фильтрационным сопротивлением скважины и призабойной зоны. Для упрощения обработки КВД прибегают к преобразованию графиков восстановления давления, изменяя их криволинейную форму в прямолинейную.

Наиболее распространенный метод определения коллекторских свойств пласта по данным о восстановлении забойного давления в

остановленных скважинах – метод построения преобразованного графика восстановления забойного давления в полулогарифмических координатах Δp , $lg(t)$, имеющего форму прямой линии. Прямолинейную зависимость Δp от $lg(t)$ установить несложно.

На основании основной формулы теории упругого режима можно получить следующую функциональную зависимость между изменением забойного давления Δp_c и временем t с момента пуска скважины в эксплуатацию с постоянным дебитом [15]:

$$\begin{aligned} \Delta p_c \equiv p_k - p_c(t) &= \frac{Q_0 \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \left[-Ei \left(-\frac{r_c'^2}{4 \cdot \eta \cdot t} \right) \right] \approx \\ &\approx \frac{Q_0 \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \left(\ln \frac{4 \cdot \eta \cdot t}{r_c'^2} - 0,5772 \right) = \frac{Q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \left(\ln \frac{4 \cdot \eta \cdot t}{r_c'^2} - \ln 1,781 \right) = \\ &= \frac{Q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \left(2,31 \lg \frac{4 \cdot \eta \cdot t}{1,781 \cdot r_c'^2} \right) = 0,1832 \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot h} \lg \frac{2,246 \cdot \eta \cdot t}{r_c'^2}. \end{aligned} \quad (2.4)$$

Здесь r_c' – приведенный радиус скважины, определяемый формулой

$$r_c' = r_c e^{-s}. \quad (2.5)$$

$$s = s_{cmen} + s_{перф} + s_{нз} + \sum s_{псевдо}.$$

где s – скин эффект;

s_{cmen} – несовершенство скважины по степени вскрытия, определяемого высотой и положением вскрытого интервала в толще пласта, а также наклоном ствола скважины;

$s_{перф}$ – несовершенство скважины по характеру вскрытия, определяемого размерами, количеством и положением перфорационных отверстий;

$s_{нз}$ – изменение проницаемости призабойной зоны.

Кроме того, на величину скин-эффекта оказывают влияние и многие другие факторы, которые определяются изменением фазового состава и скоростей фильтрации флюида и называются псевдоскин-факторами $\sum s_{псевдо}$. Последнее выражение можно переписать в виде

$$\Delta p_c = 0,1832 \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot h} \lg \frac{2,246 \cdot \eta}{r_c^2} + 0,1832 \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot h} \lg t. \quad (2.6)$$

или

$$\Delta p_c = A + i \cdot \lg t. \quad (2.7)$$

где

$$A = i \cdot \lg \frac{2,246 \cdot \eta}{r_c^2}. \quad (2.8)$$

$$i = 0,1832 \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot h}. \quad (2.9)$$

Из формул (2.6) и (2.7) видно, что изменение (снижение) забойного давления в пущенной с постоянным дебитом Q скважине оказывается линейной функцией логарифма времени. Поэтому график изменения забойного давления после пуска скважины в эксплуатацию, определяемый зависимостью (2.7), является прямой линией.

Но, несмотря на достаточно трудоемкий вывод данных соотношений, основной недостаток представленного метода связан с лежащим в его основе предположением о том, что перед остановкой скважина эксплуатировалась долго, в результате чего установилось стационарное распределение давления и коллектор является однородным.

Другой широко известный метод исследования восстановления давления - метод Хорнера. Мгновенная остановка скважины в момент $t = t_0$ эквивалентна появлению дополнительного источника с дебитом $-Q_0$ в той же точке пласта, в которой расположена скважина. В соответствии с принципом суперпозиции забойное давление определяется выражением[17]:

$$\begin{aligned} p_c &= p_k - 0,1832 \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot h} \lg \frac{2,246 \cdot \eta \cdot t}{r_c^2} + 0,1832 \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot h} \lg \frac{2,246 \cdot \eta \cdot (t - t_0)}{r_c^2} = \\ &= p_k - 0,1832 \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot h} \lg \frac{t_0 + \Delta t}{\Delta t}, \quad t = t_0 + \Delta t. \end{aligned} \quad (2.10)$$

Отметим, что область применения указанных простых приемов интерпретации результатов исследования нефтяных скважин ограничивается условиями, при которых справедлива формула (2.10), а именно: скважина рассматривается как источник постоянной интенсивности в бесконечном однородном пласте, и возможна мгновенная остановка притока флюида в скважину. Несмотря на возможность использования аналитических соотношений в интерпретации гидродинамических исследований скважин, существует недостаток математических моделей, учитывающих большее количество факторов, присущих реальным скважинам. Поэтому на сегодняшний день особенно актуальным является применение численного моделирования для учета большего количества факторов, влияющих на результаты гидродинамических исследований. Таким образом, для реализации новых моделей пластов необходимы навыки программирования, для того чтобы учесть как нелинейные эффекты, так и неоднородность коллекторов нефти и газа при фильтрации углеводородов, что может увеличить количество новых моделей пластов, ориентированных на решение определенных задач.

2.2. Двумерная математическая модель скважины, дренирующей трещиновато-пористый коллектор

В природе, к сожалению, достаточно редкое явление встретить однородный продуктивный пласт. Данное обстоятельство связано с большим количеством геологических факторов, способствующих формированию месторождений нефти и газа. На данный момент времени вопросам влияния трещиноватости уделяется огромное внимание как в отечественной, так и в иностранной литературе [20, 53, 63, 116, 150]. Трещиноватость коллектора может оказывать как благоприятные, так и негативные последствия на технологические показатели разработки. Таким образом, рассмотрим элемент

пласта, вскрытый скважиной, которая расположена в зоне неоднородности (рис. 2.1).

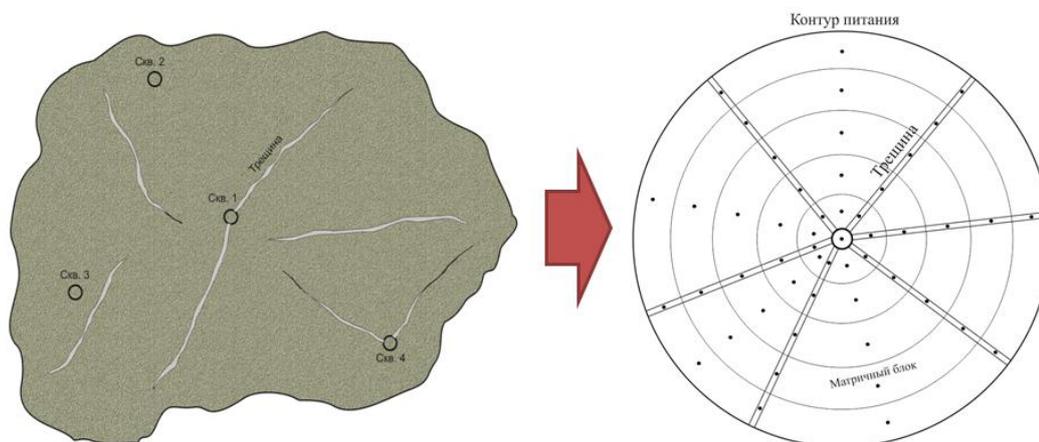


Рисунок 2.1 – Схематичное представление распространения зон неоднородности для создания математической модели скважины

Расположение трещин в пласте может быть абсолютно хаотическим (рис. 2.2).

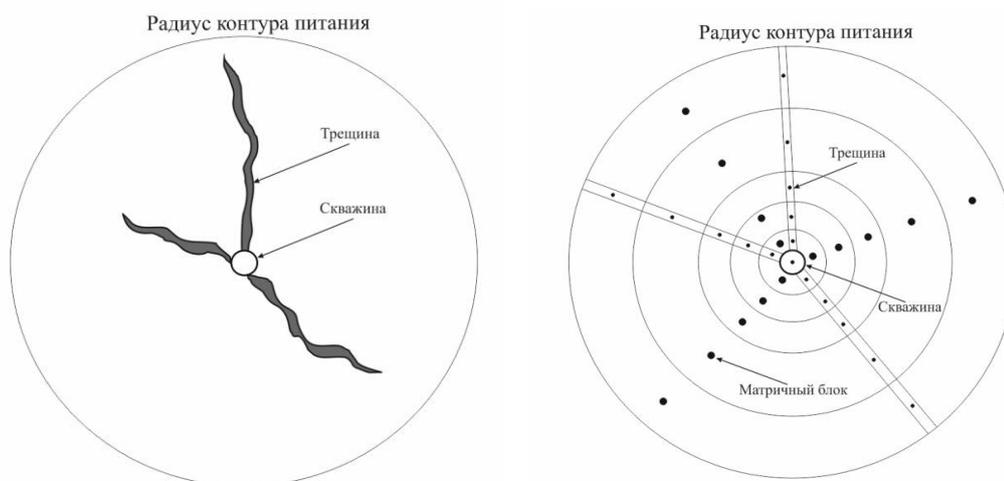


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема скважины, вскрывшей зону неоднородности

Как видно из представленных рисунков, распределение трещиноватости может иметь различную картину. Попадание скважины в трещину является обычным явлением в практике бурения, о чем свидетельствует потеря циркуляции бурового раствора. Таким образом, при изучении месторождений нефти и газа практически всегда возникают вопросы, к какому типу коллектора отнести данную залежь. Более полную

информацию о межскважинном пространстве и его текущем состоянии, можно получить при гидродинамических исследованиях и гидропрослушивании скважин. Отсюда вытекает актуальность данных исследований. В данной работе предпринята попытка создания математической модели скважины, учитывающей трещиноватость коллектора в принципиально новой постановке, а также позволяющей идентифицировать тип фильтрационного потока, особенно характерных для трещиноватых коллекторов.

Таким образом, рассмотрим радиальную схему элемента пласта, пронизанную системой вертикальных трещин, необходимую для получения балансовых соотношений фильтрации флюида (рис. 2.3.).

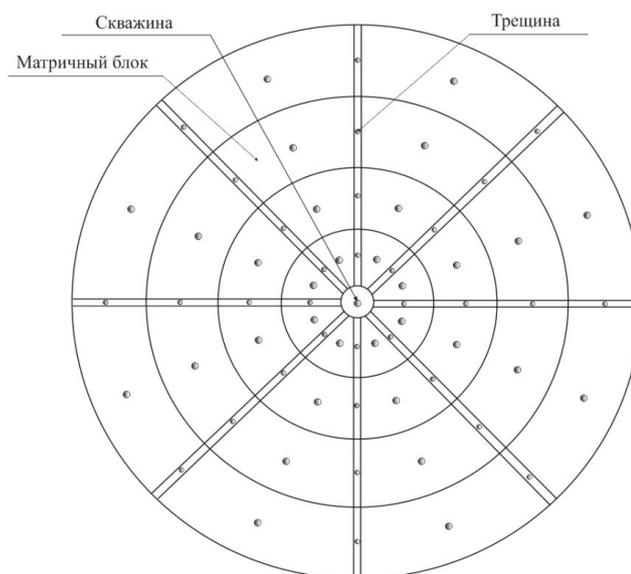


Рисунок 2.3 – Радиальная схема элемента пласта, пронизанная системой вертикальных трещин (8 секторов)

Из представленного рисунка видно, что элемент пласта разбит системой вертикальных трещин. Таким образом, возможно задание трещин, оперируя их раскрытостью, количеством и протяженностью. Итак, для получения балансовых соотношений представим некоторую часть элемента пласта в следующем виде, для того чтобы детальнее рассмотреть механизм фильтрации углеводородов в трещиновато-пористом коллекторе (рис. 2.4)

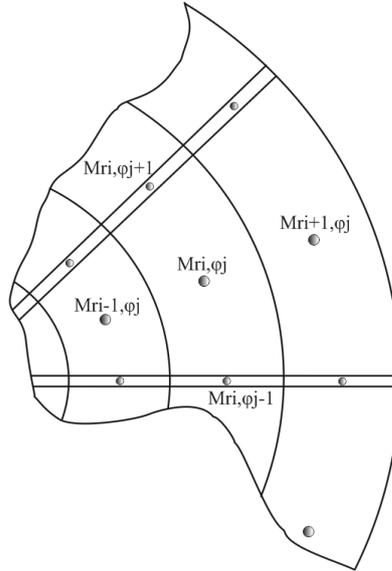


Рисунок 2.4 – Фрагмент элемента пласта

Согласно представленному рисунку баланс масс будет выглядеть следующим образом:

$$M_{ri - \frac{1}{2}, \varphi j} + M_{ri + \frac{1}{2}, \varphi j} + M_{ri, \varphi j - \frac{1}{2}} + M_{ri, \varphi j + \frac{1}{2}} = \Delta M_{ri, \varphi j} \pm M_w \quad (2.11)$$

где

$M_{ri - \frac{1}{2}, \varphi j}$ – масса флюида, поступившая из матричного блока $ri - \frac{1}{2}, \varphi j$ в

матричный блок $ri, \varphi j$.

$M_{ri + \frac{1}{2}, \varphi j}$ – масса флюида, поступившая из матричного блока $ri + \frac{1}{2}, \varphi j$ в

матричный блок $ri, \varphi j$.

$M_{ri, \varphi j - \frac{1}{2}}$ – масса флюида, поступившая из трещинного блока $ri, \varphi j - \frac{1}{2}$ в

матричный блок $ri, \varphi j$.

$M_{ri, \varphi j + \frac{1}{2}}$ – масса флюида, поступившая из трещинного блока $ri, \varphi j + \frac{1}{2}$ в

матричный блок $ri, \varphi j$.

$\Delta M_{ri, \varphi j}$ – изменение массы в матричном блоке $ri, \varphi j$.

M_w – масса флюида, закачиваемая или отбираемая скважиной.

$$M_{ri-\frac{1}{2},\varphi_j} = v_{ri-\frac{1}{2},\varphi_j} \cdot \rho_{ri-\frac{1}{2},\varphi_j} \cdot \omega_{ri-\frac{1}{2},\varphi_j} \cdot \Delta t \quad (2.12)$$

где $v_{ri-\frac{1}{2},\varphi_j}$ - скорость фильтрации из матричного блока $ri-\frac{1}{2},\varphi_j$ в матричный

блок ri,φ_j .

$$v_{ri-\frac{1}{2},\varphi_j} = \frac{k_{ri-\frac{1}{2},\varphi_j}}{\mu_{ri-\frac{1}{2},\varphi_j}} \cdot \left(\frac{P_{ri-1,\varphi_j} - P_{ri,\varphi_j}}{r_i - r_{i-1}} + \rho_{ri-\frac{1}{2},\varphi_j} \cdot g \cdot \frac{h_i - h_{i-1}}{r_i - r_{i-1}} \right) \quad (2.13)$$

$\rho_{ri-\frac{1}{2},\varphi_j}$ - плотность флюида на границе ячеек, кг/м³;

$\mu_{ri-\frac{1}{2},\varphi_j}$ - вязкость флюида на границе ячеек, мПа·с;

$k_{ri-\frac{1}{2},\varphi_j}$ - коэффициент абсолютной проницаемости на границе ячеек, мкм²;

P_{ri-1,φ_j} , P_{ri,φ_j} - давления в рассматриваемых ячейках, МПа;

r_i - радиус ячеек, м;

h_i - высотные отметки ячеек, м;

g - ускорение свободного падения, м/с²;

Δt - временной шаг, с;

$\omega_{ri-\frac{1}{2},\varphi_j}$ - площадь поперечного сечения ячеек, определяемая по следующей

формуле:

$$\omega_{ri-\frac{1}{2},\varphi_j} = \left(\varphi_j \cdot r_{i-\frac{1}{2}} - \frac{\delta_k}{2} - \frac{\delta_{k-1}}{2} \right) \cdot \Delta z \quad (2.14)$$

где δ_k - раскрытость трещин, м;

Δz - толщина пласта, м;

$$M_{ri+\frac{1}{2},\varphi_j} = v_{ri+\frac{1}{2},\varphi_j} \cdot \rho_{ri+\frac{1}{2},\varphi_j} \cdot \omega_{ri+\frac{1}{2},\varphi_j} \cdot \Delta t \quad (2.15)$$

Скорость в данном случае будет выражаться следующей зависимостью:

$$v_{ri+\frac{1}{2},\varphi j} = \frac{k_{ri+\frac{1}{2},\varphi j}}{\mu_{ri+\frac{1}{2},\varphi j}} \cdot \left(\frac{P_{ri+1,\varphi j} - P_{ri,\varphi j}}{r_{i+1} - r_i} + \rho_{ri+\frac{1}{2},\varphi j} \cdot g \cdot \frac{h_{i+1} - h_i}{r_{i+1} - r_i} \right) \quad (2.16)$$

$\rho_{ri+\frac{1}{2},\varphi j}$ – плотность флюида на границе ячеек, кг/м³;

$\mu_{ri+\frac{1}{2},\varphi j}$ – вязкость флюида на границе ячеек, мПа·с;

$k_{ri+\frac{1}{2},\varphi j}$ – коэффициент абсолютной проницаемости на границе ячеек, мкм²;

$P_{ri+1,\varphi j}$, $P_{ri,\varphi j}$ – давления в рассматриваемых ячейках, МПа;

r_i – радиус ячеек, м;

h_i – высотные отметки ячеек пласта, м;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

Δt – временной шаг, с;

$\omega_{ri+\frac{1}{2},\varphi j}$ – площадь поперечного сечения ячеек, определяемая по следующей

формуле:

$$\omega_{ri+\frac{1}{2},\varphi j} = \left(\varphi_j \cdot r_{i+\frac{1}{2}} - \frac{\delta_{k+1}}{2} - \frac{\delta_k}{2} \right) \cdot \Delta z \quad (2.17)$$

где δ_k – раскрытость трещин, м;

Δz – толщина пласта, м;

φ_j – угол между секторами.

$$M_{ri,\varphi j+\frac{1}{2}} = v_{ri,\varphi j+\frac{1}{2}} \cdot \rho_{ri,\varphi j+\frac{1}{2}} \cdot \omega_{ri,\varphi j+\frac{1}{2}} \cdot \Delta t \quad (2.18)$$

В данном случае скорость фильтрации будет определяться следующим образом:

$$v_{ri,\varphi j+\frac{1}{2}} = \frac{k_{ri,\varphi j+\frac{1}{2}}}{\mu_{ri,\varphi j+\frac{1}{2}}} \cdot \left(\frac{P_{ri,\varphi j+1} - P_{ri,\varphi j}}{\frac{1}{2}\varphi_j \cdot r_i - \frac{\delta_k}{2}} + \rho_{ri,\varphi j+\frac{1}{2}} \cdot g \cdot \frac{h_{j+1} - h_j}{\frac{1}{2}\varphi_j \cdot r_i - \frac{\delta_k}{2}} \right) \quad (2.19)$$

А площадь поперечного сечения определим следующей формулой:

$$\omega_{ri,\varphi j+\frac{1}{2}} = \left(r_{i+\frac{1}{2}} - r_{i-\frac{1}{2}} \right) \cdot \Delta z \quad (2.20)$$

Следующее выражение массы определим в виде:

$$M_{ri,\varphi j-\frac{1}{2}} = v_{ri,\varphi j-\frac{1}{2}} \cdot \rho_{ri,\varphi j-\frac{1}{2}} \cdot \omega_{ri,\varphi j-\frac{1}{2}} \cdot \Delta t \quad (2.21)$$

Аналогично выразим скорость:

$$v_{ri,\varphi j-\frac{1}{2}} = \frac{k_{ri,\varphi j-\frac{1}{2}}}{\mu_{ri,\varphi j-\frac{1}{2}}} \cdot \left(\frac{p_{ri,\varphi j-1} - p_{ri,\varphi j}}{\frac{1}{2}\varphi_j \cdot r_i - \frac{\delta_{k-1}}{2}} + \rho_{ri,\varphi j-\frac{1}{2}} \cdot g \cdot \frac{h_{j-1} - h_j}{\frac{1}{2}\varphi_j \cdot r_i - \frac{\delta_{k-1}}{2}} \right) \quad (2.22)$$

Площадь поперечного сечения выражается по формуле (2.14)

$$\Delta M_{ri,\varphi j} = m_{ri,\varphi j} \cdot V_{ri,\varphi j} \cdot (\rho_{ri,\varphi j}^{n+1} - \rho_{ri,\varphi j}^n) \quad (2.23)$$

$m_{ri,\varphi j}$ – коэффициент эффективной пористости матричных и трещиноватых блоков;

$V_{ri,\varphi j}$ – объем ячеек матричных и трещиноватых блоков, м³;

$\rho_{ri,\varphi j}^{n+1}$ – плотность флюида на новом временном шаге, кг/м³;

$\rho_{ri,\varphi j}^n$ – плотность флюида на предыдущем временном шаге, кг/м³;

Работа скважин задается следующим образом:

$$M_w = Q_{cm} \cdot \rho_{cm} \cdot \Delta t \quad (2.24)$$

где Q_{cm} – дебит, приведенный к стандартным условиям, м³/с;

ρ_{cm} – плотность при стандартных условиях, кг/м³;

Δt – промежуток времени, с.

Полученные соотношения выражают механизм фильтрации флюида в трещиновато-пористом коллекторе. Как видно, данные выражения основаны на принципиально новой постановке задачи подземной гидромеханики.

Таким образом, появляется возможность явно задавать параметры трещин. Трещины в данном случае могут быть как протяженными, так и короткими. Каждая ячейка пласта имеет свои определенные свойства.

2.3. Трехмерная математическая модель скважины

В настоящее время специалисты по геологическому и гидродинамическому моделированию коллекторов нефти и газа широко и активно применяют трехмерные математические модели на стадии прогнозирования технологических показателей, позволяющие точнее создавать изображения реальных пластов (рис. 2.5).

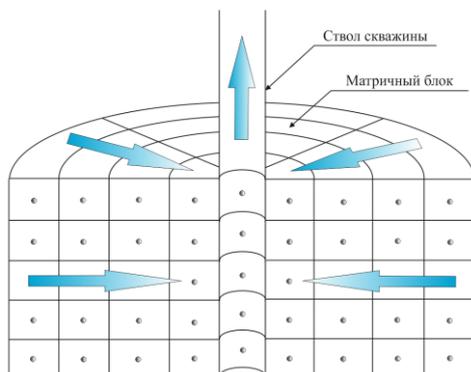


Рисунок 2.5 – Схематичное представление элемента скважины

Как видно из представленного рисунка 2.5 ствол скважины интегрирован в единую расчетную схему, что позволяет точнее интерпретировать результаты ГДИС.

Так, например, при двумерном моделировании не учитывается очень важная составляющая – гравитационная. Данное обстоятельство толкает к расширению разработанной модели к трехмерному виду. Для рассмотрения принципиальных отличий представим следующую схему трехмерного элемента пласта (рис. 2.6).

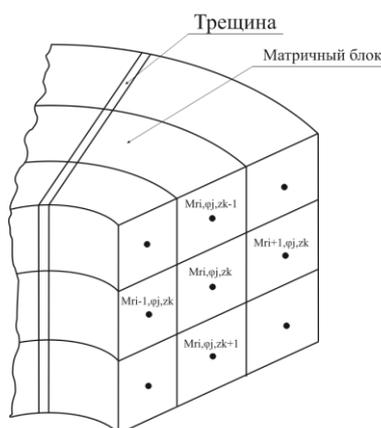


Рисунок 2.6 – Трехмерный вид элемента пласта

Наличие третьего измерения позволяет усовершенствовать разработанную модель пласта, что является немаловажным обстоятельством при воспроизведении промысловых исследований. Таким образом, для представленной схемы баланс масс выглядит следующим образом:

$$\begin{aligned}
 & M_{ri-\frac{1}{2},\varphi j,zk} + M_{ri+\frac{1}{2},\varphi j,zk} + M_{ri,\varphi j-\frac{1}{2},zk} + M_{ri,\varphi j+\frac{1}{2},zk} + \\
 & + M_{ri,\varphi j,zk-\frac{1}{2}} + M_{ri,\varphi j,zk+\frac{1}{2}} = \Delta M_{ri,\varphi j,zk} \pm M_w
 \end{aligned}
 \tag{2.25}$$

где

$M_{ri-\frac{1}{2},\varphi j,zk}$ – масса флюида, поступившая из матричного блока $ri-\frac{1}{2},\varphi j,zk$ в

матричный блок $ri,\varphi j,zk$;

$M_{ri+\frac{1}{2},\varphi j,zk}$ – масса флюида, поступившая из матричного блока $ri+\frac{1}{2},\varphi j,zk$ в

матричный блок $ri,\varphi j,zk$;

$M_{ri,\varphi j-\frac{1}{2},zk}$ – масса флюида, поступившая из трещинного блока $ri,\varphi j-\frac{1}{2},zk$ в

матричный блок $ri,\varphi j,zk$;

$M_{ri,\varphi j+\frac{1}{2},zk}$ – масса флюида, поступившая из трещинного блока $ri,\varphi j+\frac{1}{2},zk$ в

матричный блок $ri,\varphi j,zk$;

$M_{ri,\varphi j,zk-\frac{1}{2}}$ – масса флюида, поступившая из матричного блока $ri,\varphi j,zk-\frac{1}{2}$ в

матричный блок $ri,\varphi j,zk$;

$M_{ri,\varphi j,zk+\frac{1}{2}}$ – масса флюида, поступившая из матричного блока $ri,\varphi j,zk+\frac{1}{2}$ в

матричный блок $ri,\varphi j,zk$;

$\Delta M_{ri,\varphi j}$ – изменение массы в матричном блоке $ri,\varphi j,zk$.

M_w – масса флюида, закачиваемая или отбираемая скважиной.

Как видно из полученных соотношений учитывается массообмен по вертикали, что в свою очередь позволит более детально моделировать процессы фильтрации. В итоговую схему было включено еще два слагаемых. Распишем более подробно добавленные члены балансового соотношения:

$$M_{ri,\varphi j,zk-\frac{1}{2}} = v_{ri,\varphi j,zk-\frac{1}{2}} \cdot \rho_{ri,\varphi j,zk-\frac{1}{2}} \cdot \omega_{ri,\varphi j,zk-\frac{1}{2}} \cdot \Delta t \quad (2.26)$$

где $v_{ri,\varphi j,zk-\frac{1}{2}}$ – скорость фильтрации из матричного блока $ri,\varphi j,zk-\frac{1}{2}$ в

матричный блок $ri,\varphi j,zk$;

$$v_{ri,\varphi j,zk-\frac{1}{2}} = \frac{k_{ri,\varphi j,zk-\frac{1}{2}}}{\mu_{ri,\varphi j,zk-\frac{1}{2}}} \cdot \left(\frac{P_{ri,\varphi j,zk-1} - P_{ri,\varphi j,zk}}{z_i - z_{i-1}} + \rho_{ri,\varphi j,zk-\frac{1}{2}} \cdot g \right) \quad (2.27)$$

Площадь поперечного сечения в случае фильтрации в вертикальном направлении будем определять следующей формулой:

$$\omega_{ri,\varphi j,zk-\frac{1}{2}} = \left(r_{i+\frac{1}{2}} - r_{i-\frac{1}{2}} \right) \cdot \varphi_j \cdot \Delta z \quad (2.28)$$

Аналогично для нижележащего блока:

$$M_{ri,\varphi j,zk+\frac{1}{2}} = v_{ri,\varphi j,zk+\frac{1}{2}} \cdot \rho_{ri,\varphi j,zk+\frac{1}{2}} \cdot \omega_{ri,\varphi j,zk+\frac{1}{2}} \cdot \Delta t \quad (2.29)$$

Скорость потока выразим как:

$$v_{ri,\varphi j,zk+\frac{1}{2}} = \frac{k_{ri,\varphi j,zk+\frac{1}{2}}}{\mu_{ri,\varphi j,zk+\frac{1}{2}}} \cdot \left(\frac{P_{ri,\varphi j,zk+1} - P_{ri,\varphi j,zk}}{z_{i+1} - z_i} - \rho_{ri,\varphi j,zk+\frac{1}{2}} \cdot g \right) \quad (2.30)$$

Площадь поперечного сечения блоков определяется аналогично формуле (2.28). Полученные соотношения были получены впервые и для получения необходимых результатов расчета по данной математической модели, необходимо описанную методику реализовать в виде программного комплекса, не имеющего мировых аналогов, основанного на создании

собственного программного кода с помощью современного объектно-ориентированного языка программирования с#.

3 ОПИСАНИЕ РАЗРАБОТАННОГО ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА

3.1 Структура программного комплекса

В состав реализованной компьютерной программы входят следующие текстовые файлы, содержащие исходную информацию, необходимую для численного моделирования:

1. Geometry.txt
2. Kollektor.txt.
3. Well_zone.txt.
4. First_conditions.txt.
5. Rock_deformation.txt.
6. PVT.txt.
7. Gradient.txt.
8. Central_Well_P_const.txt.
9. Central_Well_Q_const.txt.
10. Work_wells.txt.

Разработанный программный комплекс представляет собой трехмерную численную математическую модель скважины, дренирующей трещиновато-пористый коллектор. Для того чтобы получить результат расчета необходимы следующие исходные данные:

- геометрия залежи (файл **Geometry.txt);**

разработанная математическая модель скважины реализована в цилиндрических координатах (r , φ , z), принципиальная схема которой представлена ниже (рис. 3.1)

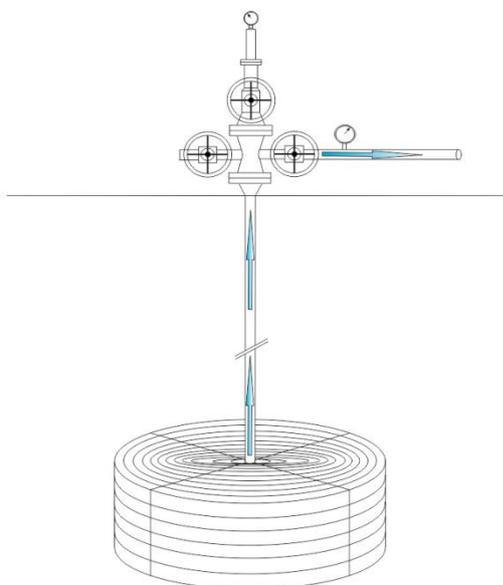


Рисунок 3.1 – Принципиальная схема «Пласт-скважина-шлейф»

Как видно из рис. 3.1 соблюдается полное соответствие реальному течению флюида в системе «пласт-скважина-шлейф». Учет полной цепочки перемещения позволит точнее интерпретировать результаты промысловых исследований.

Далее структура текстового файла Geometry.txt представлена на рис. 3.2. Геометрия залежи может быть различной.

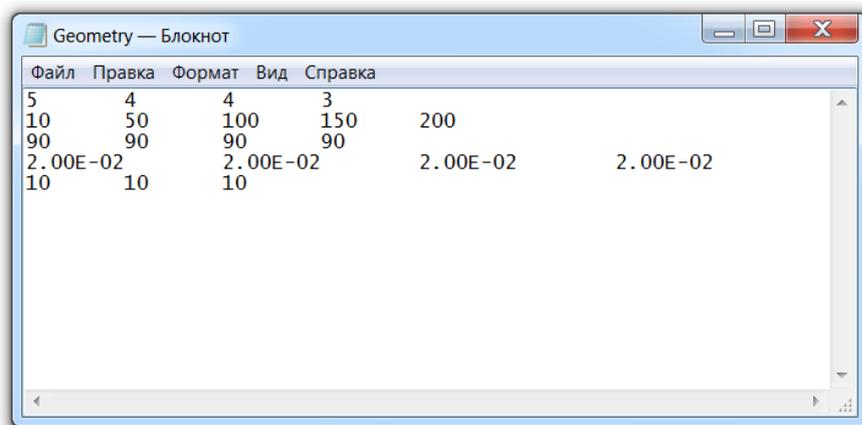


Рисунок 3.2 – Формат файла Geometry.txt

1 – ая строка

5 – количество ячеек по радиусу, n_r ;

4 – количество ячеек по углу, n_{angle} ;

4 – количество трещин, n_{frac} ;

3 – количество ячеек по высоте, n_z .

Файл	Правка	Формат	Вид	Справка
0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
*				

Рисунок 3.4 – Матрица средних проницаемостей по углу ϕ при сетке $n_r = 5$,
 $n_angle = 4$, $n_frac = 4$, $n_z = 3$

Третье направление по высоте z . Размер матриц составляет $n_r * 2 * n_angle * (n_z - 1)$ значений.

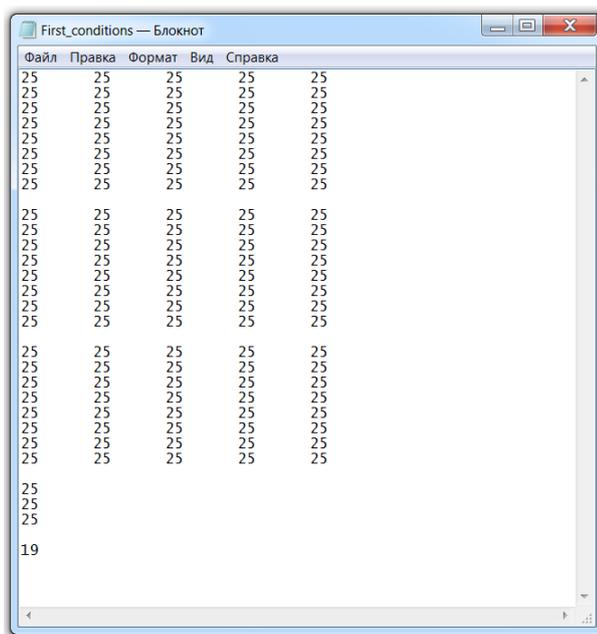
Файл	Правка	Формат	Вид	Справка
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
*				

Рисунок 3.5 – Матрица средних проницаемостей по высоте z при сетке $n_r =$
 5 , $n_angle = 4$, $n_frac = 4$, $n_z = 3$

Следующей в файле исходной информацией является матрица коэффициентов пористости состоящей из $n_r * 2 * n_angle * n_z$ значений.

Первые три матрицы характеризуют связь «скважина-пласт». Последние три значения характеризуют условную проницаемость ствола скважины.

Для решения задачи приближенными методами требуется начальное приближение по давлению. Таким образом, используется следующий текстовый файл First_conditions.txt, содержащий следующие данные:



```
First_conditions — Блокнот
Файл  Правка  Формат  Вид  Справка
25    25    25    25    25
25    25    25    25    25
25    25    25    25    25
25    25    25    25    25
25    25    25    25    25
25    25    25    25    25
25    25    25    25    25
25    25    25    25    25
25    25    25    25    25
25    25    25    25    25
25    25    25    25    25
25    25    25    25    25
25    25    25    25    25
25    25    25    25    25
25    25    25    25    25
25    25    25    25    25
25    25    25    25    25
25    25    25    25    25
25    25    25    25    25
19
```

Рисунок 3.8 – Матрица значений распределения начального давления в системе «пласт-скважина» при сетке $n_r = 5$, $n_{angle} = 4$, $n_{frac} = 4$, $n_z = 3$

Первые три матрицы в файле задают давление в пласте. Следующие три значения распределение давления на забое скважины (три значения – соответствуют трем пропласткам залежи). И последнее значение в файле характеризует устьевое давление. В течение некоторого промежутка времени модель разгоняется для полного статического равновесия.

Следующий файл Rock_deformation.txt характеризует зависимость пористости и проницаемости пласта от давления. Данные зависимости особенно актуальны для трещиноватых коллекторов, характеризующих сжимаемость коллектора (рис. 3.9).

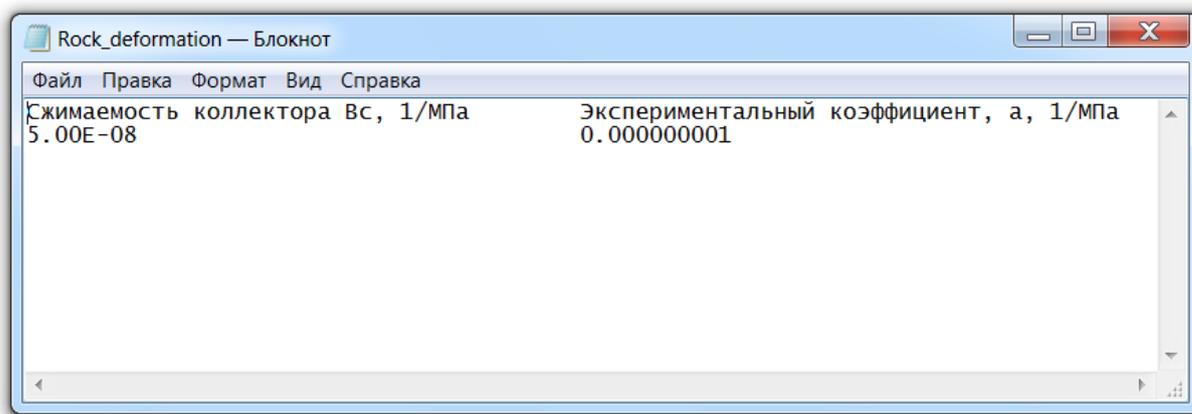


Рисунок 3.9 – Данные по деформации коллектора

Как мы знаем насыщающий коллектор тип флюида существенно зависит от давления, таким образом зависимость физико-химических свойств описывается следующим текстовым файлом PVT.txt

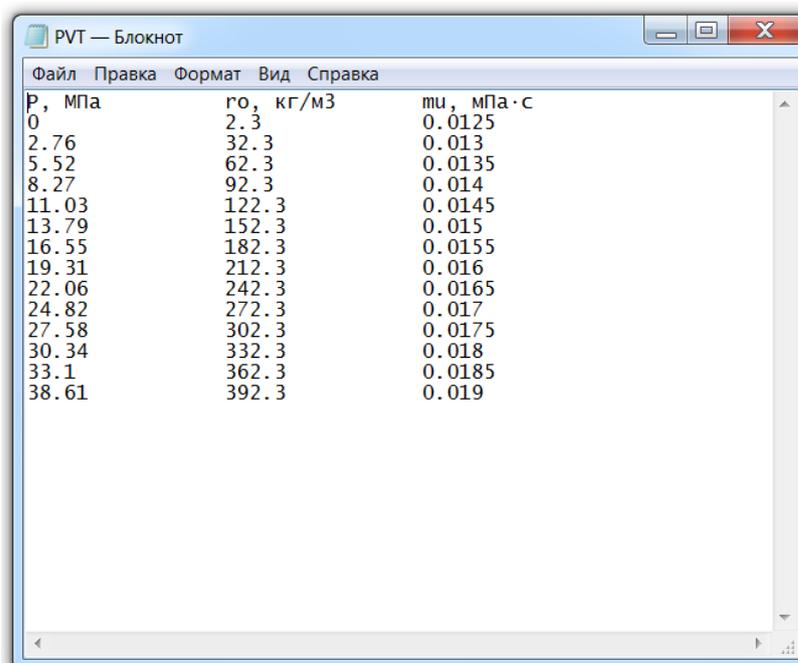


Рисунок 3.10 – Зависимость физико-химических свойств от давления

Так как в программном комплексе имеется возможность использовать нелинейные законы фильтрации, в частности, начальный градиент сдвига, таким образом, необходимо использовать следующий текстовый файл Gradient.txt (рис. 3.11).

	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120
0.01	132	110	88	74	60	34	49	44	39	34	31	28
0.02	92	78	59	47	36	32	27	23	18	14	12	10
0.03	74	60	44	35	24	20	16	12	9	6	4	2
0.04	62	49	35	26	16	13	10	7	4	2	0	0
0.05	54	42	29	21	12	9	6	3	0	0	0	0
0.06	48	36	25	17	9	6	3	0	0	0	0	0
0.07	43	32	21	14	6	3	1	0	0	0	0	0
0.08	39	30	18	12	4	2	0	0	0	0	0	0
0.09	36	27	16	10	3	1	0	0	0	0	0	0
0.1	33	25	14	8.3	2	0	0	0	0	0	0	0
0.11	30	22.1	12	7	1	0	0	0	0	0	0	0
0.12	27	19.7	10.4	5.6	0	0	0	0	0	0	0	0
0.13	24	17.3	8.9	4.1	0	0	0	0	0	0	0	0
0.14	21	15.2	7.3	2.8	0	0	0	0	0	0	0	0
0.15	18	12.7	5.6	1.4	0	0	0	0	0	0	0	0
0.16	15	10.2	4.1	0.2	0	0	0	0	0	0	0	0
0.17	12	7.6	2.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.18	9	5.4	1.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.19	6	3.1	0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.2	3	1.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Рисунок 3.11 – Исходные данные начального градиента сдвига в зависимости от давления (по горизонтали, атм) и проницаемости (по вертикали, мД).

Одним из основных элементов в модели является центральная скважина. Описание и режим работы задается с помощью следующего текстового файла Central_Well_P_const.txt (режим постоянного давления).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	P_sb, МПа	k_dr, мкм2	r_sb, м	L_sb, м	Q, м3/сут	L_well, м	r_c, м	k_well, мкм2	T_stab, сут	T_expl, сут	dt, сут	T_close, сут	cell_KVD
2	5	0	0.10	500	400000	2500	0.15	1000	0	3650	1	1830	0
3													
4													
5													
6													
7													
8													

Рисунок 3.12 – Формат файла Central_Well_P_const.txt

P_sb – давление в сборной сети, МПа;

k_dr – условная проницаемость сборной сети, мкм²;

r_sb – диаметр отводной линии, м;

L_sb – длина шлейфа, м;

Q – отбор по скважине (ограничение), м³/сут;

L_well – глубина скважины, м;

r_c – радиус скважины, м;

k_{well} – условная проницаемость ствола скважины, м;

T_{stab} – время разгонки модели, сут;

T_{expl} – время эксплуатации скважины, сут;

dt – шаг по времени, сут;

T_{close} – время закрытия скважины, сут;

$cell_KVD$ – номер ячейки записи КВД.

Также возможно задать режим постоянного расхода с помощью текстового файла `Central_Well_Q_const.txt` (при установке насоса):

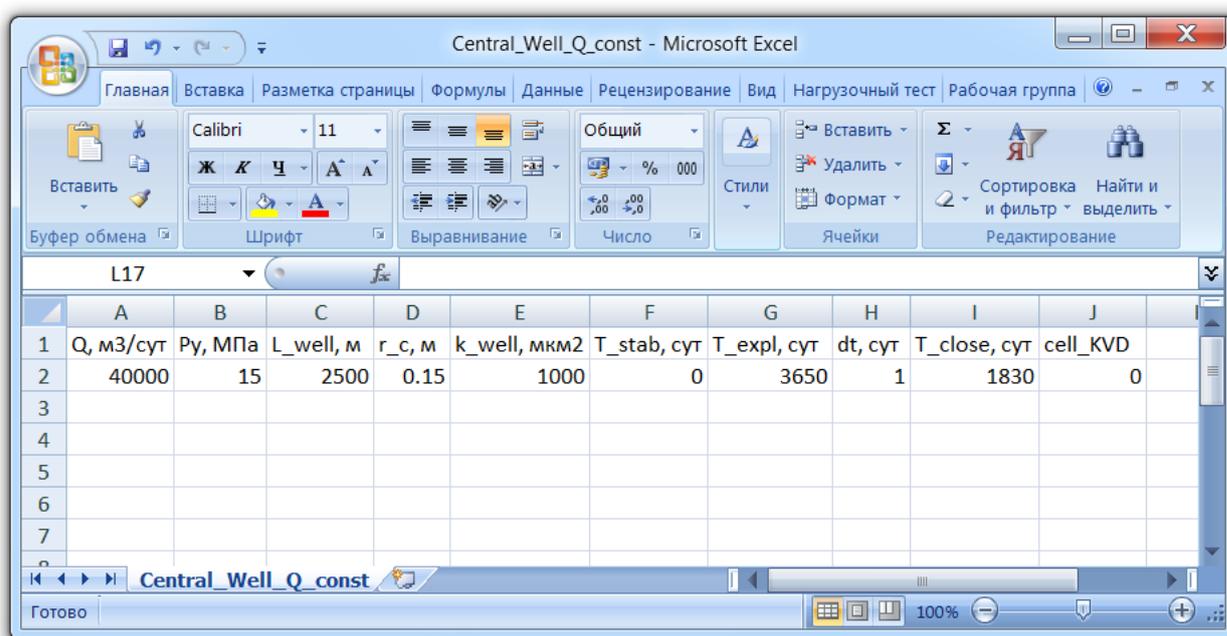


Рисунок 3.13 – Формат файла `Central_Well_Q_const.txt`

Q – отбор по скважине, м³/сут;

P_u – давление на устье скважины, МПа (ограничение);

L_{well} – глубина скважины;

r_c – радиус скважины, м;

k_{well} – условная проницаемость ствола скважины, мкм²;

T_{stab} – время разгонки модели, сут;

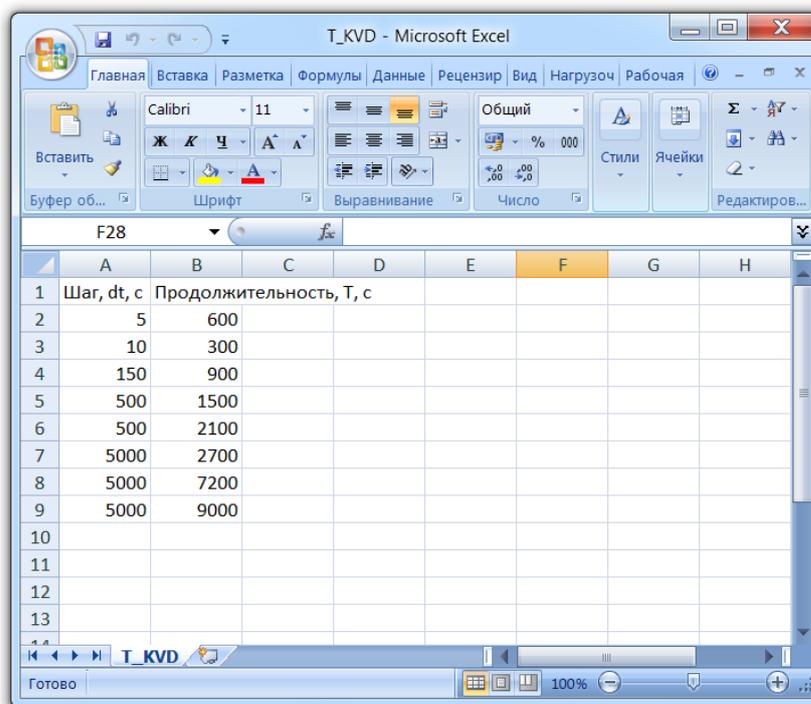
T_{expl} – время эксплуатации скважины, сут;

dt – шаг по времени, сут;

T_{close} – время закрытия скважины, сут;

cell_KVD – номер ячейки записи КВД (интервал записи).

Для регистрации забойного давления при снятии КВД в программном комплексе имеется опция задания определенных шагов по времени в течение определенных промежутков времени. Формат данного файла (T_KVD.txt) записывается следующим образом:



	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Шаг, dt, с	Продолжительность, T, с						
2		5	600					
3		10	300					
4		150	900					
5		500	1500					
6		500	2100					
7		5000	2700					
8		5000	7200					
9		5000	9000					
10								
11								
12								
13								

Рисунок 3.14 – Формат файла T_KVD.txt

На работу скважины, как мы знаем, существенное влияние также оказывают соседние скважины (интерференция скважин). Таким образом, в разработанном программном комплексе возможно моделирование работы соседних скважин, расположенных на площади нефтегазоносности. Для того чтобы задать необходимое количество скважин, потребуется заполнить следующий текстовый файл (Work_wells_P_const.txt). В данном случае задается постоянное давление на скважинах.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
1	№ well	Well_name	Time_start, day	Time_stop, day	P, МПа	Q, м ³ /day	r	f	z	connect	r_well, м	R_kont, м	h_uz, м	k_lay, мкм ²	k_ver, мкм ²	
2	1	Producer1	0	864000	5	500	0	0	0	1	0.1	50	10	1.00E-05	1.00E-05	
3							0	0	1	2	0.1	50	10	1.00E-05	1.00E-05	
4							0	0	2	3	0.1	50	10	1.00E-05	1.00E-05	
5																
6	2	Producer2	0	864000	5	500	0	2	0	1	0.1	50	10	1.00E-05	1.00E-05	
7							0	2	1	2	0.1	50	10	1.00E-05	1.00E-05	
8							0	2	2	3	0.1	50	10	1.00E-05	1.00E-05	
9																
10	3	Producer3	0	864000	5	500	0	4	0	1	0.1	50	10	1.00E-05	1.00E-05	
11							0	4	1	2	0.1	50	10	1.00E-05	1.00E-05	
12							0	4	2	3	0.1	50	10	1.00E-05	1.00E-05	
13																
14	4	Producer4	0	864000	5	500	0	6	0	1	0.1	50	10	1.00E-05	1.00E-05	
15							0	6	1	2	0.1	50	10	1.00E-05	1.00E-05	
16							0	6	2	3	0.1	50	10	1.00E-05	1.00E-05	
17																

Рисунок 3.15 – Формат файла Work_wells_P_const.txt

№_well – номера скважин;

Well_name – названия скважин;

Time_start – время запуска скважины, сут;

Time_stop – время остановки скважины, сут;

P – давление на скважине, МПа;

Q – отбор по скважине, м³/сут, (ограничение);

r – координата по радиусу;

f – координата по углу;

z – координата по высоте;

connect – связь скважинных узлов;

r_well – радиус скважины, м;

R_kont – радиус контура питания скважины, м;

h_uz – расстояние между узлами скважины, м;

k_lay – коэффициент, характеризующий связь скважины с пластом, мкм²;

k_ver – коэффициент, характеризующий связь между скважинными узлами (по стволу скважины), мкм².

Аналогично возможно задаваться постоянным отбором на скважинах.

В данном случае необходимо воспользоваться следующим текстовым файлом Work_wells_Q_const.txt

№ well	Well_name	Time_start, day	Time_stop, day	Q, м3/day	P, МПа	r	f	z	connect	r_well, м	R_kont, м	h_uz, м	k_lay, мкм2	k_ver, мкм2
1	1 Producer1	0	864000	30000	5	0	0	0	1	0.1	1000	10	1.00E-06	1.00E-06
3						0	0	1	2	0.1	1000	10	1.00E-06	1.00E-06
4						0	0	2	3	0.1	1000	10	1.00E-06	1.00E-06
6	2 Producer2	0	864000	20000	5	0	2	0	1	0.1	1000	10	1.00E-06	1.00E-06
7						0	2	1	2	0.1	1000	10	1.00E-06	1.00E-06
8						0	2	2	3	0.1	1000	10	1.00E-06	1.00E-06
10	3 Producer3	0	864000	40000	5	0	4	0	1	0.1	1000	10	1.00E-06	1.00E-06
11						0	4	1	2	0.1	1000	10	1.00E-06	1.00E-06
12						0	4	2	3	0.1	1000	10	1.00E-06	1.00E-06
14	4 Producer4	0	864000	50000	5	0	6	0	1	0.1	1000	10	1.00E-06	1.00E-06
15						0	6	1	2	0.1	1000	10	1.00E-06	1.00E-06
16						0	6	2	3	0.1	1000	10	1.00E-06	1.00E-06

Рисунок 3.16 – Формат файла Work_wells_Q_const.txt

№_well – номера скважин;

Well_name – названия скважин;

Time_start – время запуска скважины, сут;

Time_stop – время остановки скважины, сут;

Q – отбор по скважине, м³/сут;

P – давление на скважине, МПа, (ограничение);

r – координата по радиусу;

f – координата по углу;

z – координата по высоте;

connect – связь скважинных узлов;

r_well – радиус скважины, м;

R_kont – радиус контура питания скважины, м;

h_uz – расстояние между узлами скважины, м;

k_lay – коэффициент, характеризующий связь скважины с пластом, мкм²;

k_ver – коэффициент, характеризующий связь между скважинными узлами (по стволу скважины), мкм².

При численном решении задач моделирования месторождений нефти и газа немаловажным является контроль вычислительного процесса. Для управления используется следующий текстовый файл Numerical_control.txt

	A	B	C	D	E	F
1	Newton_error	Orthomin_error	Number_Newton_iteration	Optima_Newton_iteration	Different_error	
2	1.00E-11	0.001	1000	7	1.00E-11	
3						
4						
5						
6						

Рисунок 3.17 – Формат файла Numerical_control.txt

Newton_error – погрешность ньютоновских итераций;

Orthomin_error – погрешность солверовских итераций;

Number_Newton_iteration – количество ньютоновских итераций;

Optima_Newton_iteration – оптимизация временного шага по определенному количеству ньютоновских итерациям (в данном случае их 7);

Different_error – погрешность, необходимая для численного дифференцирования.

В настоящее время разработанный программный комплекс прошел стадию государственной регистрации. В результате было получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ. Гидрогазодинамический комплекс-симулятор «Ekaterina», №2013619167. Правообладатель: Дуркин Сергей Михайлович, дата государственной регистрации в Реестре программ для ЭВМ 26 сентября 2013 г.

3.2 Численные методики, используемые в модели

Теория проектирования процессов разработки нефтяных месторождений развивается уже достаточно долгое время. За это время соответствующие теоретические основы перетерпели коренное изменение. Сегодня уже редко используются нольмерные и одномерные расчетные

модели. И вот сегодня весь мир проектные решения по разработке месторождения нефти и газа основывает только трехмерные (3D) многофазных моделей [53].

Расчет технологических показателей основан на решении системы нелинейных уравнений при помощи метода Ньютона. Далее система линейных уравнений решается либо прямыми, либо итерационными методами. Обозначим решаемую систему линейных уравнений в виде:

$$A \cdot x = b \quad (3.1)$$

Методы решения системы линейных уравнений состоит в следующем. Осуществляется «красно-черное» упорядочивание неизвестных. Следуя работе [144], производится разбиение переменных на черные и красные. Это выполняется следующим образом:

- а) все переменные называются изначально «черными», и только первую переменную называем «красной»;
- б) вводится рекуррентное определение цвета переменной, позволяющее придать цвета всем переменным. А именно, если переменная связана только с «черными» переменными, то она – «красная». Под связью понимается наличие в строке матрицы системы линейных уравнений ненулевых элементов в соответствующих столбцах. Рассмотрим прямоугольный элемент пласта, пронумерованный следующим образом и выполним вышеописанные процедуры (рис. 3.18).

9	A	B	C
5	6	7	8
1	2	3	4

а)

Ч	К	Ч	К
К	Ч	К	Ч
Ч	К	Ч	К

б)

В	5	С	6
3	9	4	А
7	1	8	2

в)

Рисунок 3.18 – Последовательность упорядочивания блоков

После данного преобразования окончательно получим следующую систему линейных уравнений в виде матрицы (рис. 3.19).

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	А	В	С
1	x						x	x	x			
2		x						x		x		
3			x				x		x		x	
4				x				x	x	x		x
5					x				x		x	x
6						x				x		x
7	x		x				x					
8	x	x		x				x				
9	x		x	x	x				x			
А		x		x		x				x		
В			x		x						x	
С				x	x	x						x

Рисунок 3.19 – Матрица коэффициентов

Таким образом, все переменные, отвечающие сеточным блокам разностной сетки, делятся примерно пополам на «красные» и «черные». Поскольку сам метод красно-черного упорядочивания приводит к необходимости решения системы уравнений только для черных неизвестных, а их общее число может составлять около половины неизвестных, то можно вести речь о том, что метод красно-черного упорядочивания позволяет сводить матрицу системы к четверти от исходной при половинном числе неизвестных.

Таким образом, описан действенный механизм решения системы линейных уравнений, реализованный с помощью современного языка программирования с#.

4 РЕШЕНИЕ ОДНОФАЗНОЙ ЗАДАЧИ

4.1 Технологический режим работы скважины

Технологический режим работы скважины – это совокупность ряда условий и норм, с помощью которых осуществляется рациональная эксплуатация скважин [47]. Установить технологический режим на скважине означает создать такое давление на устье либо на забое скважины, для того чтобы получить требуемый дебит. При математическом моделировании процессов разработки месторождений углеводородов скважины являются связующим звеном и позволяют управлять и контролировать процессом добычи. Скважины бывают нефтяные и газовые, период работы фонтанный и механизированный. Для каждого конкретного случая необходим определенный технологический режим работы. Стоит отметить, что при гидродинамических исследованиях режимы работы скважин также влияют на результаты интерпретации. И в каждом конкретном случае в зависимости от реальной ситуации необходимо выбрать такую математическую модель, которая в большей степени соответствовала бы действительности. Таким образом, представим наиболее распространенные режимы:

- по давлению;
- по дебиту.

Чаще всего по давлению регулируют фонтанирующие скважины, работающие за счет собственной пластовой энергии. Также данный способ работы необходим при исследовании скважин на стационарных режимах фильтрации. Данный режим характеризуется установившимися отборами. В момент пуска скважины происходит перераспределение давления, что в свою

очередь обеспечивает установление того или иного режима. Процесс считается установившимся, если изменение дебита между заданными промежутками времени не превышает погрешности прибора, измеряющего технологические показатели. Как правило, исследования проводят на нескольких режимах, в течение которых скважина выходит на установившийся режим фильтрации. Следующим основным технологическим режимом работы скважин является их регулирование по дебиту. Данный режим работы, как правило, характерен для механизированного фонда скважин, когда точно известно, с каким расходом может работать тот или иной насос. По мере разработки месторождения энергии пласта не всегда достаточно для поднятия жидкости до устья скважин в условиях низкого пластового давления. В настоящее время особое внимание уделяется месторождениям высоковязкой нефти и битумам, обладающими аномальными реологическими характеристиками. В частности, для таких скважин необходимы специальные методики интерпретации.

В данной работе разработана математическая модель скважины, позволяющей проводить описанные численные эксперименты, которые позволят выйти на механизмы фильтрации в трещиновато-пористых коллекторах.

В настоящей модели предложена методика, позволяющая регулировать дебит способом, аналогичным промышленному. С этой целью к разностной сетке, определяющей ствол скважины, добавлен узел – сборный пункт. В этой точке поддерживается постоянное давление. Теперь закрытие или пуск скважины, смена дебита может быть осуществлена корректировкой условной проницаемости между скважиной и сборным пунктом.

Такой подход позволяет моделировать установление необходимого дебита с одновременным учетом зависимости его от давления в пласте, что и отражает реальную связь пласт-поверхность (рис. 4.1).

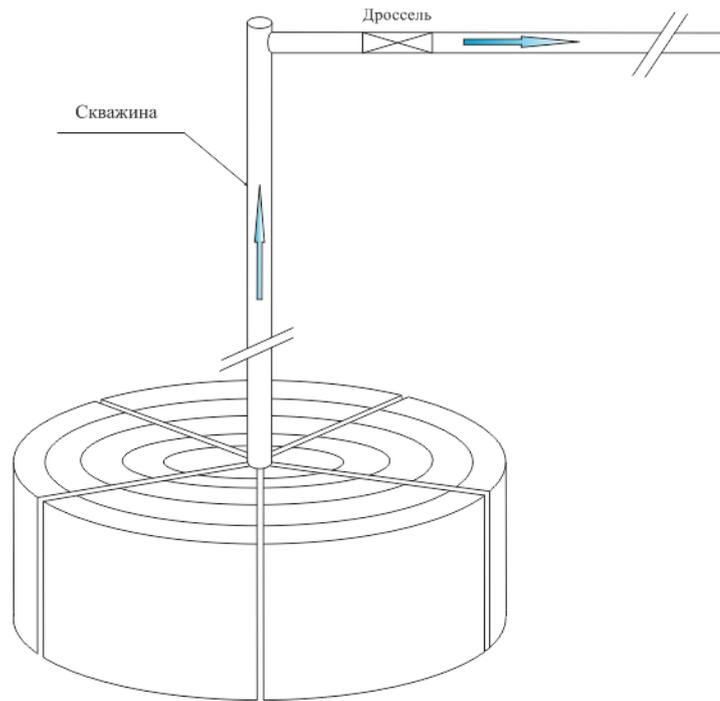


Рисунок 4.1 – Схема «пласт – скважина – шлейф»

Это означает, что дебит не обязан оставаться строго постоянным даже в течение одного режима. Данные подходы и алгоритмы будут использованы в дальнейших расчетах при адаптации реальных скважин по результатам промысловых исследований.

4.2 Сравнение результатов расчета различными сольверами

Для решения дифференциальных уравнений численной гидромеханики область определения дискретизируется определенным образом. Дискретизация элемента пласта может быть различной. Как правило, наиболее динамичное изменение давления характерно для призабойной зоны скважины. Таким образом, детальность сеточной области должна быть максимальной у забоя скважины. Так в работе [112] предлагается использовать следующую формулу:

$$A^{n-1} = \left(\frac{R_k}{r_c} \frac{\ln A}{A-1} \right), \quad (4.1)$$

где n – это количество ячеек.

Решив данное уравнение любым итерационным методом при условии $A > 1$ (поскольку $A = 1$ также является корнем, но означает равномерную сетку), получим однозначное пространственное положение границ элементарных объемов и их условных центров. Численные эксперименты показали, что данная сетка корректна как с точки зрения сохранения материального баланса, так и выполнения формулы Дюпюи.

С учетом параметра A распределение значений радиусов получим с помощью следующего соотношения

$$r_i = r_c \cdot A^{i-1}. \quad (4.2)$$

Например, для количества ячеек $n=20$, получим следующее распределение сеточных блоков по размерам (рис. 4.2).

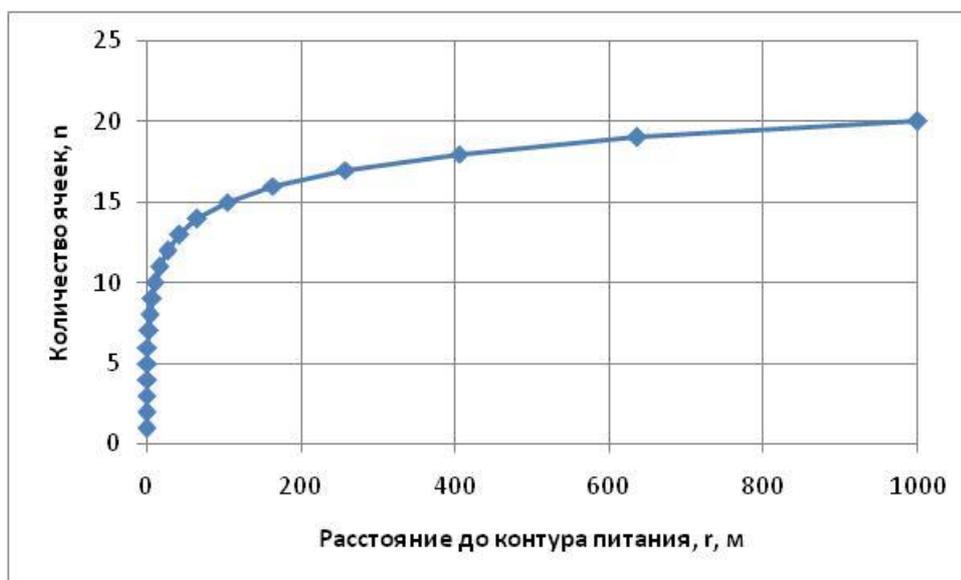


Рисунок 4.2 – Распределение радиусов ячеек по мере удаления от ствола скважины

Как видно из рис. 4.2 в призабойной зоне скважины, происходит сгущение сетки.

Одной из основных трудоемких задач является решение системы линейных алгебраических уравнений на каждом временном шаге. Существует прямые и итерационные методы решения. Таким образом, представим следующие методы решения уравнений, используемых в разработанном программном комплексе.

1. метод Гаусса;

2. итерационный метод неполного Гауссова исключения.

Таким образом, рассмотрев численный эксперимент, были получены следующие результаты (рис. 4.3 – 4.4).

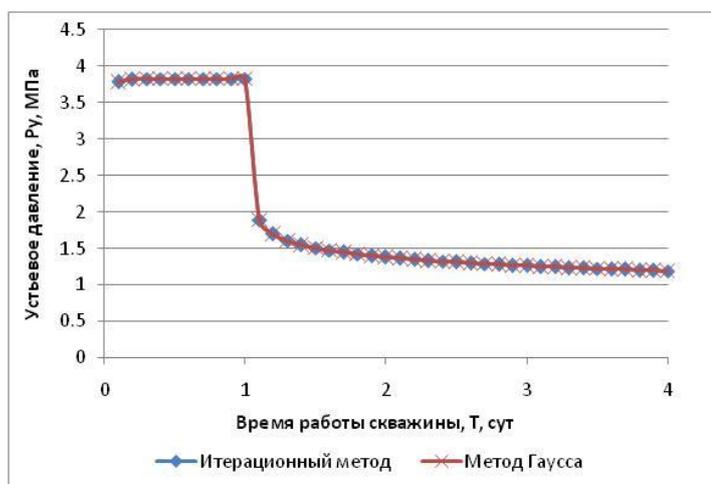


Рисунок 4.3 – Результаты расчетов устьевого давления с течением времени при различных методах расчета

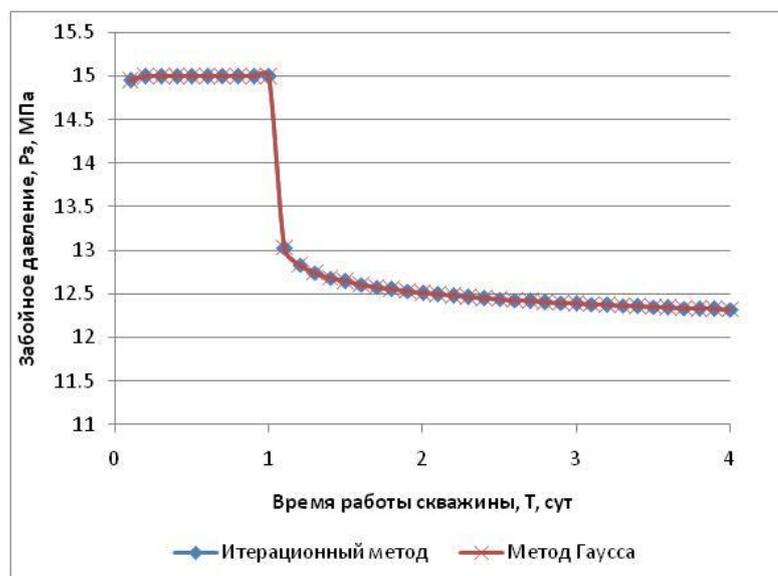


Рисунок 4.4 – Результаты расчетов забойного давления с течением времени при различных методах расчета

Как видно из представленных рисунков, прямой метод и приближенный метод решения системы линейных алгебраических уравнений совпадают. Это говорит о корректности разработанного программного кода. Так как количество ячеек системы продуктивного пласта порой превышает десятки тысяч, то приближенные методы расчета позволяют сэкономить ресурсы ЭВМ.

4.3 Отличительные особенности радиальной модели и модели, пронизанной системой вертикальных трещин

Трещиновато-пористые коллекторы можно отнести к «неравномерной» по структуре строения среде, они состоят из пористых блоков, связанных между собой системой трещин. Объем пустот пористых блоков намного превышает объем трещин, поэтому основные запасы флюида находятся в матричных блоках.

Разработка газовых и нефтяных залежей с карбонатными коллекторами характеризуется рядом специфических особенностей, связанных с течением флюида в среде с двойной пористостью. Учет трещин в численной модели приведет к выявлению новых зависимостей и позволит адекватно оценить проницаемость призабойной зоны пласта и коллектора. Вывод разностных уравнений осуществляется на основе подходов, изложенных в [78, 79]. Для того, чтобы адекватно описать фильтрацию в трещиновато-пористом коллекторе, приведем следующие схемы (рисунок 4.5 – 4.6):

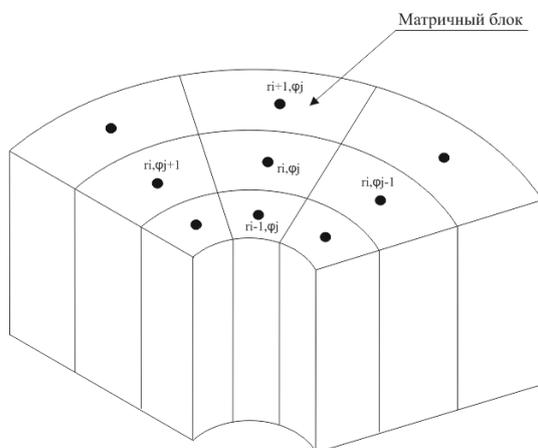


Рисунок 4.5 – Схема однородного радиального элемента пласта

На данном рисунке приведена стандартная модель радиального течения. Балансовые соотношения записываются следующим образом:

$$M_{ri,\varphi_{j+1}} + M_{ri,\varphi_{j-1}} + M_{ri-1,\varphi_j} + M_{ri+1,\varphi_j} = \Delta M_{ri,\varphi_j}^t + Q,$$

где в правой части присутствуют слагаемые, характеризующие приток флюида в данный элементарный объем из соседних, в левой – изменение массы флюида в указанном элементе плюс внешнее воздействие.

Фильтрация происходит только по матричным блокам. В случае же трещиноватого пласта согласно новой постановке задачи дискретизация пласта будет выглядеть иначе.

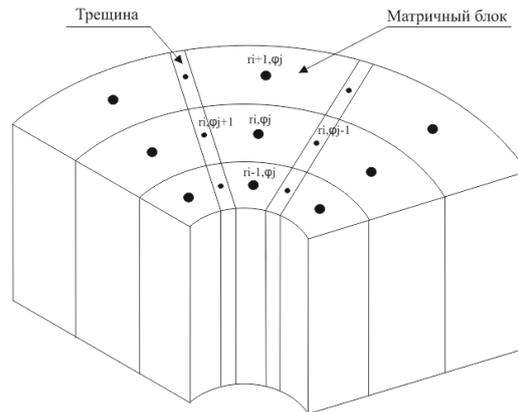


Рисунок 4.6 – Схема радиального элемента пласта, пронизанного системой вертикальных трещин

На данном рисунке представлена принципиально отличная схематизация радиального элемента пласта. При этом приток флюида идет и по трещинам, и в матричных блоках, и из трещин в матричные блоки, и из матричных блоков в трещины, что описывается уравнениями вида

$$M_{ri,\varphi j+1}^1 + M_{ri,\varphi j-1}^1 + M_{ri+1,\varphi}^0 + M_{ri-1,\varphi}^0 = \Delta M_{ri,\varphi j}^t + Q,$$

где 0 – матричные блоки, 1 – трещина.

Так как радиальные модели предназначены в основном для изучения притока флюида к скважине, представим в виде схем скважинный узел и связанные с ним ячейки в случае однородного и трещиноватого коллектора (рисунок 4.7, 4.8). Уравнения фильтрации флюида в скважину для однородного пласта имеют вид

$$M_{ri,\varphi 1} + M_{ri,\varphi 2} + M_{ri,\varphi 3} + M_{ri,\varphi 4} = \Delta M_c^t + Q,$$

где $M_{ri,\varphi j}$ - переток массы из матричных блоков в скважину, а для трещиноватого

$$M_{ri,\varphi 1}^0 + M_{ri,\varphi 2}^0 + M_{ri,\varphi 3}^0 + M_{ri,\varphi 4}^0 + M_{ri,\varphi 1}^1 + M_{ri,\varphi 2}^1 + M_{ri,\varphi 3}^1 + M_{ri,\varphi 4}^1 = \Delta M_c^t + Q,$$

где $M_{ri,\varphi j}^0$ - переток массы из матричного блока в скважину; $M_{ri,\varphi j}^1$ - переток массы из трещины в скважину.

Отличительной особенностью приведенных схем является учет притока из трещин, что в свою очередь позволяет выделить как линейный, так и билинейный участок течения при исследовании скважин на нестационарных режимах фильтрации, непосредственно при интерпретации кривой восстановления давления. В связи с вовлечением в разработку запасов, сосредоточенных в трещиновато-пористых коллекторах, возрастает значение всестороннего изучения фильтрации в рассматриваемых средах.

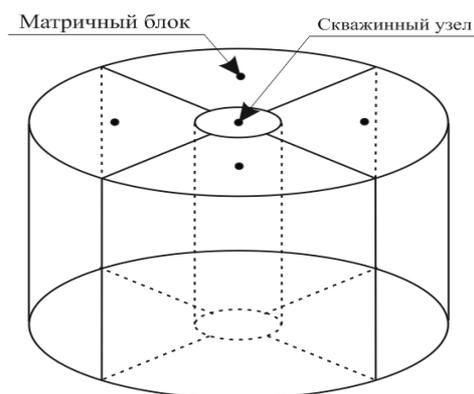


Рисунок 4.7 – Прискважинная область однородного пласта

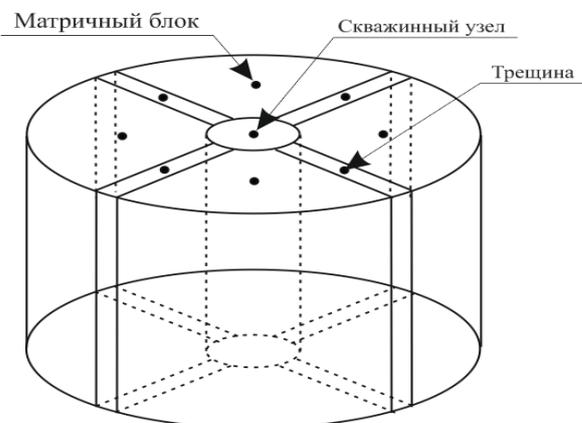


Рисунок 4.8 – Прискважинная область пласта, пронизанная вертикальными трещинами

Таким образом, как видно из представленных рисунков, принципиально новая постановка схемы трещиновато-пористого коллектора существенно отличается от стандартной радиальной модели.

4.4 Влияние ствола скважины на результаты интерпретации ГДИС

Рядом многих исследователей [113, 118] описывается негативное влияние ствола скважины на результаты интерпретации гидродинамических исследований. В частности, это влияние обусловлено перетоком флюида из пласта в скважину и последующим процессом перераспределения давления по стволу, что искажает начальный участок кривой восстановления давления и не позволяет судить о типе фильтрационного потока.

Как правило, во многих источниках литературы указывается негативное влияние ствола скважины на результаты интерпретации гидродинамических исследований скважин. В частности, при закрытии скважины на исследование происходит перераспределение давления в стволе скважины, что в свою очередь может негативно сказаться на результатах исследований, так глубина скважины может варьировать в широких пределах. Данное обстоятельство связано со сжимаемостью пластового флюида. Большая часть уравнений, ориентированных на интерпретацию результатов гидродинамических исследований, не учитывает влияние ствола скважины. С помощью разработанного в данной работе программного комплекса были проведены численные эксперименты. Для данных экспериментов необходимы следующие исходные данные (табл. 4.1).

Таблица 4.1 – Исходные данные, необходимые для численного эксперимента

Параметр	Единицы измерения	Значение
Давление в сборной сети	МПа	1,5
Радиус сборной сети	м	0,1
Длина шлейфа	м	150
Ограничение по дебиту	м ³ /сут	300
Глубина скважины	м	1500
Радиус скважины	м	0,1
Время эксплуатации скважины	сут	15
Шаг по времени	сут	0,1
Время закрытия скважины	сут	
Интервал записи КВД	м	1510
Начальное пластовое давление	МПа	15
Радиус контура питания	м	1500
Толщина пласта	м	30
Количество ячеек по радиусу		30
Количество ячеек по углу		8
Количество ячеек по высоте		3
Раскрытость трещин	мм	0,3
Коэффициент пористости матричных блоков	%	0,3
Коэффициент пористости трещинных блоков	%	0,8

Режим работы скважин будет определяться по давлению, т.е. моделируется дроссель определенного диаметра.

Немаловажным обстоятельством является учет физико-химических свойств фильтруемой среды. Как правило, зависимости физических свойств флюида являются нелинейными (к данным зависимостям относятся вязкость и плотность, рис. 4.9).

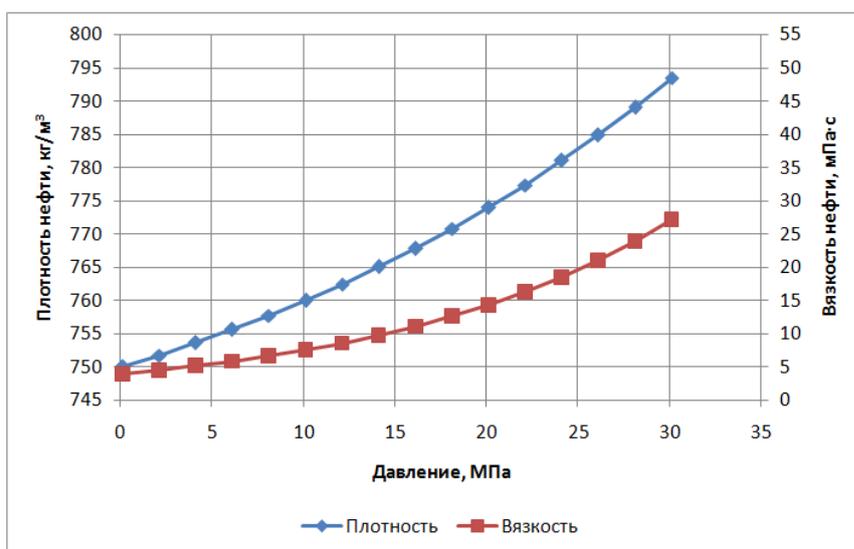


Рисунок 4.9 – Зависимость физических свойств от давления

Влияние ствола скважины в математической модели учитывается специальными программными средствами. В результате представим следующие результаты расчета (рис. 4.11 – 4.12).

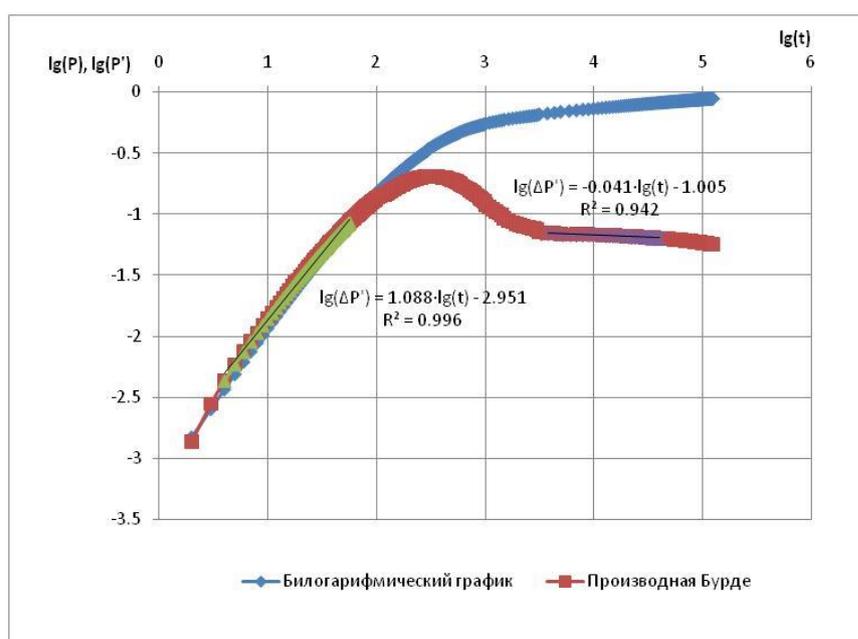


Рисунок 4.10 – Теоретический диагностический график с учетом ствола скважины

Как видно из рис. 4.10 в начальный момент времени восстановления давления в пласте, происходит приток флюида в ствол скважины, что подтверждается коэффициентом угла наклона производной билогарифмического графика, равного единице. После того, как произошло перераспределение давления в системе «пласт-скважина», происходит выход

на радиальный режим течения, о чем свидетельствует коэффициент угла наклона производной Бурде, близкий к нулю.

В настоящее время современное оборудование позволяет, устранить влияние ствола скважины путем установки пакера на забой исследуемой скважины. В разработанной модели данную технологическую операцию также возможно смоделировать (рис. 4.11).

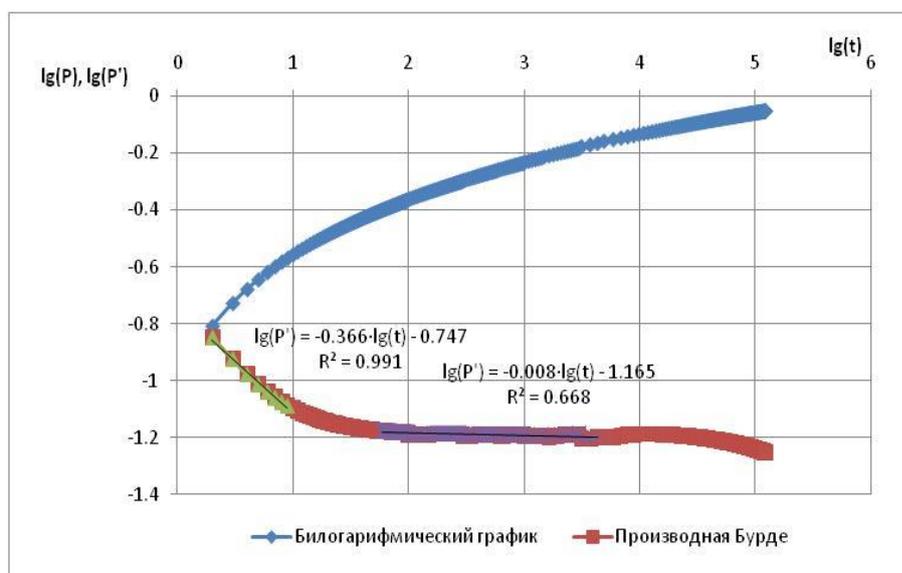


Рисунок 4.11 – Теоретический диагностический график без учета ствола скважины

Согласно данным результатам расчета наблюдается иной вид диагностических графиков. Как показано, в начальный момент времени наблюдается режим течения, близкий к сферическому, что связано с подтягиванием флюида с нижних интервалов пласта. После того, как давление в системе также распределилось, наблюдается радиальный режим течения.

Анализируя представленные графики, установлено, что ствол скважины искажает начальный участок кривой восстановления давления, что не позволяет на ранних стадиях диагностировать фильтрационный поток. В случае же отсечения ствола скважины, сначала проявляется сферический поток с последующим выходом на радиальный, о чем свидетельствует производная Бурде.

4.5 Влияние зональной неоднородности на результаты исследования скважин

В природе, как правило, залежи нефти и газа являются неоднородными по коллекторским свойствам. Таким образом, на форму индикаторных диаграмм, кривых восстановления давления, кривых падения давления влияет межскважинное пространство залежи. При зональной неоднородности пласта фильтрационные свойства меняются в плоскости залегания, таким образом, пласт может состоять из нескольких зон. В пределах каждой зоны фильтрационные характеристики считаются одинаковыми. Для оценки влияния зональной неоднородности на форму кривых восстановления давления при гидродинамических исследованиях скважин проведены следующие численные эксперименты. Рассмотрены два варианта: однородный пласт и пласт с зональной неоднородностью (рис. 4.12)

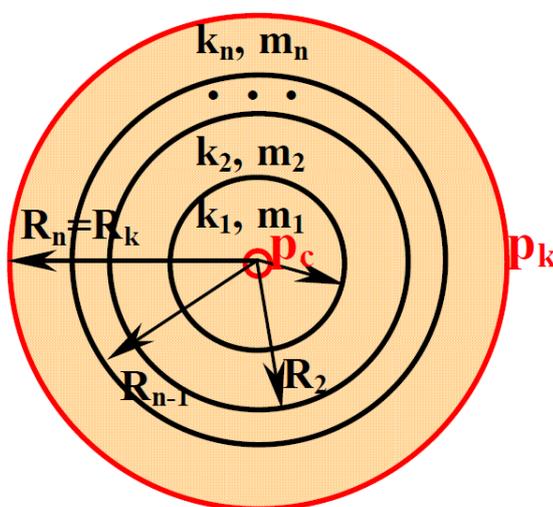


Рисунок 4.12 – Схема зонально неоднородного пласта

Для проведения расчетов представим следующие исходные данные (табл. 4.2).

Таблица 4.2 – Исходные данные для расчета

Параметр	Единицы измерения	Значение
Давление в сборной сети	МПа	1,5
Радиус сборной сети	м	0,1
Длина шлейфа	м	150
Ограничение по дебиту	тыс. м ³ /сут	80
Глубина скважины	м	1200
Радиус скважины	м	0,1
Время эксплуатации скважины	сут	30
Шаг по времени	сут	0,1
Время закрытия скважины	сут	29
Интервал записи КВД	м	1220
Начальное пластовое давление	МПа	12
Радиус контура питания	м	1500
Толщина пласта	м	30
Количество ячеек по радиусу		30
Количество ячеек по углу		8
Количество ячеек по высоте		3
Раскрытость трещин	мм	0,05
Коэффициент пористости матричных блоков	%	25
Коэффициент пористости трещинных блоков	%	60

Зависимость физических свойств от давления представим на рис. 4.14

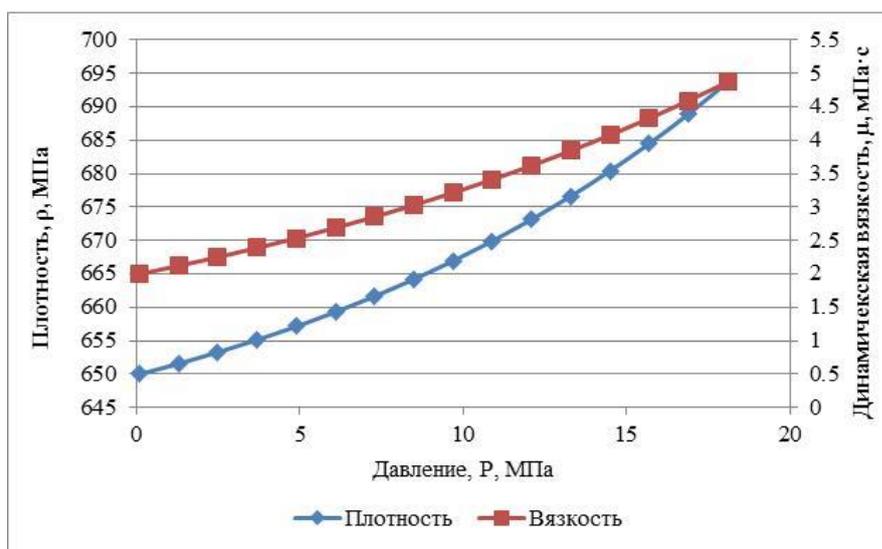


Рисунок 4.13 – Зависимость физических свойств от давления

Результаты расчетов для рассматриваемых вариантов представлены на рис. 4.14-4.16.

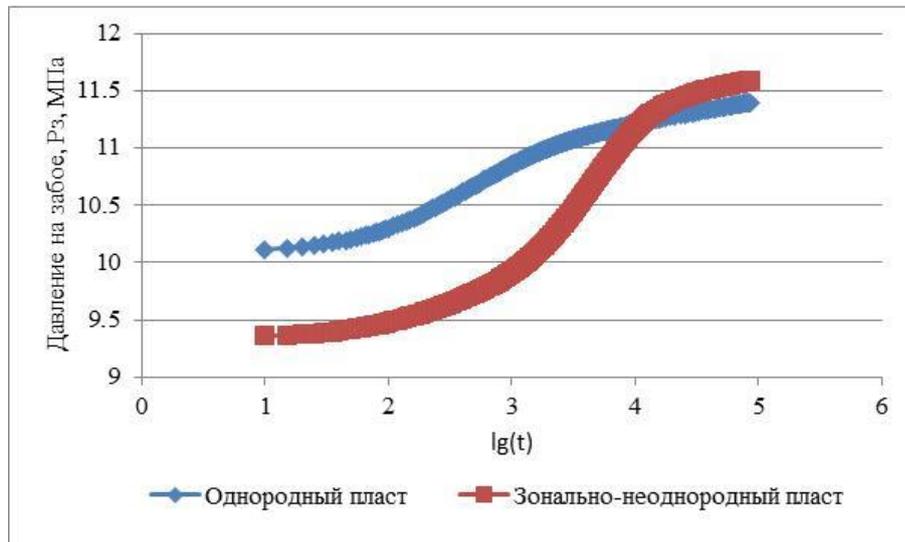


Рисунок 4.14 – Кривые восстановления давления

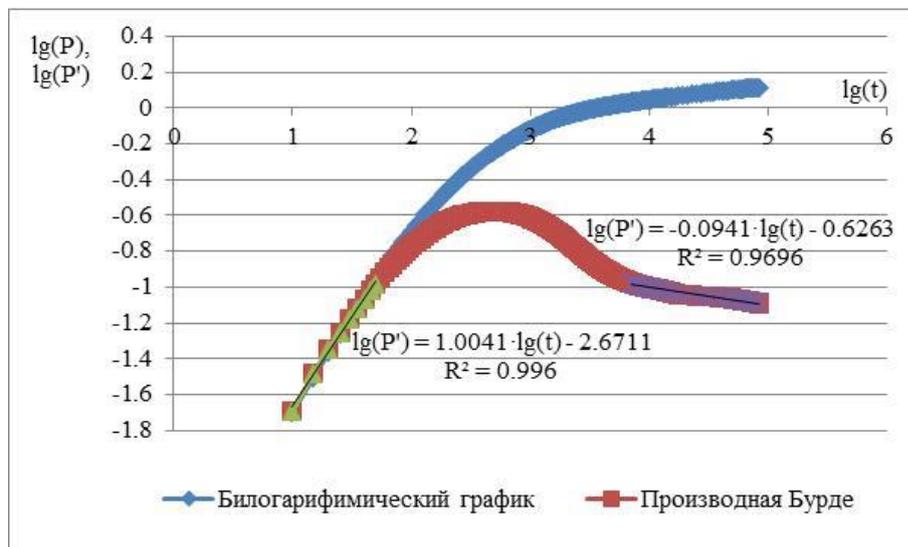


Рисунок 4.15 – Диагностический график для однородного пласта

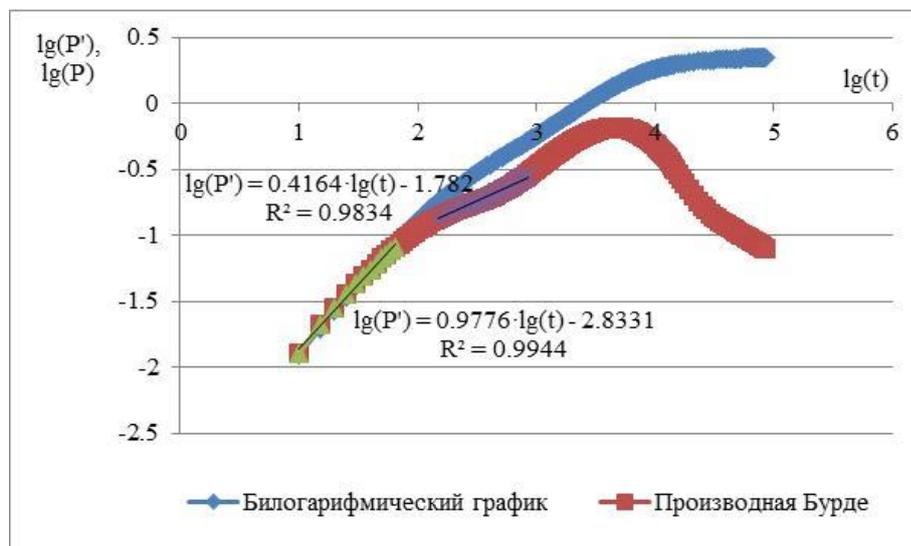


Рисунок 4.16 – Диагностический график для зонально-неоднородного пласта

Как видно из представленных рисунков характер кривой восстановления давления в зонально-неоднородном пласте существенно отличается от кривой восстановления в случае однородного пласта. Зональную неоднородность позволяют выявить диагностические кривые, в частности, производная Бурде. Для зонально-неоднородного пласта характерен некоторый перегиб, характеризующий переход от одного фильтрационного потока в другой. По мере выработки одной зоны, подключается в процесс вытеснения более отдаленная часть пласта.

4.6 Влияние слоистой неоднородности на результаты исследований скважин

Как правило, коллектора залежей нефти и газа состоят из пропластков различной проницаемости. Данное условие залегания пласта выявляется на стадии геологического моделирования. При слоистой неоднородности коллектор разделяется по толщине на несколько пропластков, в каждом из которых фильтрационные характеристики постоянны, но отличные от характеристик соседних слоев. Таким образом, в модели пласта со слоистой неоднородностью предполагается, что проницаемость, пористость изменяются только по толщине (рис. 4.17).

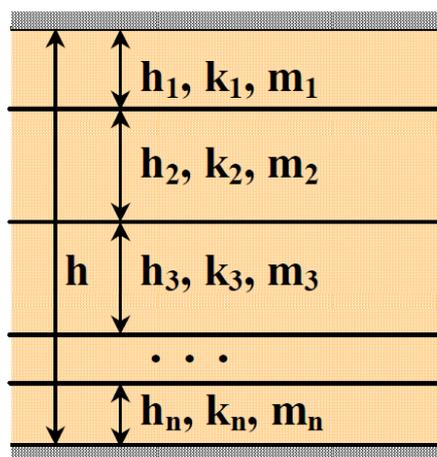


Рисунок 4.17 – Схема неоднородного по толщине пласта

Таким образом, представим сравнение результатов расчета для однородного и слоистого пласта. Для проведения данных исследований необходимы следующие исходные данные (табл. 4.3).

Таблица 4.3 – Исходные данные для численного моделирования

Параметр	Единицы измерения	Значение
Давление в сборной сети	МПа	1,5
Радиус сборной сети	м	0,1
Длина шлейфа	м	250
Ограничение по дебиту	тыс. м ³ /сут	80
Глубина скважины	м	1200
Радиус скважины	м	0,1
Время эксплуатации скважины	сут	30
Шаг по времени	сут	0,1
Время закрытия скважины	сут	29
Интервал записи КВД	м	1220
Начальное пластовое давление	МПа	12
Радиус контура питания	м	1500
Толщина пласта	м	30
Количество ячеек по радиусу		30
Количество ячеек по углу		8
Количество ячеек по высоте		3
Раскрытость трещин	мм	0,05
Коэффициент пористости матричных блоков	%	25
Коэффициент пористости трещинных блоков	%	60

Аналогично представим следующие результаты проведенных численных экспериментов (рис. 4.18 – 4.20).

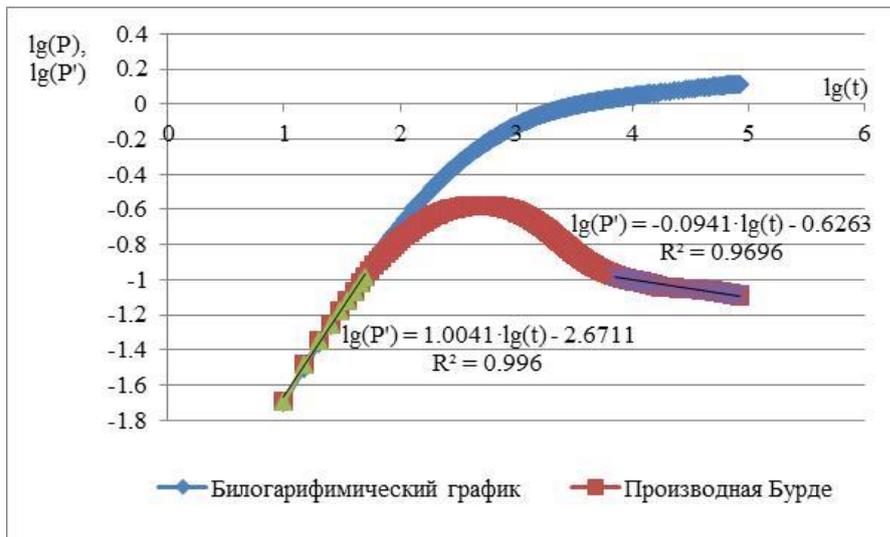


Рисунок 4.18 – Диагностический график для однородного пласта

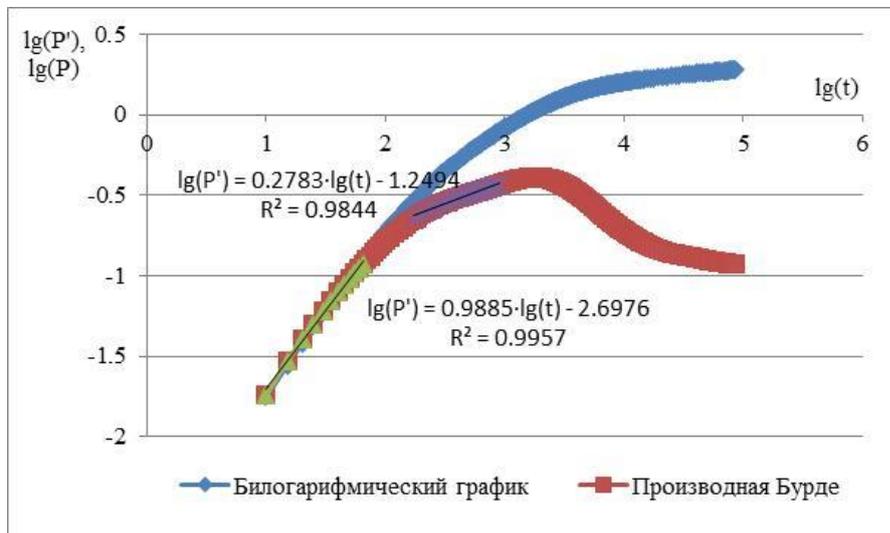


Рисунок 4.19 – Диагностический график для слоисто-неоднородного пласта

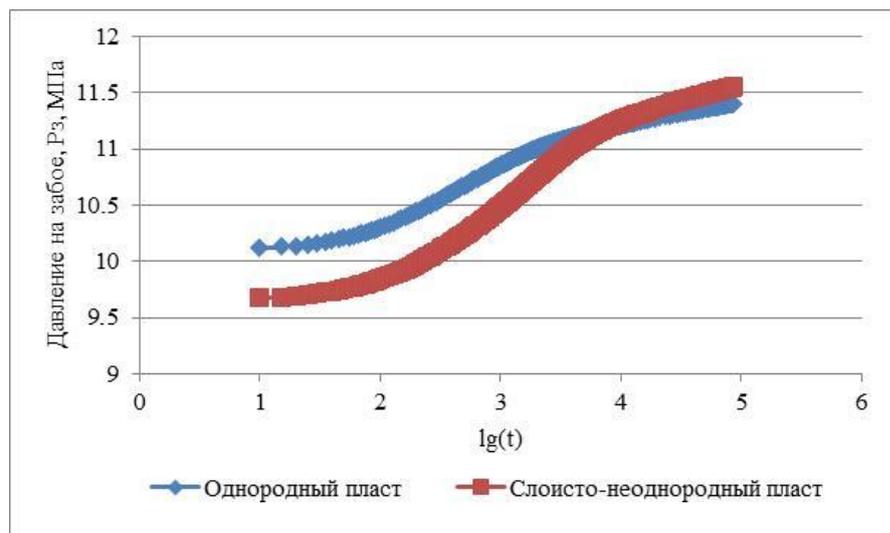


Рисунок 4.20 – Кривая восстановления давления в полулогарифмических координатах

Как видно из представленных рисунков, характер восстановления давления для слоисто-неоднородного пласта также отличается от случая фильтрации в однородном пласте. Согласно диагностическому графику для слоисто-неоднородного пласта также характерен перегиб кривой после периода влияния ствола скважины. Нижележащие пропластки в данном случае играют роль матричных блоков, обеспечивающих подпитку высокопроницаемых пропластков.

4.7 Влияние зависимости пористости и проницаемости от давления

Для трещиноватых коллекторов при их разработке характерно изменение коллекторских свойств с течением времени. В процессе разработки давление в залежи падает, таким образом, происходит перераспределение напряжения выше лежащих горных пород. Как было уже описано выше, структура трещиноватых коллекторов представляет собой систему блоков и трещин. Таким образом, раскрытость трещин может существенно меняться в течение эксплуатации месторождения. В теории подземной гидромеханики для оценки изменения проницаемости используются следующие зависимости:

- при малых изменениях давления

$$k = k_0 [1 + a \cdot (p - p_0)], \quad (4.3)$$

а при больших – экспоненциальной:

$$k = k_0 \cdot e^{a \cdot (p - p_0)}. \quad (4.4)$$

Деформационные процессы также интенсивно влияют на параметр пористости.

$$m = m_0 \cdot e^{-\beta_c \cdot (p_0 - p) / m_0}. \quad (4.5)$$

Данные зависимости также были реализованы в разработанной численной модели. Как правило, коэффициенты сжимаемости горных пород определяются либо лабораторным путем, либо при решении обратной задачи

подземной гидромеханики. В основу численного эксперимента положены следующие исходные данные (табл. 4.4).

Таблица 4.4 – Исходные данные, необходимые для моделирования

Параметр	Единицы измерения	Значение
Давление в сборной сети	МПа	0,5
Радиус сборной сети	м	0,1
Длина шлейфа	м	150
Ограничение по дебиту	м ³ /сут	500
Глубина скважины	м	1500
Радиус скважины	м	0,1
Время эксплуатации скважины	сут	30
Шаг по времени	сут	0,1
Время закрытия скважины	сут	29
Интервал записи КВД	м	1220
Начальное пластовое давление	Мпа	12
Радиус контура питания	м	1500
Коэффициент сжимаемости коллектора	1/МПа	10 ⁻⁵
Экспериментальный коэффициент	1/МПа	10 ⁻⁴
Толщина пласта	м	30
Количество ячеек по радиусу		30
Количество ячеек по углу		8
Количество ячеек по высоте		3
Раскрытость трещин	мм	0,05
Коэффициент пористости матричных блоков	%	25
Коэффициент пористости трещинных блоков	%	60

Результаты численных экспериментов представлены ниже (рис. 4.21 – 4.23).

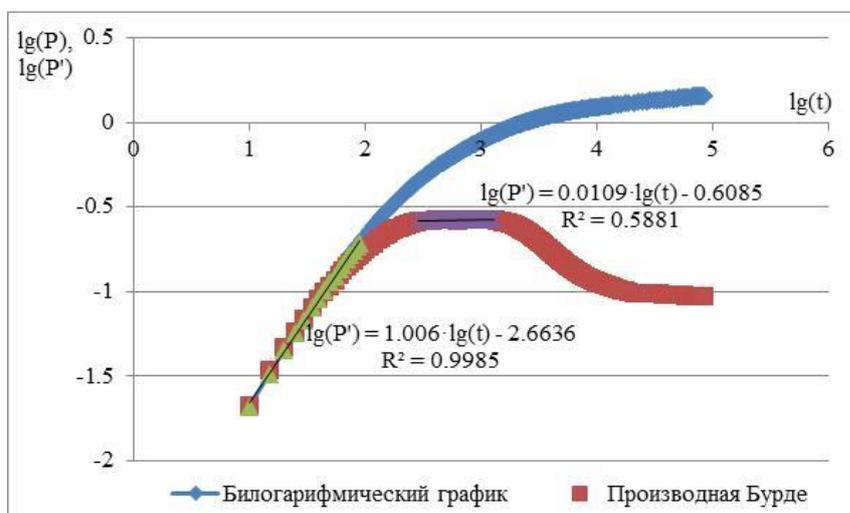


Рисунок 4.21 – Диагностический график

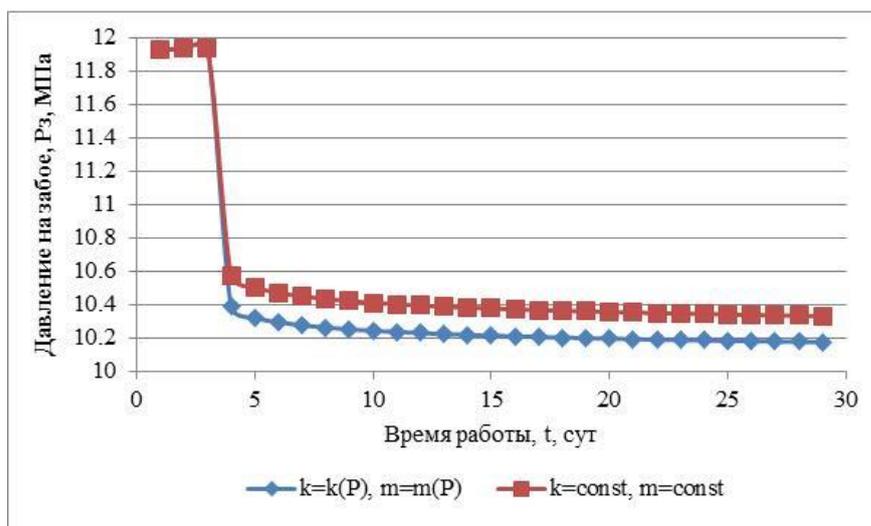


Рисунок 4.22 – Кривая падения давления

При падении давления, проницаемость матричных и трещинных блоков уменьшается, т.е. происходит смыкание трещин и снижение пропускной способности к стволу скважины.

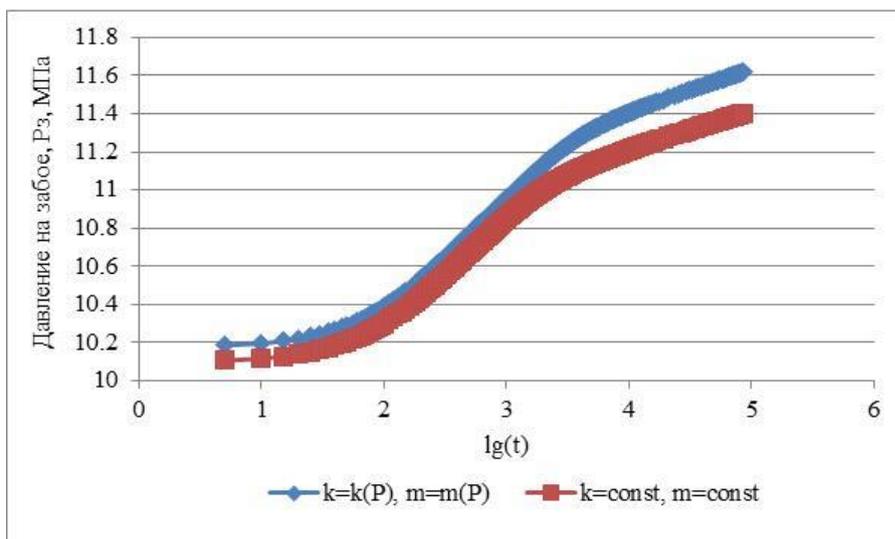


Рисунок 4.23 – Кривая восстановления давления в полулогарифмических координатах

При восстановлении давления наблюдается иная картина: давление повышается и пропускная способность матричных и трещинных блоков увеличивается.

Как видно из представленных рисунков, даже незначительная зависимость абсолютной проницаемости и пористости от давления оказывает существенное влияние как на падение, так и на восстановление давления. Таким образом, для трещиноватых коллекторов учет данных зависимостей

является важной проблемой и требует детальных лабораторных исследований.

4.8 Влияние закона фильтрации на результаты исследований скважин

Механизм нефтеотдачи неоднородных трещиноватых коллекторов, насыщенных аномально вязкой нефтью, и соотношение роли различных процессов нефтеизвлечения, протекающих в таких коллекторах, имеют принципиальные особенности, без знания которых невозможно разработать эффективную технологию разработки.

Ранее отмечалось, что основная особенность коллекторов рассматриваемых залежей заключается в том, что фильтрация высоковязкой нефти возможна только в зонах высокой проницаемости. Основная масса пористых низкопроницаемых коллекторов при начальной пластовой температуре в процесс нефтеизвлечения не может быть вовлечена из-за больших фильтрационных сопротивлений.

В настоящее время известны факты из практики разработки нефтяных месторождений, которые могут быть объяснены проявлением неньютоновских свойств жидкостей при их фильтрации. Проявление этих свойств приводит к возникновению нелинейного закона фильтрации, в частности закона фильтрации с начальным градиентом давления [6]. На рис. 4.24 показана зависимость I между скоростью фильтрации и градиентом давления (закон фильтрации), для которой характерным является то, что фильтрация начинается не при нулевом значении величины $grad\ p$, а при $grad\ p$, равном некоторой величине G , называемой начальным градиентом давления.

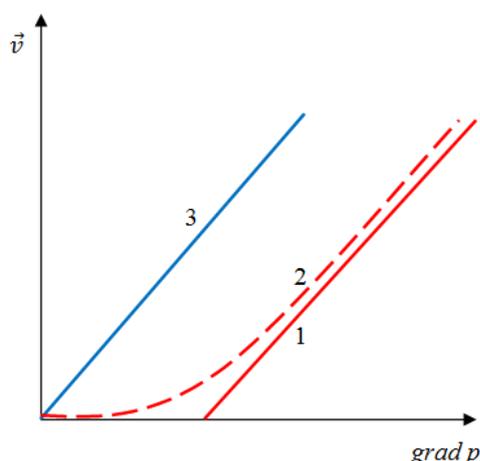


Рисунок 4.24 – Закон Дарси и закон фильтрации с начальным градиентом сдвига сопротивлений.

В связи с вовлечением в разработку запасов высоковязких нефтей, сосредоточенных в трещиновато-пористых коллекторах, возрастает значение всестороннего изучения фильтрации в рассматриваемых средах. В частности это касается гидродинамических исследований таких залежей. В настоящее время существует недостаток методик исследования карбонатных коллекторов, насыщенных неньютоновскими нефтями.

Как правило, месторождения, обладающие неньютоновскими свойствами нефтей не способны фонтанировать. Это может быть связано как с низким давлением, так и высокой вязкостью нефти.

В данной работе были рассмотрены следующие законы фильтрации:

- линейный закон фильтрации А.Дарси:

$$v = \frac{k}{\mu}(\text{grad}(p)), \quad (4.6)$$

где p – давление; μ – вязкость газа; k – абсолютная проницаемость;

- закон фильтрации с предельным градиентом сдвига:

Закон фильтрации в соответствии с зависимостью 1 формулируется следующим образом:

$$\begin{aligned} v &= \frac{k}{\mu}(\text{grad}(p) - G), & |\text{grad}(p)| &\geq G \\ v &= 0, & |\text{grad}(p)| &< G \end{aligned} \quad (4.7)$$

где G – начальный градиент сдвига.

Закон фильтрации в форме (4.7) для нефтяных пластов был обоснован работами А. Х. Мирзаджанзаде и подтвержден экспериментально Б. И. Султановым. Исследованию фильтрации однородных и неоднородных неньютоновских жидкостей посвящены работы М. Г. Алишаева, Г. Г. Вахитова, И. Ф. Глумова, И. Е. Фоменко, В. М. Ентова, М. Г. Бернадинера [6].

Приведенным выше законом можно приближенно описывать также зависимость 2 (см. рис. 4.24). Хотя эта зависимость и исходит из начала координат, но при значениях $|\text{grad } p| < G$ величина v очень мала. Величина G в случае фильтрации неньютоновских жидкостей зависит от предельного напряжения сдвига жидкости и среднего диаметра пор.

Для сравнения с (1) на рис. 4.26 показан закон Дарси (зависимость 3). Необходимо отметить, что наблюдение в лабораторных экспериментах или в промышленной практике закона фильтрации типа (1) не всегда может быть связано с неньютоновскими свойствами жидкостей.

Объектом моделирования является неоднородный по площади круговой пласт, пронизанный вертикальными трещинами с расположенной в центре скважиной. На реализованной модели рассмотрен численный эксперимент, для которого выбраны следующие параметры:

Таблица 4.5 - Исходные данные

Параметр	Единицы измерения	Значение
Радиус контура питания	м	5000
Высота пласта	м	30
Проницаемость матричных блоков	мкм ²	0,1
Пористость матричных блоков	%	30
Проницаемость трещин	мкм ²	1
Пористость трещинных блоков	%	0,7
Раскрытость трещин	мм	2
Глубина залегания пласта	м	2500
Количество трещин		4
Количество ячеек по радиусу		30
Количество ячеек по углу		4

В данном случае исследования проводились на стационарном режиме. Одной из главных задач исследований при стационарных режимах фильтрации – это определение коэффициентов фильтрационных сопротивлений. Для определения данных коэффициентов было смоделировано четыре режима с возрастанием для каждого закона фильтрации. Смоделировав на разработанной математической модели, были получены следующие результаты (рис. 4.25).

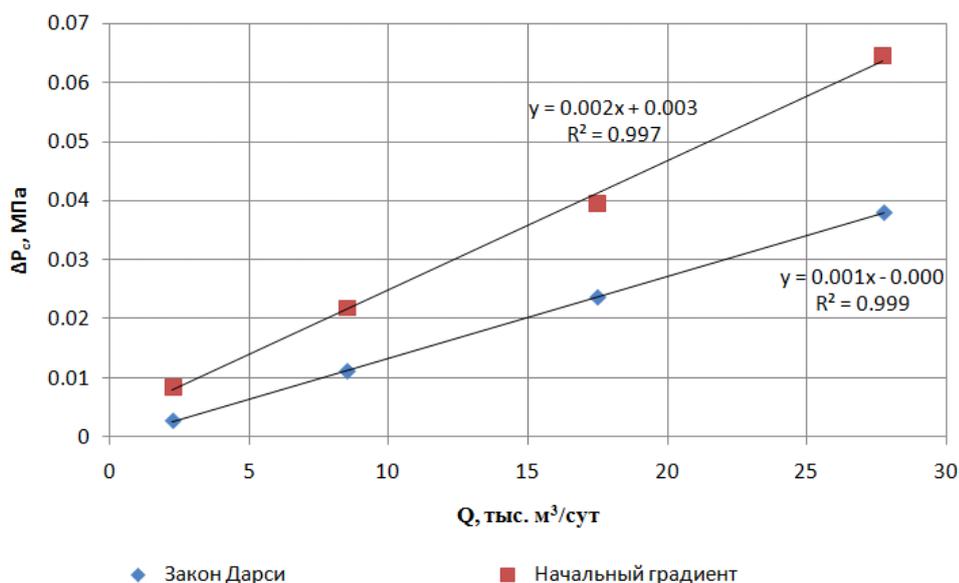


Рисунок 4.25 – Индикаторные линии в координатах $\Delta P = \Delta P(Q_{am})$

Из рисунка 4.25 видно, что различные законы дают иные представления о фильтрационных параметрах, способствующих в дальнейшем с наибольшей вероятностью точности решать обратные задачи подземной гидромеханики.

Таблица 4.6. – Результат расчета

<i>По закону А.Дарси</i>	
<i>a, МПа сут/тыс. м³</i>	0,001
<i>b, МПа</i>	-
<i>По закону фильтрации с предельным градиентом сдвига</i>	
<i>a, МПа сут/тыс. м³</i>	0,002
<i>b, МПа</i>	0,003

Как можно видеть, начальный градиент сдвига накладывает дополнительное фильтрационное сопротивление. Учет данного закона фильтрации в виде дополнительной опции позволит выявить специфические

особенности при движении флюида в сложных коллекторах, насыщенной аномально вязкой нефтью, а также более корректно определить продуктивность скважины.

Движение нефти в пластах по закону (4.7) приводит к существенным особенностям разработки этих пластов, не встречающимся в случае фильтрации по закону Дарси.

Важным эффектом фильтрации с предельным градиентом давления является возможность образования в пласте застойных зон, где движение жидкости или газа отсутствует. Возникновение застойных зон ведет к уменьшению нефтеотдачи пластов.

Неполный охват пласта воздействием из-за наличия предельного градиента давления может выражаться не только в виде неполного охвата по площади, но и по мощности, если пласт имеет прослой различной проницаемости. Вместе с тем следует отметить, что для установления изменения коэффициента охвата из-за предельного градиента давления применительно к реальному конкретному пласту необходимы еще очень тщательные всесторонние исследования с тем, чтобы выделить эффект предельного градиента давления в чистом виде, поскольку изменение охвата пластов может быть следствием целого ряда других причин, связанных с деформацией горных пород, неоднородностью пласта, физико-химическими явлениями и т. д.

Например, изменение абсолютной величины и профиля приемистости нагнетательных скважин при изменении давления нагнетания может быть связано с деформацией пород пласта и образованием в них трещин, а изменение профиля отдачи в эксплуатационных скважинах — с капиллярными эффектами в призабойной зоне, а не с проявлением предельного градиента давления во всем пласте.

Из практики разработки некоторых нефтяных месторождений (Азербайджана, Башкирии, Татарии, Казахстана, Республики Коми) известны факты, которые можно объяснить проявлением неньютоновских свойств

флюидов при их фильтрации. Особенности фильтрации таких аномальных нефтей связаны в основном с повышенным содержанием в них высокомолекулярных компонентов: смол, асфальтенов, парафина, и наличием предельного напряжения сдвига.

4.9 Влияние трещиноватости (количество трещин, раскрытость, протяженность) на характер кривой восстановления давления

Трещины образуются в тех случаях, когда локальное напряжение превышает градиент давления разрыва пласта. В зависимости от процесса образования трещины могут быть структурного или тектонического происхождения. Пористость, обусловленная системой трещин, обычно невысока; образовавшаяся трещина может в дальнейшем заполниться минералами, которые выпадают из пластовых вод. При этом трещины могут обладать очень высокой проницаемостью, которая объясняется пониженной извилистостью вторичных путей фильтрации пластовых флюидов в этих трещинах. Следовательно, образование естественных трещин часто существенно повышает гидропроводность пласта [37]. Естественно трещиноватые пласты являются типичным примером систем двойной пористости, для которых характерно неоднородное поведение фильтрационных характеристик, которое может отмечаться при испытании пластов. Как было описано ранее, раскрытость трещин может варьировать в достаточно широких пределах. Для оценки влияния ширины трещин был рассмотрен следующий численный эксперимент с помощью разработанной программы (рис. 4.26).

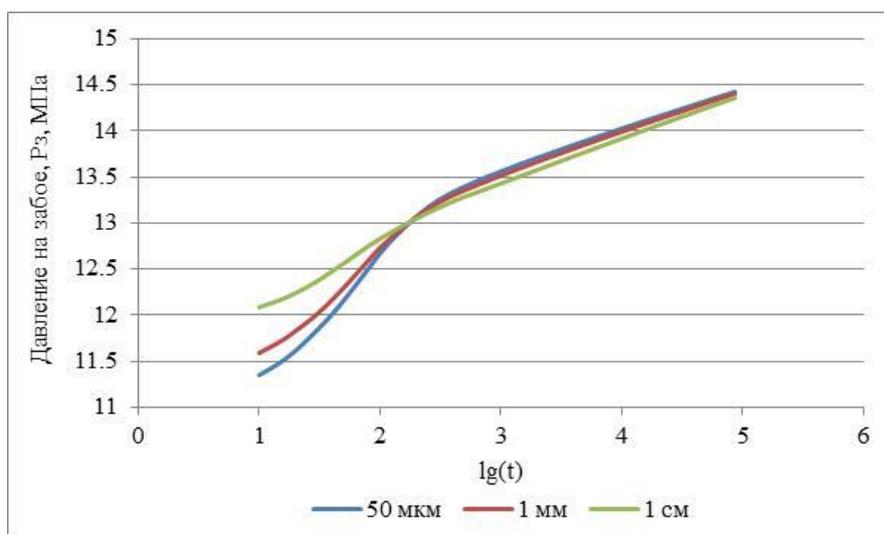


Рисунок 4.26 – Влияние раскрытости трещин на кривую восстановления давления

Построив кривую восстановления в полулогарифмических координатах в зависимости от раскрытости трещин, необходимо отметить, что увеличение ширины трещин приводит к увеличению давления на забое скважины, что объясняется увеличением дебита скважин (рис. 4.27).

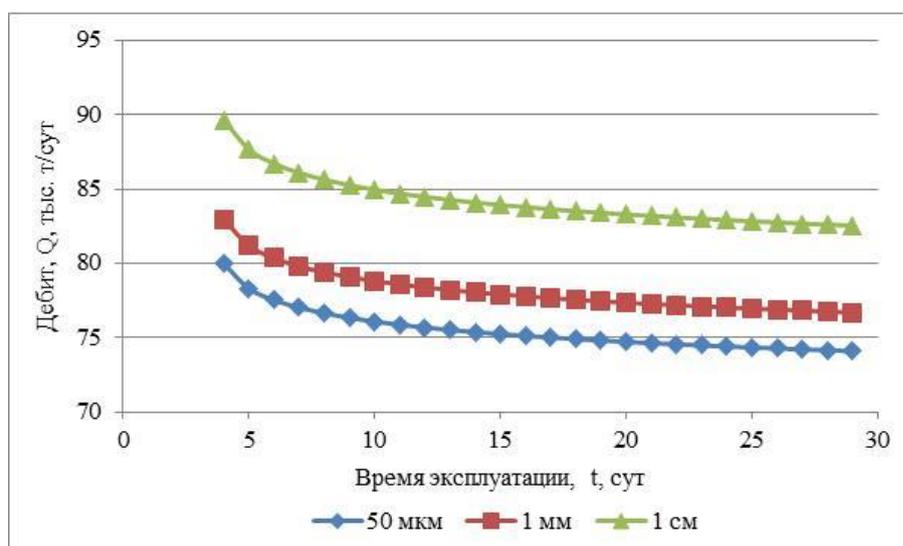


Рисунок 4.27 – Влияние раскрытости трещин на дебит скважины

Как видно из представленных рисунков, раскрытость трещин в конечном счете определяет приток флюида к скважине. Таким образом, чем выше раскрытость трещин, тем выше продуктивность скважин. Трещины в данном случае несомненно являются проводящими каналами.

Важным моментом разработанной модели также является то, что трещина не является единственной, как это представлено во многих

математических моделях [98, 108]. Количество трещин также будет определять продуктивность той или иной скважины. Рассмотрим влияние количества трещин на показатели эксплуатации скважины. Примем раскрытость трещин 100 мкм и проведем следующие эксперименты (рис. 4.28).

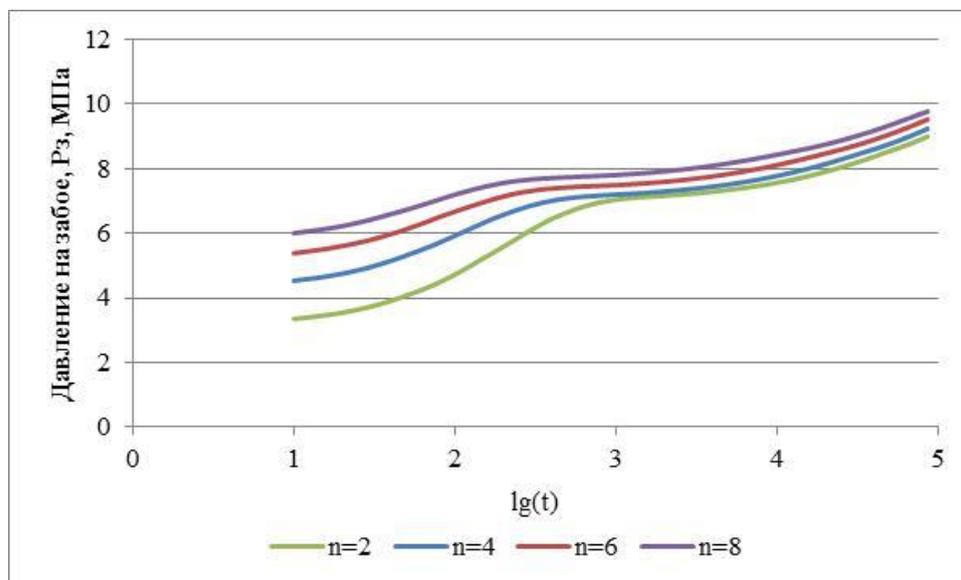


Рисунок 4.28 – Кривые восстановления давления в зависимости от количества трещин

Как видно из представленного графика, увеличение числа трещин приводит к увеличению давления на забое скважины, что в свою очередь также увеличивает производительность скважин (рис. 4.29).

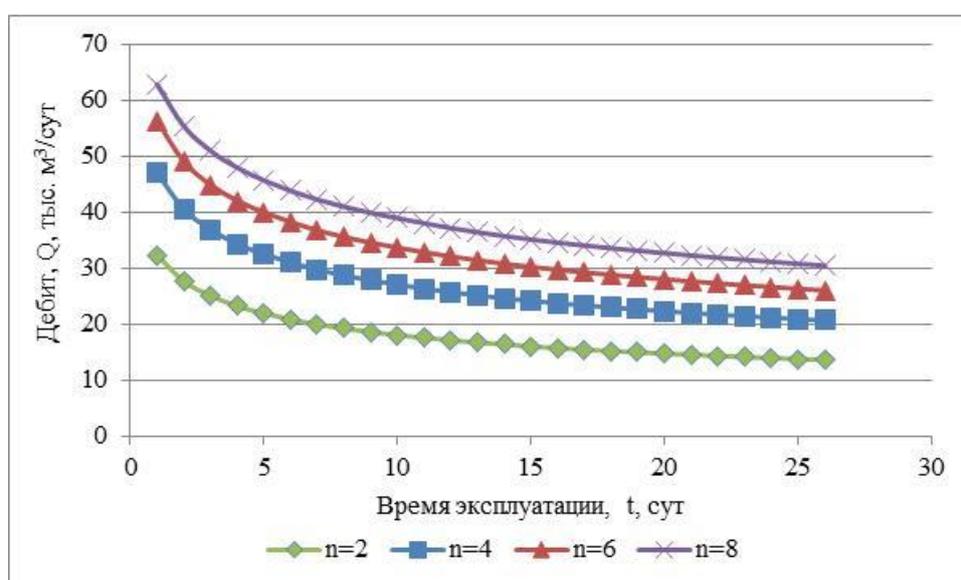


Рисунок 4.29 – Дебит скважины при различном количестве трещин

В исследованном случае трещины имели направление по всему простиранию пласта. Иногда возможны ситуации, когда трещины раскрыты лишь вблизи призабойной зоны пласта. Таким образом, представим следующий результат численного расчета (рис. 4.30).

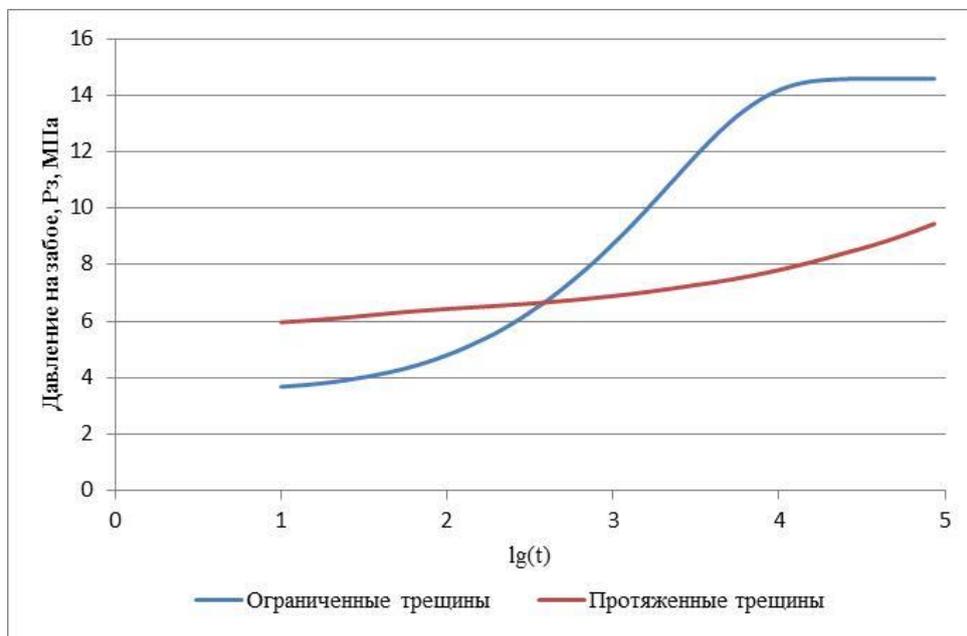


Рисунок 4.30 – Влияние длины трещин на форму КВД

Ограниченные по протяженности трещины, судя по результатам расчета (рис. 4.30), сохраняют запас энергии давления в пласте. Протяженные же трещины способствуют более быстрому раздренированию элемента пласта.

4.10 Линейный и билинейный фильтрационные потоки

Чаще всего тип коллектора определяется по результатам гидродинамических исследований. Ранее было рассмотрено достаточно большое количество классификаций, характеризующих преобладающую роль либо трещин, либо совместную работу как матричных блоков, так и трещин. Как правило, линейный фильтрационный поток определяет преобладающую роль трещин при фильтрации углеводородов.

На практике в ходе гидродинамического моделирования, трещиноватые пласты часто можно описать с помощью модели Уоррена и

Рута (Warren and Root, 1962). В этой модели флюиды приурочены к блокам матрицы, обладающим сравнительно высокой пористостью и сравнительно низкой проницаемостью. Приток флюидов к скважине берет свое начало в блоках матрицы, из которых они поступают в окружающие их трещины. Благодаря высокой проницаемости трещин флюиды из них могут, в свою очередь, поступать в ствол скважины, покрывая при этом большие расстояния.

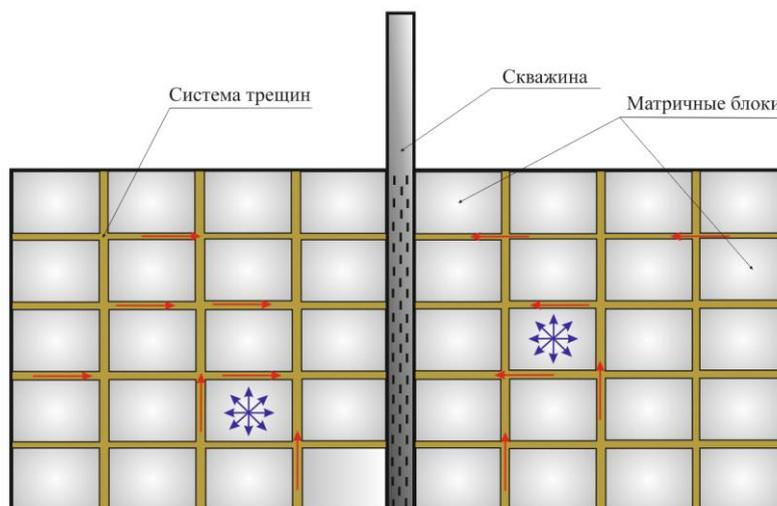


Рисунок 4.31 – Модель естественно трещиноватого пласта Уоррена и Рута (Warren and Root, 1962)

Но как уже отмечалось ранее, данная постановка задачи не позволяет выявить билинейный фильтрационный поток, характерный для трещиновато-пористых коллекторов, когда приток к скважине одновременно идет как по трещинам, так и из матричных блоков. Разработанная же компьютерная программа позволяет выявить как линейный, так и билинейный фильтрационные потоки. Схематично представим следующие модели пластов (рис. 4.32-4.33).

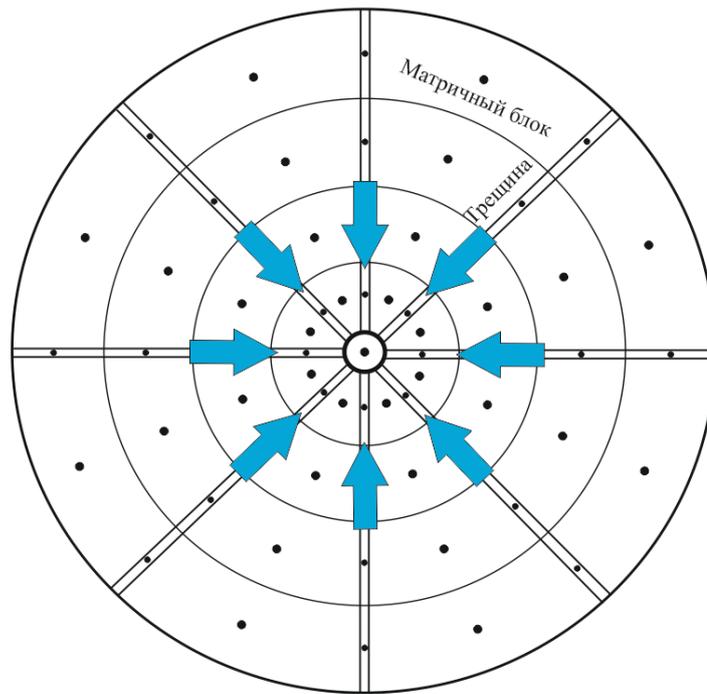


Рисунок 4.32 – Выявление линейного фильтрационного потока

Как видно из представленного рисунка, движение флюида идет только по трещинам. Подпитка трещин осуществляется на контуре пласта. Для выявления типа фильтрационного потока построим диагностический график (рис. 4.33).

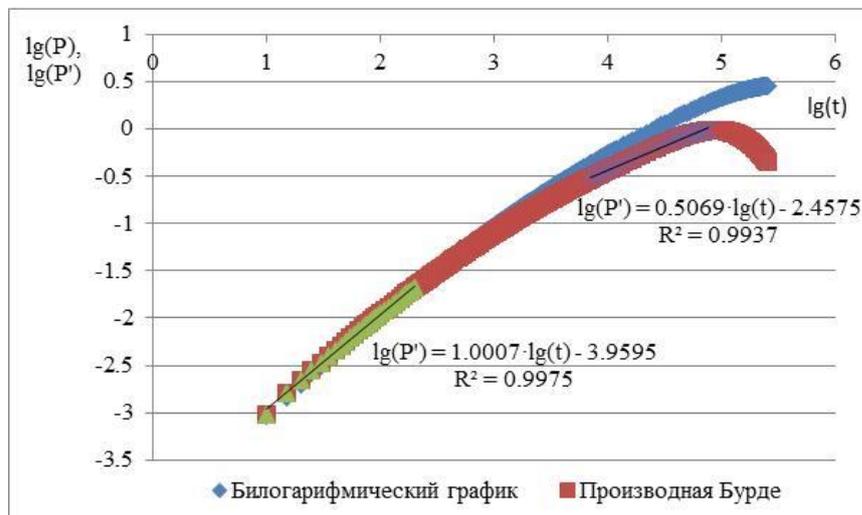


Рисунок 4.33 – Диагностический график

Аналогично представим результаты расчета без учета влияния ствола скважины (рис. 4.34).

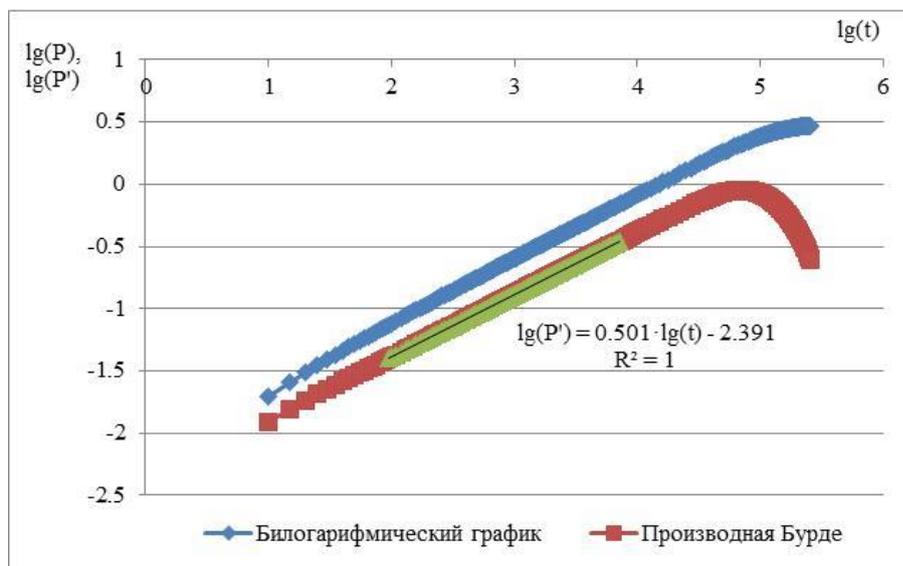


Рисунок 4.34 – Диагностический график

Проанализировав полученные кривые, приходим к выводу, что фильтрация преимущественно идет по трещинам, что подтверждает коэффициент угла наклона производной Бурде, равный 0,5, характеризующий линейный фильтрационный поток.

Для билинейного же режима фильтрации характерно движение к скважине как по матричным блокам, так и по трещинам. Разработанная модель позволяет выявить и билинейный поток, характерный для трещиновато-пористых коллекторов (рис. 4.35).

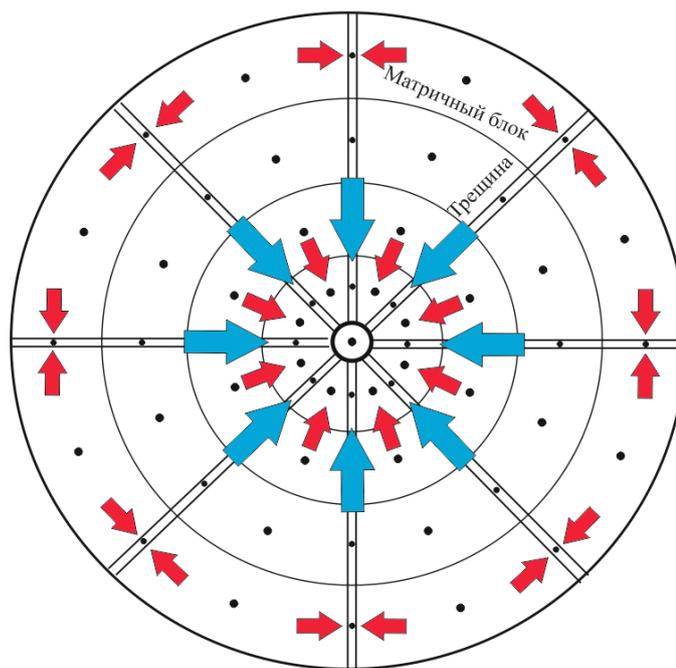


Рисунок 4.35 – Выявление билинейного фильтрационного потока

Как видно из рисунка, при данном фильтрационном потоке приток к скважине идет как по трещинам, так и по матричным блокам. Трещины подпитываются из матричных блоков на всем протяжении простираения трещин. Для того, чтобы выявить описанные выше фильтрационные потоки, были проведены следующие численные эксперименты (рис. 4.36).

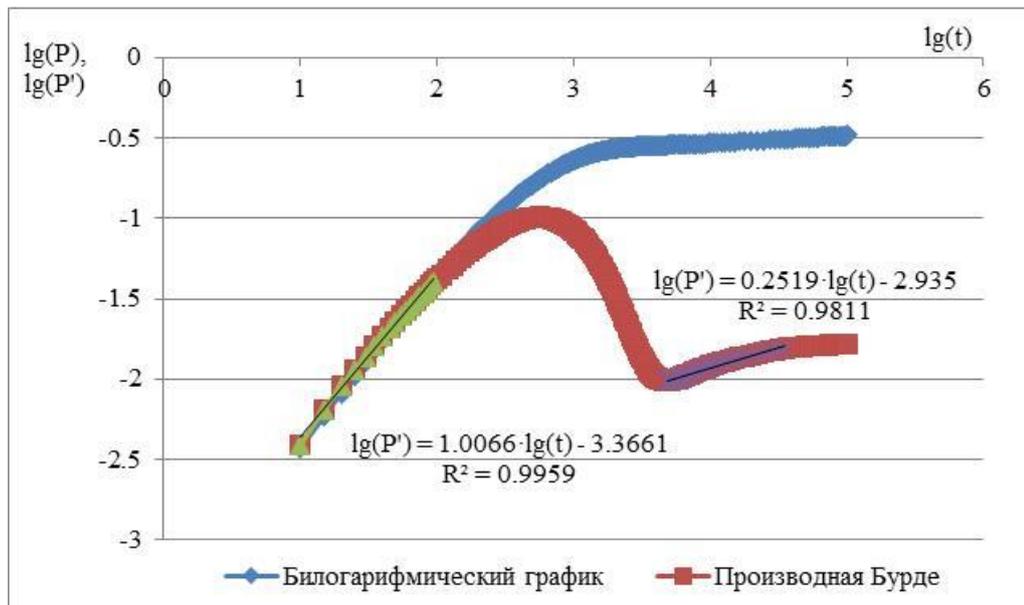


Рисунок 4.36 – Диагностический график

Аналогично без учета ствола скважины (рис. 4.37).

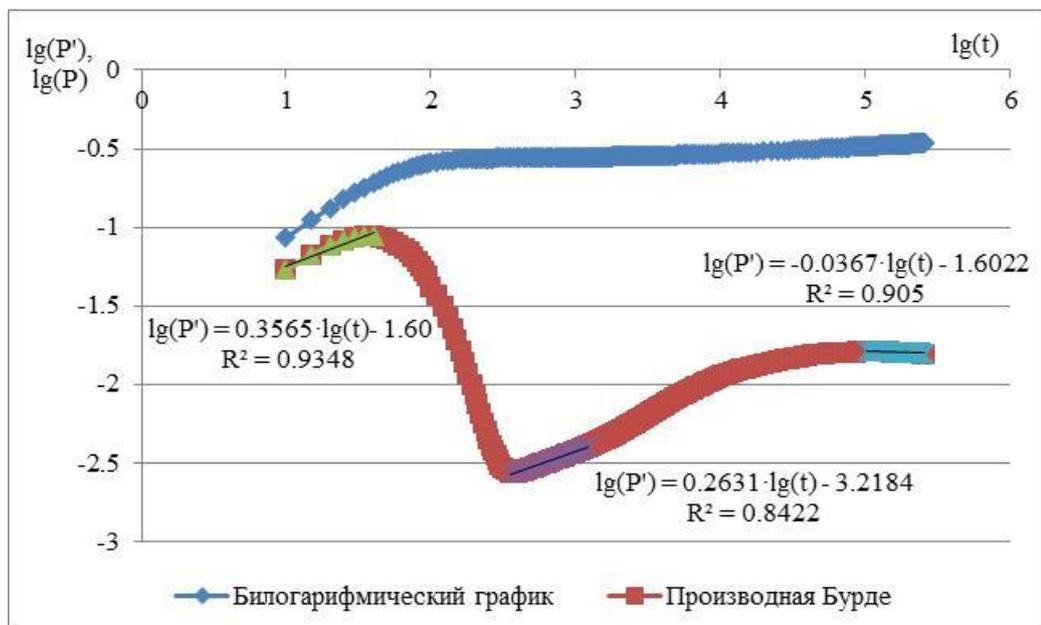


Рисунок 4.37 – Диагностический график без учета влияния ствола скважины

Как видно из представленных рисунков, ствол скважины скрывает начальный участок работы продуктивного пласта. Установка же пакера на

забое скважины позволяет установить начальный тип фильтрационного потока. Анализируя рисунок 4.37, приходим к выводу, что в начальный момент активнее работают трещины и по мере их истощения подключается матричная зона пласта, подпитывая трещины. Таким образом, реализованная модель скважины легко позволяет диагностировать как линейный, так и билинейный фильтрационный поток, характерный для трещиновато-пористых коллекторов.

4.11 Влияние интерференции скважин на результаты ГДИС

Гидродинамические исследования скважин также возможно использовать при изучении влияния работающих скважин друг на друга, для изучения межскважинного пространства – так называемого гидропрослушивания пластов. Целью представляемых ниже результатов исследований является изучение реакции от возмущения одной из скважин (рис. 4.38).

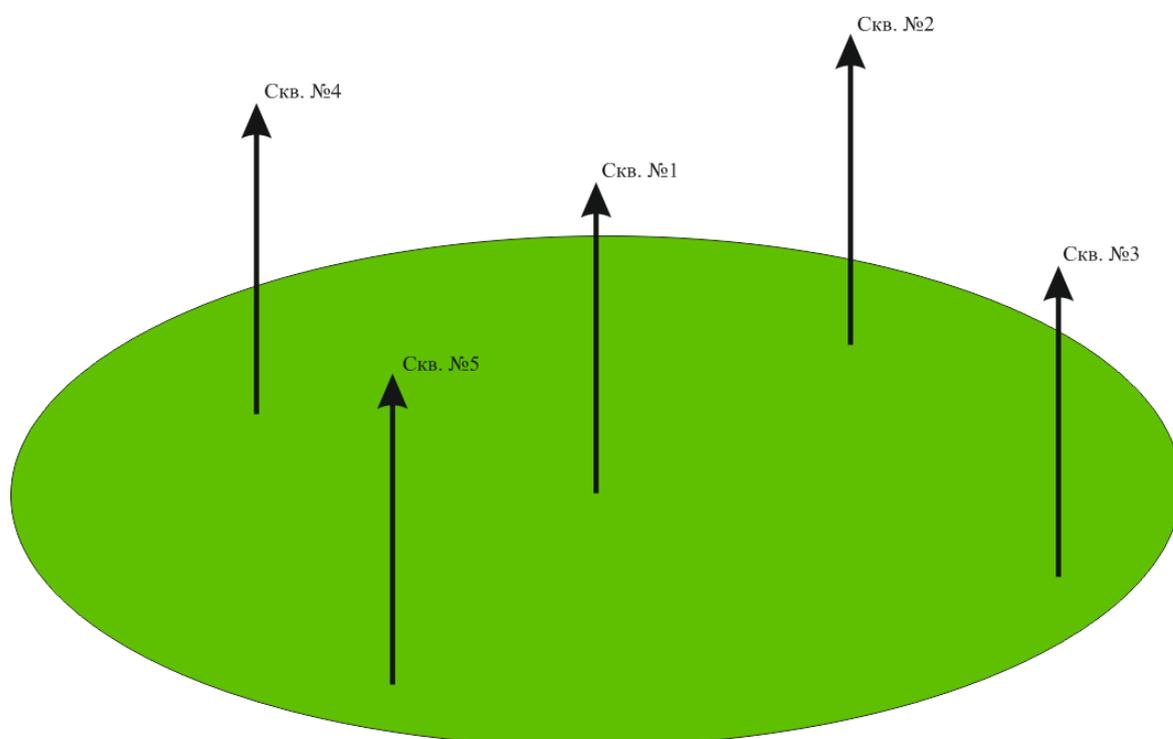


Рисунок 4.38 – Расположение скважин на площади

Рассмотрен следующий эксперимент на разработанной модели пласта. Был смоделирован элемент пласта с одной работающей скважиной. Через определенное время скважина была остановлена на запись КВД. Далее одновременно были запущены три скважины, одна из которых также была остановлена на запись КВД. В результате были получены следующие зависимости (рис. 4.39).

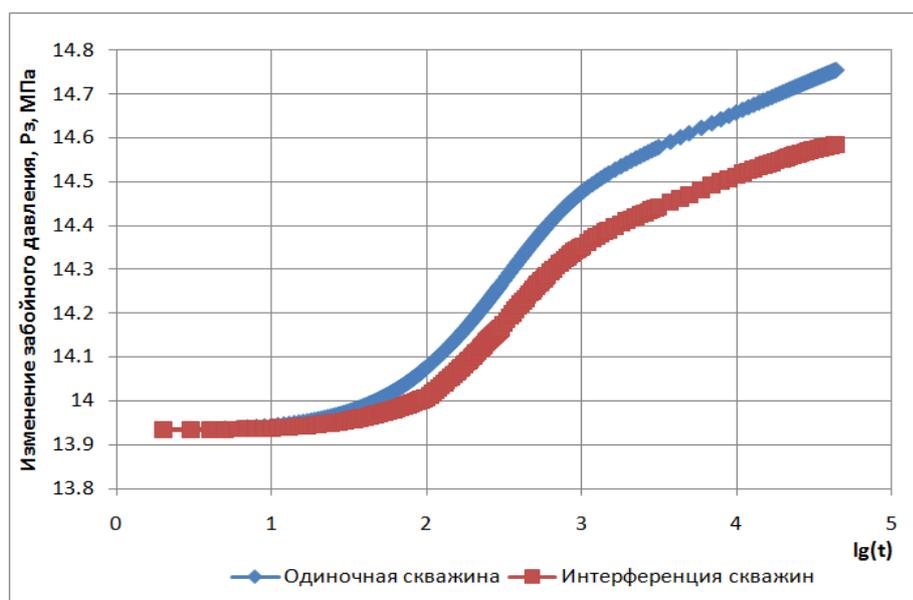


Рисунок 4.39 – Влияние работающих скважин на гидродинамические исследования

Как видно из данного рисунка, по форме КВД можно судить о том, имеется ли взаимосвязь между работающими скважинами или нет. По результатам данных экспериментов видно, что соседние скважины оказывают заметное влияние на работающую скважину, что отражается на форме кривой восстановления давления остановленной скважины.

4.12 Моделирование горизонтальной скважины, дренирующей трещиновато-пористый коллектор

Разработка месторождений системой горизонтальных скважин одна из наиболее активно развивающихся технологий. При вертикальном положении скважины существует ограничение притока флюида, возникающее при

радиальном течении. При бурении горизонтальных скважин площадь контакта скважины с продуктивным пластом значительно возрастает. Зачастую одна горизонтальная скважина может заменить собой несколько вертикальных, несмотря на стоимость ее бурения и заканчивания. Таким образом, когда применение традиционных вертикальных скважин неэффективно, горизонтальные скважины обеспечивают рентабельность добычи [18].

Особенно актуальным является использование горизонтальных скважин в трещиновато-пористых коллекторах. Соответственно скважина может как пересекать трещины, так и проходить рядом с трещиной, как это продемонстрировано на рис. 4.40.

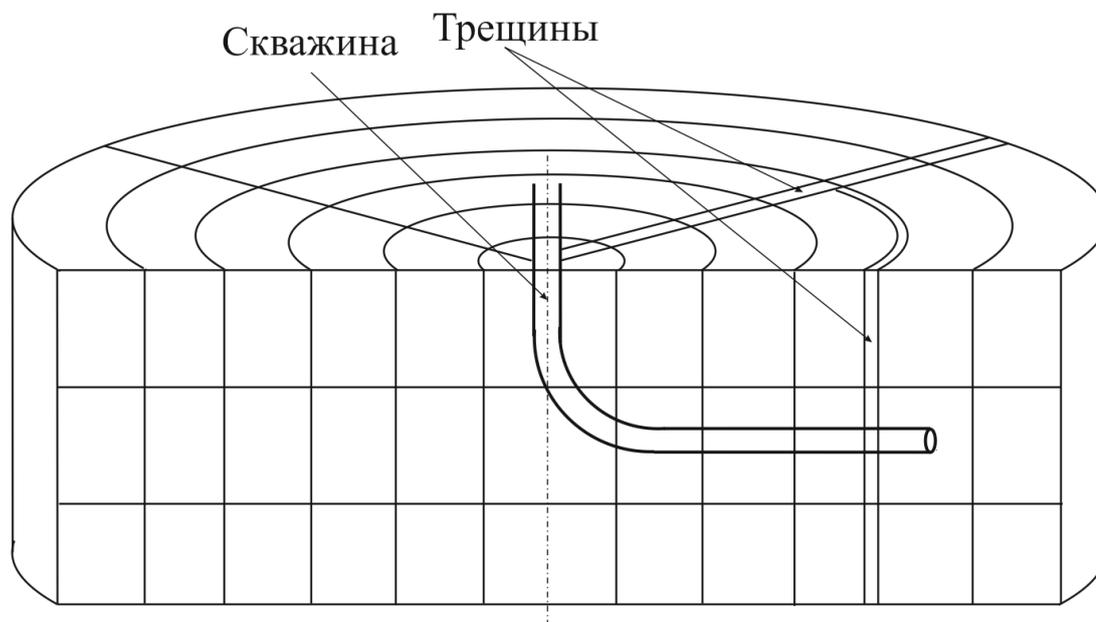


Рисунок 4.40 – Принципиальная схема горизонтальной скважины

Разработанная математическая модель позволяет с легкостью моделировать горизонтальную скважину. Исходные данные представлены в таблице 4.6. Скважина является газовой.

Таблица 4.6 – Исходные данные, необходимые для моделирования

Параметр	Единицы измерения	Значение
Давление в сборной сети	МПа	0,5
Радиус сборной сети	м	0,1
Длина шлейфа	м	250
Ограничение по дебиту	тыс. м ³ /сут	180
Глубина скважины	м	1500
Радиус скважины	м	0,1
Время эксплуатации скважины	сут	20
Шаг по времени	сут	0,1
Время закрытия скважины	сут	19
Интервал записи КВД	м	1510
Начальное пластовое давление	МПа	15
Радиус контура питания	м	1500
Толщина пласта	м	22
Количество ячеек по радиусу		30
Количество ячеек по углу		6
Количество ячеек по высоте		3
Раскрытость трещин	мм	0,005
Коэффициент пористости матричных блоков	%	25
Коэффициент пористости трещинных блоков	%	60

Зависимость физических свойств от давления представлена на рис.

4.41.

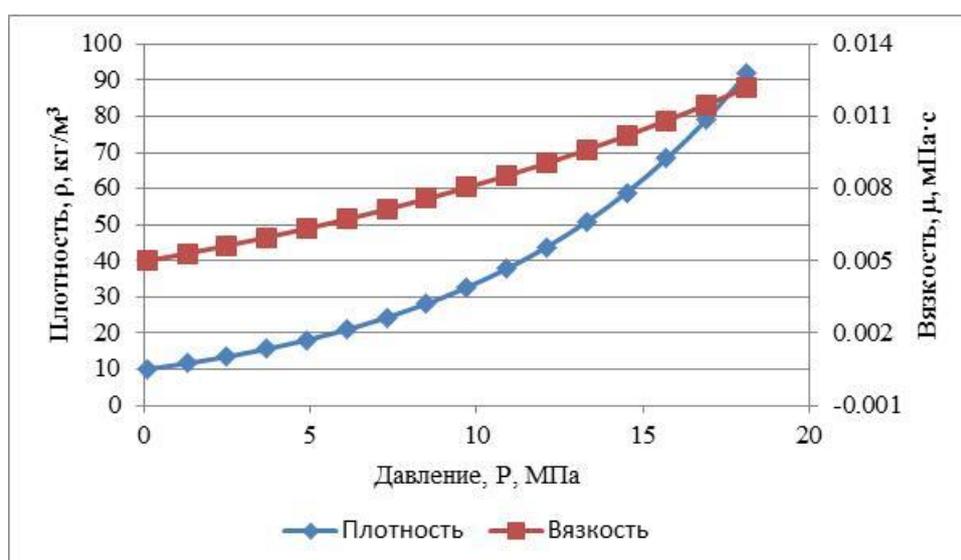


Рисунок 4.41 – Зависимость физических свойств

Таким образом, представим следующие результаты расчета (рис. 4.42-4.43).

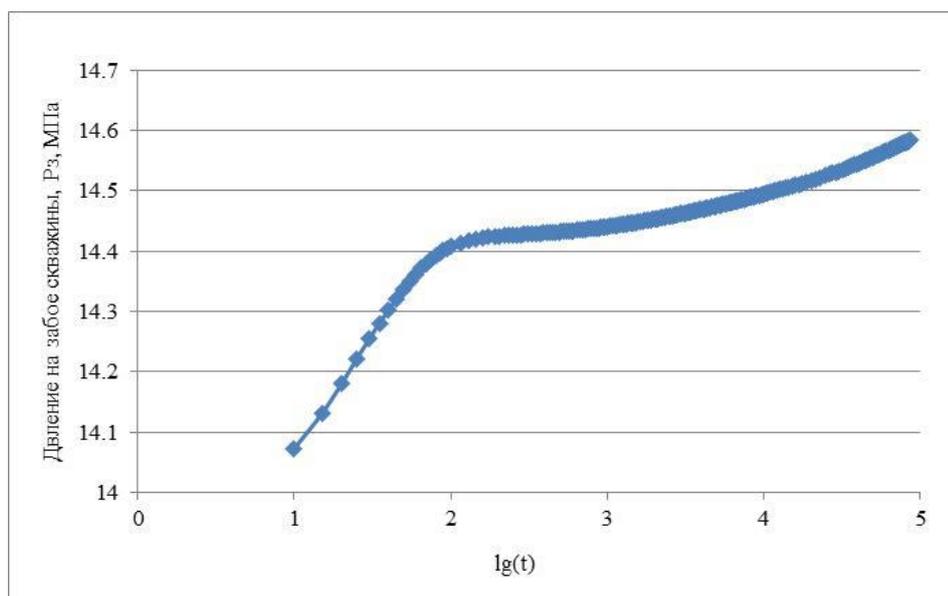


Рисунок 4.42 – Кривая восстановления давления в полулогарифмических координатах

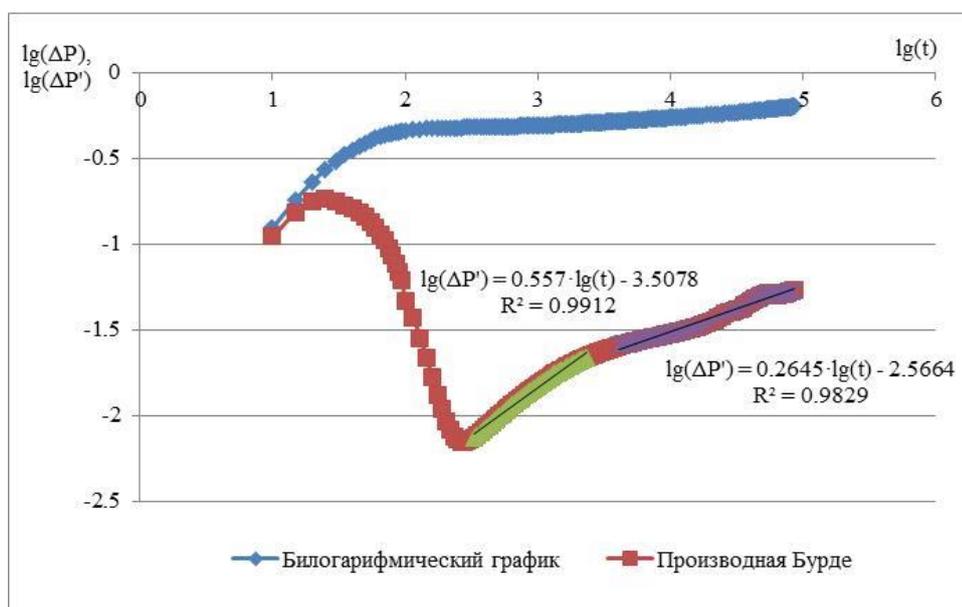


Рисунок 4.43 – Диагностический график притока к горизонтальной скважине

Как видно из диагностических графиков, в частности, анализируя производную Бурде, установлено, что с момента остановки скважины происходит перераспределение давления по длине ствола скважины. Таким образом, преобладает линейный фильтрационный поток. В дальнейшем по мере снижения давления в конце горизонтального участка скважины, происходит подключение матричных блоков, обеспечивающих подпитку

скважины, о чем свидетельствует коэффициент угла наклона производной билогарифмического графика, близкий к 0,25, характеризующего билинейный фильтрационный поток. Таким образом, очевидна сложность и актуальность совершенствования методик интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин, дренирующих трещиновато-пористые коллектора.

4.13 Влияние гидроразрыва пласта на технологические показатели разработки

В настоящее время гидроразрыв пласта активно применяется практически на многих нефтяных и газовых месторождений. Образованные трещины в результате разрыва пласта обеспечивают дополнительные пути фильтрации к скважине. Гидравлический разрыв пласта обеспечивает искусственную трещиноватость продуктивного пласта. Сущность технологии заключается в закачке рабочего и агента и расклинивающего материала. Дизайн трещин ГРП может быть весьма различным. Как правило, в качестве рабочего агента выступает вода. Закачав воду под высоким давлением для создания искусственной трещиноватости, она попадает в матричные блоки, и в результате ухудшает их проницаемость. Протяженность трещин и проникновение расклинивающего материала вглубь пласта может варьироваться в широких пределах. В данной работе на основе численных экспериментов представим скважину до проведения ГРП и после на основе разработанной математической модели. Расчеты были произведены для вертикальной скважины. Воспользуемся данными представлены в таблице 4.6. и физическими свойствами флюида, представленными на рис. 4.41.

Результаты расчета до и после ГРП представлены на рис. 4.44

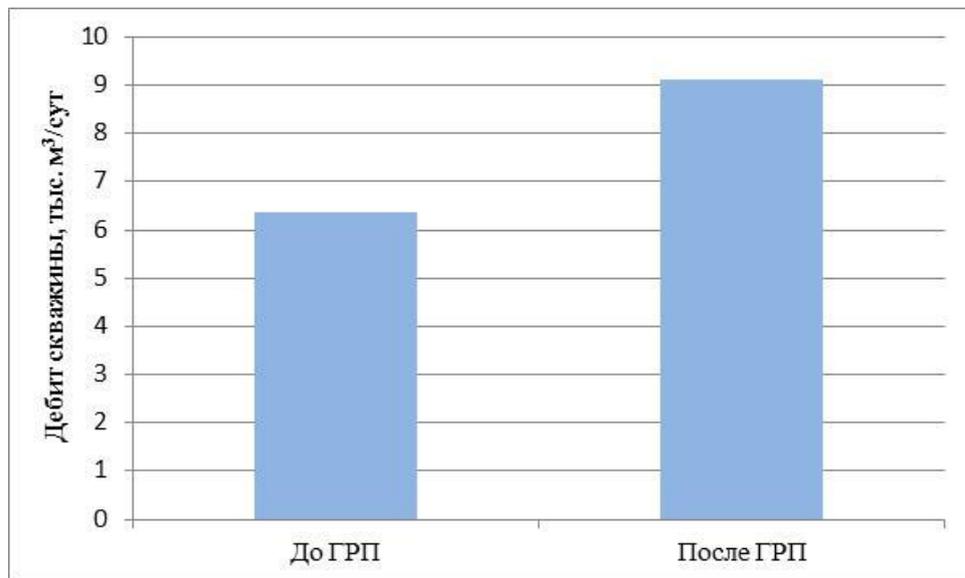


Рисунок 4.44 – Влияние искусственной трещиноватости на производительность скважины

Как видно из представленного рисунка, несмотря на то, что рабочий агент загрязняет призабойную зону пласта, но обеспечив определенную раскрытость и проницаемость трещин, позволяет повысить производительность добывающих скважин. Таким образом, разработанная математическая модель скважины показывают свою универсальность как в области интерпретации гидродинамических исследований, так и при создании дизайна искусственной трещиноватости.

4.14 Адаптация математической модели скважины по результатам исследований скважины №70 Печорокожвинского месторождения

Печорокожвинское нефтегазоконденсатное месторождение находится на территории Печорского района Республики Коми в 14 км к северу от г. Печоры.

Скважиной №70 была открыта газовая залежь в карбонатных отложениях башкирско-серпуховского возраста ($C_{1s}-C_{2b}$). При опробовании данной скважины был получен промышленный приток газа дебитом 299,4 м³/сут через 22 мм диафрагму.

Пористость пород определялась по керну. Подняты в основном плотные разности карбонатных пород. Также был произведен комплекс ГИС. Результаты представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Данные по исследованиям скважины

Методы исследования	Наименование характеристик	Параметры пласта	
		Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Открытая пористость, %
Лабораторные исследования	Количество скважин	2	3
	Количество определений	35	58
	Среднее значение	68,6	15,7
	Интервал изменения	0,145-324,5	6-28
Геофизические исследования	Количество скважин	1	6
	Количество определений	-	101
	Среднее значение		15,4
	Интервал изменения		6,32-33,6

По геофизическим исследованиям была определена только пористость. Таким образом, для более полного изучения параметров пласта были проведены гидродинамические исследования как на стационарных, так и на нестационарных режимах фильтрации.

Для того чтобы интерпретировать результаты ГДИС, необходимы следующие исходные данные (табл. 4.8).

Таблица 4.8 – Исходные данные по скважине Печорокожвинского месторождения

Наименование	Среднее значение по пласту
Начальное пластовое давление, МПа	7,02
Давление на устье, МПа	6,5
Площадь газоносности, тыс. м ²	4075
Газонасыщенная толщина, м	19,9

Пластовое давление на глубине 649 м составило 7,02 МПа. Зависимости физических свойств от давления, представлены на следующем графике (рис. 4.45).

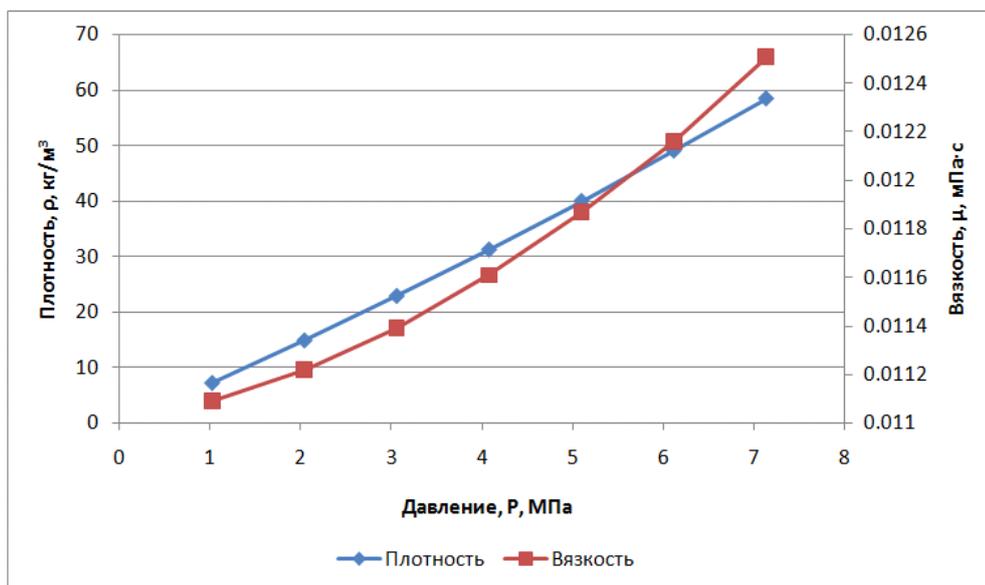


Рисунок 4.45 – Зависимость физических свойств от давления

Данные зависимости были получены лабораторным путем. Функции плотности и вязкости зависят только от давления, что обусловлено изотермической фильтрацией в продуктивном пласте.

По итогам исследования скважины на стационарных режимах фильтрации была получена следующая индикаторная диаграмма. Так как скважина является газовой, индикаторная диаграмма строится в следующих координатах (рис. 4.46)

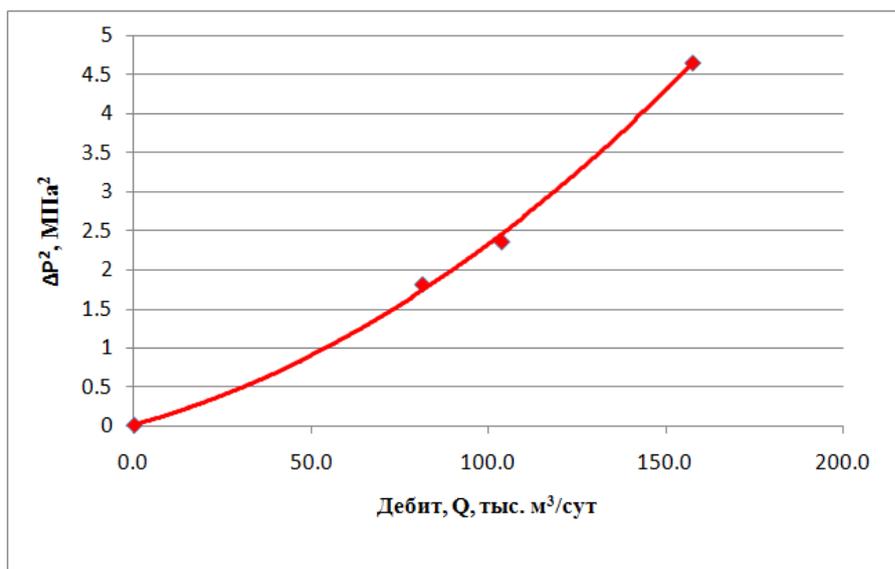


Рисунок 4.46 – Индикаторная диаграмма

Испытания проводились на трех режимах с возрастанием. Как видно из рисунка 4.46 происходит отклонение от линейного закона фильтрации, что

характерно для газовых скважин. Интерпретация таких кривых производится с помощью двучленного закона фильтрации Е.М. Минского

$$\frac{\partial p}{\partial r} = -\left(\frac{\mu}{k}v + \frac{\rho}{l}v|v|\right), \quad (4.9)$$

где p – давление, МПа;

r – координата по радиусу, м;

μ – вязкость флюида, мПа·с;

k – проницаемость, мкм²;

ρ – плотность флюида, кг/м³;

v – скорость фильтрации, м/с;

l – коэффициент макрошероховатости породы, м.

Аналитические модели для интерпретации результатов гидродинамических исследований просты в реализации, но имеют ряд существенных допущений и ограничений. В настоящее время в связи с бурным развитием вычислительной техники численные модели приобретают все больший практический интерес. В частности, такие модели позволяют соблюсти полное физическое подобие процесса. Таким образом, представим следующую схему (рис. 4.47).

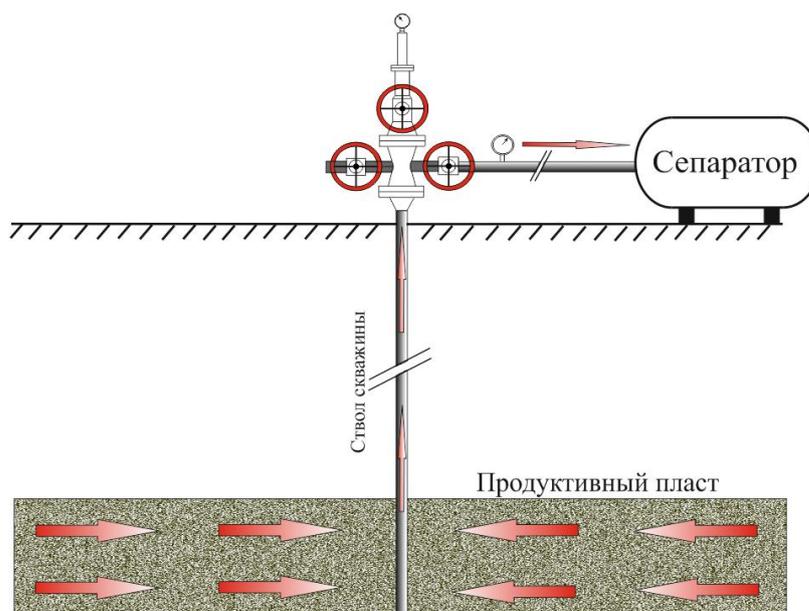


Рисунок 4.47 – Принципиальная схема «Пласт-скважина-шлейф»

На рис. 4.47 стрелками указано направление движения флюида. Как видно из данной схемы на забойное давление влияет масса факторов, обусловленных как движением по стволу скважины, так и по шлейфу до сепаратора [44]. Таким образом, создание такой математической модели позволит преодолеть сложные реальные ситуации. В частности, это касается исследований скважин на стационарных режимах фильтрации. При данных исследованиях необходимо воспроизвести несколько режимов установившейся фильтрации. Как известно, дебит во время эксплуатации на определенном режиме не является постоянным. Данный процесс возможно смоделировать путем учета дросселирующего устройства. Для этого на устье (между выкидной линией и сепаратором) задается условная проницаемость, имитирующая диафрагму.

Для того чтобы создать численную математическую модель скважины, необходимы следующие исходные данные (табл. 4.9).

Таблица 4.9 – Исходные данные для моделирования скважины № 70 в залежи C_{1s}-C_{2b}

Параметр	Единицы измерения	Значение
Количество ячеек по радиусу		30
Количество ячеек по углу		6
Количество трещин		6
Количество ячеек по вертикали		2
Радиус контура питания	м	2000
Значение угла ячейки	град	60
Раскрытость трещин	мм	1
Высота ячейки по вертикали	м	10
Начальное давление в пласте	МПа	7,02
Начальное давление на устье скважины	МПа	6,5
Давление в шлейфе	МПа	3
Радиус шлейфа	м	0.1
Длина шлейфа	м	500
Ограничение по дебиту	тыс. м ³ /сут	400
Радиус скважины	м	0.1
Время эксплуатации скважины	сут	25
Время закрытия скважины на запись КВД	сут	20
Шаг по времени	сут	1

При интерпретации на установившихся режимах фильтрации модельная кривая достаточно близко описывает фактическую индикаторную кривую (рис. 4.48).

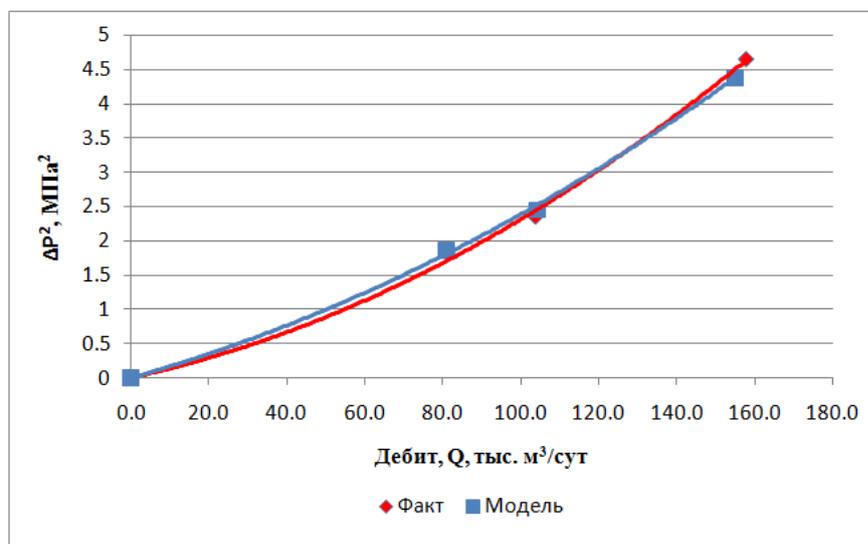


Рисунок 4.48 – Воспроизведение результатов исследований на установившихся режимах фильтрации

Также по данной скважине Печорокожвинского месторождения были проведены исследования на нестационарных режимах фильтрации. После пуска или остановки скважины на ее забое и в окружающих скважинах возникают (в условиях газового режима) длительные процессы перераспределения давления. При помощи самопишущих скважинных манометров можно записать повышение или понижение давления и построить график изменения забойного давления с течением времени – кривую восстановления давления (КВД) [104].

В частности, по рассматриваемой скважине также была проведена адаптация численной математической модели скважины по фактической кривой восстановления давления. Как видно, разработанная численная модель также адекватно описывает фактическую кривую (рис. 4.49).

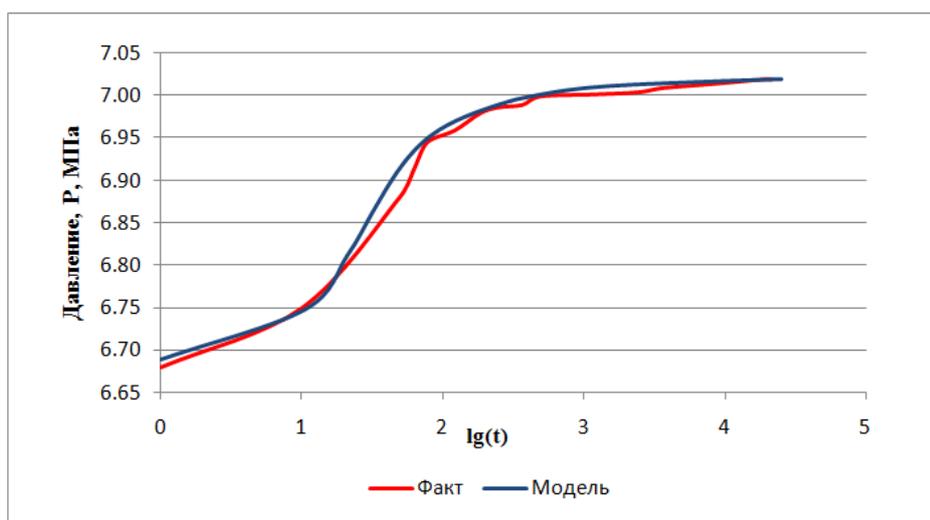


Рисунок 4.49 – Сопоставление фактической и модельной кривой

При адаптации численной математической модели проницаемость матричных блоков принималась по результатам лабораторных исследований при изучении образцов керн. Но при воспроизведении результатов исследования скважины на стационарных режимах оказалось, что модель хорошо воспроизводит исследования только при учете трещинной составляющей.

Таким образом, исходя из адаптированной модели скважины по результатам фактических исследований на стационарных и нестационарных режимах фильтрации были уточнены следующие характеристики пласта (табл. 4.10):

Таблица 4.10 – Результаты расчета

Параметр	Единицы измерения	Значение
Проницаемость матричных блоков	мкм ²	0,069
Проницаемость трещин	мкм ²	0,759
Раскрытость трещин	мм	1,2
Пористость матричных блоков	%	15
Коэффициент макрошероховатости породы	м	10 ⁻⁹
Проницаемость призабойной зоны для матричных блоков	мкм ²	0,045
Проницаемость призабойной зоны для трещинных блоков	мкм ²	0,625

Как видно по результатам расчета, воспроизвести гидродинамические исследования с помощью модели удалось лишь с учетом моделирования

вертикальных трещин. В ходе адаптации было рассчитано несколько десятков вариантов. В результате необходимо сделать вывод, что коллектор Печорокожвинского месторождения является неоднородным, что характерно для карбонатных пород. Поэтому совершенствование методов интерпретации гидродинамических исследований является очень важной задачей и позволит в дальнейшем на стадии проектирования более достоверно прогнозировать технологические показатели разработки месторождения.

4.15 Интерпретация результатов пластоиспытания в открытом стволе скважины №1 Ермоловской площади путем численного моделирования

Роль испытания пластов в настоящее время неуклонно растет, что связано с освоением запасов углеводородов, приуроченных к неоднородным коллекторам. Существует три основных способа проведения гидродинамических исследований скважин [83]:

- исследования скважины на буровых трубах до спуска эксплуатационной колонны;
- испытания скважин на кабеле;
- испытание скважин на приток или на приемистость в скважине со спущенной эксплуатационной колонной.

При испытании пластов на бурильных трубах скважина закрывается на забое с помощью основного клапана пластоиспытателя, который приводится в действие давлением в межтрубном пространстве. Он позволяет закрывать и открывать скважину столько раз, сколько это необходимо. Таким образом, рассмотрим результаты исследования по одной из скважин Ермоловской площади.

Ермоловская площадь расположена в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и приурочена к сакмарскому геологическому горизонту. Тип коллектора – терригенный. Вязкость нефти в пластовых условиях составляет 4,3 мПа·с. Интервал испытания 1002 – 1015 м. Для

испытания скважины применялось испытательное оборудование – ЗПКМ2М «Уралец». Компоновка бурового инструмента из СБТ диаметром 114 мм, толщина стенки $\delta=9,0$ мм представлена в табл. 4.11.

Таблица 4.11 – Компоновка испытательного инструмента (снизу вверх)

Наименование узлов и деталей	Длина, м
Трубы буровые СБТ НЗ-122 МЗ-122	10,5
Переводник НЗ-122 МЗ-121	0,27
Лево-правый переводник	0,57
Фильтр	1,0
Пакер	1,88
Клапан запорно-поворотный ЗПКМ 2М	1,87
Патрубок	1,4
Переводник НЗ-121 МЗ-122	0,28
Трубы буровые СБТ НЗ-122 МЗ-122	12,2
Переводник НЗ-122 МЗ-121	0,23
Циркуляционный клапан	0,27
Переводник НЗ-121 МЗ-122	0,39
Трубы буровые СБТ НЗ-122 МЗ-122	977,6
Заход квадрата	6,54

Глубина установки пакера – 1002,0 м. Для создания планируемой депрессии 50 м бурильных труб долито технической водой, плотностью 1000 кг/м³. Для измерения давления на забое скважины применялось следующее оборудование (табл. 4.12)

Таблица 4.12 – Глубинные манометры

Тип прибора, номер	Место установки	Глубина установки, м
МСУ2-250 № 0713	Над пакером	986,5
МТГ 20М №10	Над пакером	986,7
МС-107 «Микон» № 1305	Под пакером	1005,5
МТГ 25 № 5122	Под пакером	1005,7

Процесс испытания фиксировался скважинными электронными и геликсными манометрами. Полная компоновка испытательного инструмента представлена на рис. 4.50.

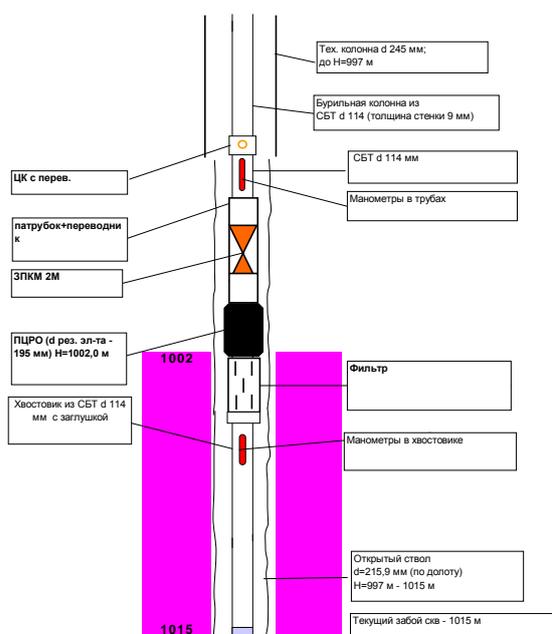


Рисунок 4.50 – Компоновка испытательного инструмента

Испытание было проведено в 2 цикла:

- продолжительность первого открытого периода (ОП1)–33 мин (по записи манометров);
- продолжительность первого закрытого периода (ЗП1)– 30 мин (по записи манометров);
- продолжительность второго открытого периода (ОП2)–135мин (по записи манометров);
- продолжительность второго закрытого периода (ЗП2)–108 мин (по записи манометров).

Объем притока, начальная и средняя депрессии рассчитаны по показаниям манометра, расположенного над пакером в трубах (МТГ-20М № 10 Н=986,7 м) и их значения (начальной и средней депрессии) пересчитаны на глубину манометра, расположенного под пакером (МС-107 № 1305 Н=1005,5 м); значение пластового давления и параметры пласта рассчитаны по показаниям манометра, установленного под пакером.

Таким образом, для реализации численной модели потребовались следующие исходные данные (табл. 4.13).

Таблица 4.13 – Исходные данные для моделирования скважины № 1 Ермоловского месторождения

Параметр	Единицы измерения	Значение
Количество ячеек по радиусу		30
Количество ячеек по углу		6
Количество ячеек по вертикали		1
Радиус контура питания	м	1000
Значение угла ячейки	град	60
Раскрытость трещин	мм	1
Высота ячейки по вертикали	м	13
Начальное давление в пласте	МПа	10
Радиус скважины	м	0.1
Время эксплуатации скважины	мин	150
Время закрытия скважины на запись КВД	мин	30
Шаг по времени	мин	5
Погрешность расчета ньютоновских итераций		10^{-6}
Погрешность расчета солвера		10^{-5}

В качестве закона фильтрации был выбран линейный закон фильтрации (Дарси). Также опционально в программе возможно задание нелинейных законов фильтрации.

Адаптация математической модели проводилась по кривой восстановления давления по второму закрытому периоду. Результаты расчета представлены на следующем графике (рис. 4.51).

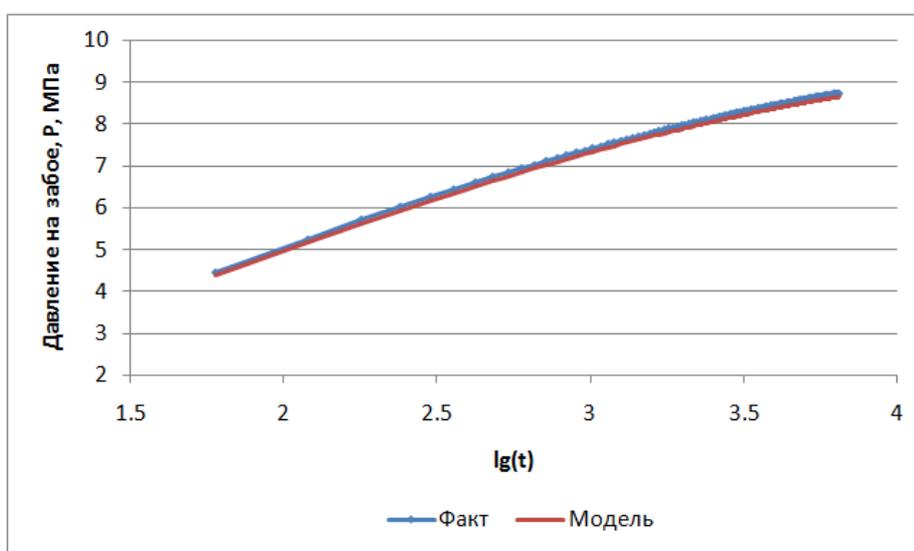


Рисунок 4.51 – Воспроизведение результатов исследований

Как видно из рисунка, модельная кривая достаточно адекватно описывает фактическую кривую. Фактическая кривая имеет нестандартный вид для кривых восстановления давления. В ходе воспроизведения результатов исследования было проведено несколько десятков численных экспериментов. Таким образом, были уточнены коллекторские свойства продуктивного пласта Ермоловской площади. Адаптация проводилась путем подбора коэффициента абсолютной проницаемости и раскрытости трещин.

Наилучшим образом адаптировать модель удалось при помощи учета трещинной составляющей. Трещиновато-пористым коллекторам в течение последних двух десятилетий уделяется достаточно большое внимание, так доля запасов углеводородов в данных коллекторах достаточно высока. В свою очередь это дает толчок для развития привлекательных методов обработки гидродинамических исследований скважин, позволяющих идентифицировать тип фильтрационного потока, характерный для трещиноватых коллекторов.

Таким образом, результаты адаптации представлены в следующей таблице (табл. 4.14).

Таблица 4.14 – Результаты адаптации

Параметр	Единицы измерения	Значение
Проницаемость матричных блоков	мкм ²	0,0039
Проницаемость трещин	мкм ²	0,8
Раскрытость трещин	мм	0,13
Пористость матричных блоков	%	30

Как видно, проницаемость трещин намного выше проницаемости матричных блоков. Таким образом, нестандартный вид кривой восстановления давления связан со слабой проницаемостью матричных зон коллектора Ермоловской площади.

Также разработанная численная математическая модель скважины позволила выявить линейный фильтрационный поток, характерный для трещиноватых коллекторов (рис. 4.52).

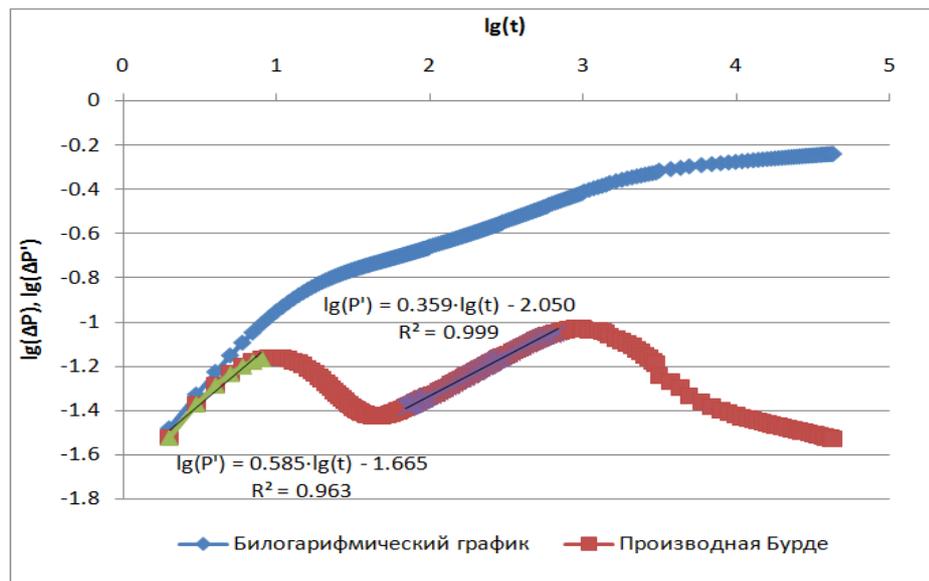


Рисунок 4.52 – Теоретический диагностический график

Как видно из рисунка, коэффициент угла наклона кривой близок к 0,5, что соответствует линейному фильтрационному потоку. Данный тип фильтрационного потока связан с наличием трещин в продуктивном пласте Ермоловской площади. Производная билогарифмической кривой имеет определенные перегибы, что соответствует конкретному типу фильтрационного потока. В начальный момент времени существенна роль трещин, которые служат основными путями фильтрации. В дальнейшем матричные блоки вовлекаются в процесс фильтрации и начинают подпитку трещин.

Учет трещиноватой составляющей в модели выявил особенности фильтрации в трещиноватом коллекторе. Представленный выше инструмент предназначен для повышения качества интерпретации результатов промысловых исследований скважин, дренирующих трещиновато-пористые коллектора, позволяющий в дальнейшем на стадии проектирования корректно определить технологические показатели разработки Ермоловской площади.

4.16 Адаптация математической модели скважины по результатам гидродинамических исследований скважины №1988 Усинского месторождения

Крупнейшее на севере Европейской части Усинское месторождение приурочено к одноименной асимметричной антиклинальной структуре, осложняющей южную оконечность Колвинского мегавала Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и расположено в нижнем течении р. Усы и р. Колвы.

К характерным особенностям геолого-физической характеристики пермо-карбоновой залежи относятся:

- высокая вязкость пластовой нефти (710 мПа·с);
- большая глубина залегания для залежей с таким типом нефтей (в интервале глубин 1000 - 1500 м);
- крайне неоднородное строение карбонатного коллектора, проявляющееся в высокой расчлененности разреза. По описанию керна для пород пермо-карбонового резервуара, кроме межзерновых пор, характерно наличие большого числа трещин, каверн, карстовых полостей и стилолитов.

Залежь сводовая, массивно-пластового типа, подстилается подошвенной водой, этаж нефтеносности – до 350 м. Размеры залежи- 16x8,5 км. В разрезе залежи выделено 13 продуктивных пачек, объединенных в три эксплуатационных объекта (табл. 4.15).

Средняя пористость (по керну) - 18,2 %, коэффициент гранулярности - 0,394. Начальные балансовые запасы нефти - 733,5 млн.т [92].

Таблица 4.15 – Геолого-физическая характеристика месторождения

Параметры	Единицы измерения	Объекты разработки			в целом
		I	II	III	
Средняя глубина залегания	м	1382,1	1260	1197,7	1260,0
Тип залежи		Сводовая массивная			
Тип коллектора		Трещинно-кавернозно-поровый			
Средняя общая толщина	м	167,14	77,09	47,45	285,2
Средняя нефтенасыщенная толщина	м	28,73	28,05	18,07	51,32
Пористость	%	21	19	20	19,8
Средняя нефтенасыщенность	%	74	79	78	77
Проницаемость по керну	мкм ²	0,044	0,032	0,027	0,034
Начальное пластовое давление	МПа	13,5	12,4	11,9	12,4
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	860	710	607	710
Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м ³	945	933	923	933

Изученный разрез пермокарбоновой толщи характеризуется трещиноватостью и стилолитизацией. Трещины (открытые и заполненные минеральным веществом) преимущественно вертикальные, образуют две взаимно перпендикулярные системы. Иногда они группируются в три, а в отдельных интервалах - в четыре системы. Две взаимно перпендикулярные системы трещин являются сквозными для всего разреза.

Трещиноватость отдельных интервалов разреза усиливается появлением собственно тектонических трещин. Эти трещины не ограничиваются контактами элементарных "слоев". Они могут рассекать 2-3 слоя.

В рамках данной работы следует отдельно остановиться на некоторых особенностях фильтрации высоковязких нефтей в пористой среде. Эти особенности обусловлены тем, что на процесс фильтрации существенное влияние оказывают релаксационные свойства нефтей, которые заключаются в том, что происходит запаздывание изменения касательных напряжений по отношению к изменению скорости сдвига [93]. Главная особенность таких нефтей – возникновение нормальных напряжений при сдвиговом течении, обусловленных упругими свойствами высоковязких нефтей.

При движении через систему сужающихся и расширяющихся капилляров с малой скоростью эти напряжения, вызванные деформацией жидкости, успевают релаксировать и по сравнению с вязким сопротивлением ими можно пренебречь. При увеличении же скорости движения упругие силы не успевают релаксировать, в связи с чем общее сопротивление движению жидкости или ее вязкость возрастают.

Многолетняя практика эксплуатации месторождения, особенно аномально высокие вступительные и общие дебиты скважин, пересекающих сильнотрещиноватые зоны и связанные с ними высокопористо-кавернозные участки разреза пермо-карбонного массива, показывают, что проводимость трещин отрыва и скола, видимо, в десятки и сотни раз превышает проницаемость пор и микротрещин.

Поэтому основной проблемой, связанной с разработкой крайне неоднородных коллекторов, подобных продуктивным отложениям Усинского месторождения, является вовлечение в активную разработку микропористых коллекторов, содержащих основные запасы нефти.

В работе представляются результаты промысловых исследований одной из скважин пермо-карбонной залежи Усинского месторождения. Данная скважина была исследована на нестационарных режимах фильтрации (табл. 4.16).

Таблица 4.16 – Основные параметры исследования

Скважина №1988	
Продолжительность работы, ч	34
Глубина установки манометра, м	1384
Дебит, м ³ /сут	4,7

Исследование скважины проводилось с помощью эжекторного устройства (УЭГИС), предназначенного для освоения и проведения технологических операций в скважинах при регулируемом забойном давлении, в частности для исследования скважин на стационарных и нестационарных режимах фильтрации. При данном виде исследования ствол

скважины изолируется путем установки пакера для предотвращения влияния ствола скважины на результаты интерпретации гидродинамических исследований скважины.

В разработанной модели учитывается нелинейный закон фильтрации, характерный для месторождений высоковязкой нефти.

$$v = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial r} - G \right),$$

где p – давление; μ – вязкость нефти; k – абсолютная проницаемость, G – предельный градиент сдвига.

Для того чтобы воспроизвести результаты исследований необходимы следующие исходные данные (табл. 4.17)

Таблица 4.17 – Исходные данные для моделирования скважины № 1988

Параметр	Единицы измерения	Значение
Количество ячеек по радиусу		20
Количество ячеек по углу		6
Количество ячеек по вертикали		2
Радиус контура питания	м	500
Значение угла ячейки	град	60
Раскрытость трещин	мм	1
Высота ячейки по вертикали	м	6
Начальное давление в пласте	МПа	13,5
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	710
Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м ³	933
Сжимаемость нефти	10 ⁻⁴ 1/МПа	16
Радиус скважины	м	0.1
Время эксплуатации скважины	сут	0,7
Время закрытия скважины на запись КВД	сут	0,3

При адаптации численной математической модели проницаемость матричных блоков принималась по результатам лабораторных исследований при изучении образцов керна. Но при воспроизведении результатов исследования скважины на нестационарных режимах оказалось, что модель хорошо воспроизводит исследования при учете трещинной составляющей (рис. 4.53 – 4.54).

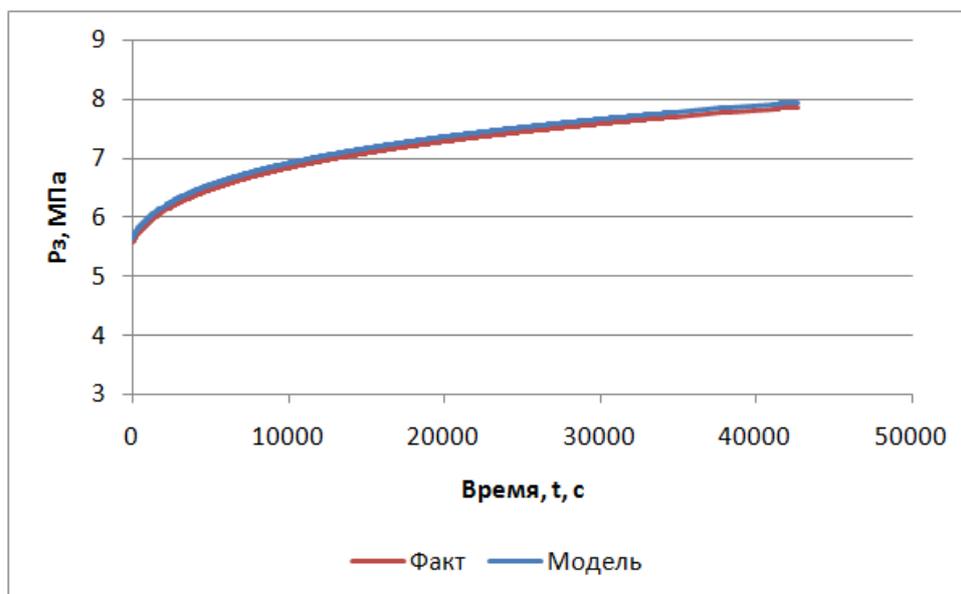


Рисунок 4.53 – Воспроизведение результатов гидродинамических исследований скважины

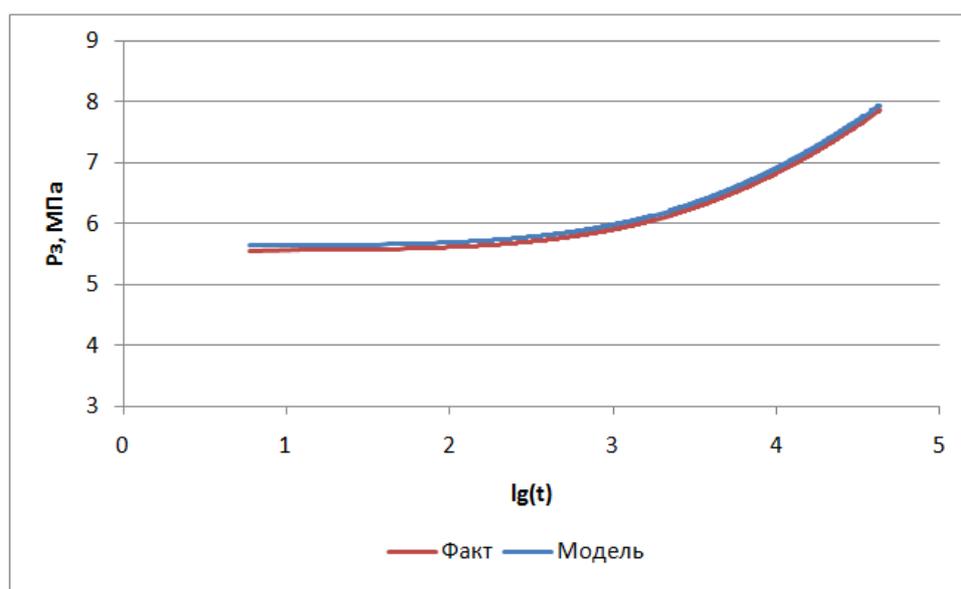


Рисунок 4.54 – Сопоставление промысловых исследований с модельной кривой в полулогарифмических координатах

Таким образом, исходя из адаптированной модели скважины по результатам фактических исследований на нестационарных режимах фильтрации (КВД) были уточнены следующие характеристики пласта (табл. 4.18):

Таблица 4.18 – Результаты расчета

Параметр	Единицы измерения	Значение
Проницаемость матричных блоков	мкм ²	0,044
Проницаемость трещин	мкм ²	1,6
Раскрытость трещин	мм	1,5
Пористость матричных блоков	%	25
Предельный градиент сдвига	МПа/м	0,005

При решении обратной задачи подземной гидромеханики, немаловажным обстоятельством является правильный выбор математической модели, описывающей фильтрацию в неоднородном пласте. В данной работе предпринята попытка создания принципиально новой разностной схемы, учитывающей трещиноватость коллектора, что позволило выявить принципиальные особенности фильтрации в данных коллекторах. Таким образом, появляется возможность определить вид фильтрационного потока, тип коллектора с помощью диагностического графика (рис. 4.55).

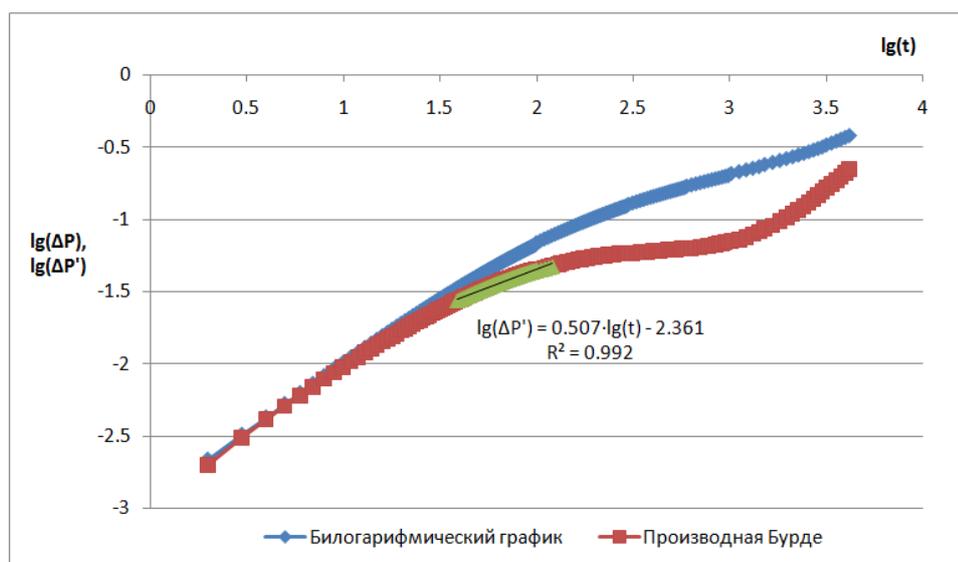


Рисунок 4.55 – Диагностический билигарифмический график

Как видно из рисунка для данного типа коллектора характерен линейный фильтрационный поток, так как для теоретической диагностической кривой коэффициент угла наклона равен 0,5 [7].

На сегодняшний день существует достаточно большое количество коммерческих программных продуктов, ориентированных на исследования скважин. Но, несмотря на это исследователь зачастую сталкивается со

сложными реальными ситуациями, характерные для каждого конкретного месторождения. Особенно актуальным является идентификация вида фильтрационного потока, что в дальнейшем повлияет на прогнозирование технологических показателей разработки. В настоящей работе исследован механизм фильтрации в трещиноватом коллекторе на основе разработанной численной математической модели скважины, учитывающей трещинную составляющую коллектора.

На основе разработанной модели скважины был выявлен линейный фильтрационный поток, уточнены фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения. Таким образом, наличие собственного программного кода позволяет решать широкий спектр научных задач путем учета дополнительных механизмов и особенностей фильтрации уникальных месторождений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении исследований, содержащихся в настоящей работе, получены следующие результаты:

- создана трехмерная математическая модель скважины, дренирующей трещиновато-пористый коллектор в принципиально новой постановке задачи для изучения процессов дренирования флюида в залежи круговой формы, позволяющая более точно рассчитывать фильтрационно-емкостные параметры неоднородных пластов. Оформлено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ;
- на основе разработанной модели выявлены все основные типы фильтрационных потоков, в частности, это линейный и билинейный фильтрационный поток, характерные для трещиновато-пористых коллекторов;
- с помощью разработанной математической модели были воспроизведены результаты промысловых гидродинамических исследований реальных скважин;
- в работе показано, что выбор того или иного закона фильтрации положительно сказывается на результатах адаптации гидродинамических исследований скважин;
- на основе численных экспериментов выявлено, что ствол скважины накладывает определенное влияние, а порой затрудняет идентифицировать режим течения пластового флюида;
- разработанная модель также позволяет проводить интерпретацию результатов гидропрослушивания, таким образом, учитывается интерференция скважин. На основе численных экспериментов выявлено, что реакция от соседних скважин напрямую зависит от фильтрационно-емкостных свойств межскважинного пространства;

- гибкость собственного программного кода позволяет учитывать дополнительные механизмы фильтрации, присущие конкретному, а в некоторых случаях уникальному месторождению углеводородов;
- в работе также установлено, что существуют принципиальные отличия притока углеводородов к стволу вертикальной и горизонтальной скважин. Для горизонтальных скважин, как правило, характерны линейный и билинейный фильтрационные потоки, что подтверждается результатами численных экспериментов;
- представленная постановка фильтрации в трещиновато-пористом коллекторе позволила спрогнозировать гидроразрыв пласта. Установлено, что протяженность образованных трещин напрямую влияет на продуктивность скважины;
- реализованная математическая модель основана на современных численных методиках и наравне с коммерческими гидродинамическими симуляторами позволяет прогнозировать технологические показатели разработки трещиновато-пористых коллекторов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абасов, М.Т., Азимов, З.Х., Джалалов, Г.И., Кулиев, А.М. Определение параметров трещиновато-пористого пласта при фильтрации в нем реального газа // «Докл. АН АзССР». – 1974, 30, № 4. – С. 28-31.
2. Абуталиев, Э.Б., Кутлумуратов, Дж. Математические исследования нестационарной фильтрации в неоднородных пластах. – Нуксус: «Каракалпакстан», 1976. – 232 с.
3. Агзамов, А.А., Хайитов, О.Г. Оценка снижения проницаемости трещиноватого коллектора в процессе разработки месторождения нефти, // Известия вузов. Горный журнал №3, 2010, с. 31-32.
4. Азиз, Х., Сеттари, Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра, 1982. – 406 с.
5. Александров, Р.А., Булыгин, В.Я., Гайфуллин, Р.Р. Исследование двухфазной фильтрации в одно- и многослойных пластах / И др. // В сб. «Числ. методы решения задач фильтрации несжимаемой жидкости». – Новосибирск, 1975. – с. 32-37.
6. Алишаев, М.Г., Розенберг, М.Д., Теслюк, Е.В. Неизотермическая фильтрация при разработке нефтяных месторождений / Под ред. Г.Г. Вахитова – М.:Недра, 1985.
7. Амелин, И.Д., Костюк, Н.Г. Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии. – М.: Недра, 1994. – 308 с.
8. Анализ Динамических Поточков – выпуск 4.10.01 – КАППА 1988-2009
9. Андреев, Д.В., Роль пустотности системы трещин в выработке запасов нефти карбонатных трещиновато-поровых коллекторов, // Нефтепромысловое дело, №6 2011, с.17 – 20.
10. Араманович, И.Г., Левин, В.И., Уравнения математической физики, Серия: «Избранные главы высшей математики для инженеров и студентов втузов», М., 1969 г., 288 с, ил.

11. Байбаков, Н.К., Гарушев А.Р., Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. – 3-е изд., переработанное и доп. – М.: Недра, 1988 – 343 с.: ил.
12. Баренблатт, Г.И. О движении газожидкостных смесей в трещиновато-пористых породах // Изв. АН СССР. Сер. Механика и машиностроение, 1964, №3. – с.47-50.
13. Баренблатт, Г.И., Желтов, Ю.П., Кочина, И.Н. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах // ПММ, т. XXIV, вып. 5, 1960. – с. 852-864.
14. Баренблатт, Г. И., Ентов, В. М., Рыжик, В. М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М., Недра, 1984, 211 с.
15. Басниев, К.С., Дмитриев, Н.М., Каневская, Р.Д., Максимов, В.М. Подземная гидромеханика. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 488 с.
16. Басниев, К.С., Власов, А.М., Кочина, И.Н., Максимов, В.М. Подземная гидравлика: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1986, 303 с.
17. Басниев, К.С., Дмитриев, Н.М., Розенберг, Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика: Учебное пособие для вузов. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. 544 с.
18. Батлер, Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов, перевод с английского А.А. Козин, под. ред. М.Н. Кравченко. Библиотека нефтяного инжиниринга.
19. Блехман, В., Кренов, М., Шмарьян, Л., Призжев, И., Методика моделирования терригенных коллекторов в Западной Сибири // Научно-технический журнал Технологии ТЭК, №6, 2007, с. 7-11.
20. Богданович, Т.И., Совершенствование методики прогнозирования разработки залежей углеводородов с трещиновато-пористыми коллекторами [Текст]: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 – Ухта: УГТУ, 2004 – 157 с. – Библиогр.: с. 148 – 157.

месторождения: Автореферат дис. канд. техн. наук. – Ижевск. гос. техн. ун-т, Ижевск 2000. – 20 с.

30. Васильев В.В. Механизм извлечения нефти из трещиноватых пород-коллекторов. – Ижевск: Ижев. гос. техн. ун-тб 1992. – 30 с.

31. Владимирова, И.В., Давлетова, Л.У., Магзянов, И.А., К вопросу об интенсивности заводнения трещиновато-поровых коллекторов // Нефтепромысловое дело, №3, 2013, с. 38-42 с.

32. Волков, Е.А. Численные методы: Учеб. пособие для вузов. – 2-е изд., испр. – М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1987. – 248 с.

33. Волков, И. А., К вопросу об упругом режиме фильтрации в трещиновато-пористой среде.— В кн.: Исследования по математической и экспериментальной физике и механике. Л., 1965, с. 7-11.

34. Гайфуллин, Р.Р., Чекалин А.Н. О численном решении задачи двухфазной фильтрации в слоистых пластах // В сб. «Прикл. мат. в техн.-эконом. задачах». – Казань, 1976. с. 55-65.

35. Гиматулинов, Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. Учебник. Изд. 2, перераб. и доп. М., «Недра», 1971, стр. 312.

36. Голубев, Г.В., К решению задач фильтрации флюидов в неоднородных трещиновато-пористых средах, // Нефтепромысловое дело, №11, 2005 с. 26-29.

37. Голф-Рахт, Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. – М.: Недра, 1986. – 608 с.

38. Гусейн-заде, М.А. Особенности движения жидкости в неоднородном пласте. – М.: Недра, 1965. – 273 с.

39. Дейк, Л.П., Практический инжиниринг резервуаров, - Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. – 668 с.

40. Джалалов, Г.И., Ибрагимов, ТМ, Мамедов, А.М. О движении границы раздела нефть-вода в трещиновато-пористых пластах // «Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле». – 1985, № 5. – с. 23-30.

41. Дияров, Д.О., Жуманова, З., Иванов, В.А. Численное решение некоторых задач фильтрации неоднородных жидкостей в пористой среде // В сб. «Числ. решение задач фильтрации многофазн. несжимаем. жидкости». – Новосибирск, 1977. – с.79-86.
42. Дияшев, Р.Н., Бакиров, И.М., Чекалин, А.Н. Новые системы разработки карбонатных коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 1994, №1. – с. 37-40.
43. Дуркин, С.М., Адаптация математической модели скважины №70 Печорокожвинского месторождения по данным гидродинамических исследований // Газовая промышленность» № 12/699/2013. – С. 17-19.
44. Дуркин, С.М., Совершенствование методов интерпретации гидрогазодинамических исследований скважин путем численного моделирования // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море №2/2014. – С. 38-41.
45. Желтов, Ю.В., Кудинов, В.И., Малофеев, Г.Е., Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах. – М.: Нефть и газ, 1997. – 256 с.
46. Желтов, Ю. П. Механика нефтегазоносного пласта. М., «Недра», 1975, 216 с.
47. Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998. – 365 с.: ил.
48. Закиров, С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений: Учеб. пособие для вузов. – М.: Струна, 1998. – 628 с.
49. Закиров, С.Н., Лапук, Б. Б. Проектирование а разработка газовых месторождений. М., «Недра», 1974. 376 с.
50. Закиров, С.Н., Шандрыгин, А.Н., Трубаев, В.Л. Закономерности извлечения газа из трещиновато-пористых коллекторов при циклических изменениях давления // Препринт ИПНГ АН СССР И Гособразования СССРБ №4, 1989. – 48 с.

51. Закиров, С.Н., Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: Учеб. Пособие для вузов. – М.: Недра, 1989. – 334 с.: ил.
52. Закиров, С.Н., Сомов, Б.Е., Гордон, В.Я. и др., Многомерная и многокомпонентная фильтрация: Справочное пособие. – М.: Недра, 1988. – 335 с. Ил.
53. Закиров, Э.С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. – М.: Изд. «Грааль». – 2001. – 303 с.
54. Зотова, Г. А., Алиева, З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. М., «Недра», 1980, 301 с.
55. Зотов, Г.А. Особенности математического моделирования фильтрации газа в слоистом пласте // «Научн.-техн. пробл. освоения месторожд. природ. газа Зап. Сиб.». – М., 1983. – с. 117-130.
56. Каневская, Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. — Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002, 140 с.
57. Камке, Э. Справочник по дифференциальным уравнениям в частных производных первого порядка, М., 1966 г., 260 с., ил.
58. Карлсон, М.Р. Практическое моделирование нефтегазовых пластов, Издательство «ИКИ», 2012 г. – 944 с.
59. Кац, Р.М. Об одной модели многофазной фильтрации в трещиновато-пористых средах // Сб. научных трудов ВНИИ, № 83. – М., 1983.
60. Кац, Р.М., Ледович, И.С. Математическая модель двумерной двухфазной фильтрации слобасжимаемых жидкостей в трещиновато-пористых средах // Тр. ВНИИнефть. – 1983. – вып. 83. – с. 78-86.
61. Киринская, В.Н., Смехов, Е.М. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. – Л.: Недра, 1981. – 255 с.
62. Колганов, В.И., Ковалева, Г.А. О классификации карбонатных трещинных коллекторов, // Нефтепромысловое дело, №11, 2010, с. 12-14.

63. Колганов, В.И., Ковалева, Г.А. О негативных последствиях неучета наличия трещиноватости в карбонатных коллекторах, // Нефтепромысловое дело, №1, 2011, с. 6-12.
64. Конюхов, В.М., Костерин, А.В., Чекалин, А.Н. Математическое моделирование вытеснения нефти водой при циклическом воздействии на трещиновато-пористый пласт // Инженерно-физический журнал. – 2000, Том 73, №4. – с.695-703.
65. Коротаев, Ю.П., Ширковский, А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. Учебник для вузов. – М.: Недра, 1984, 487 с.
66. Кременецкий, М.И., Ипатов, А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 476 с.
67. Кричлоу, Г.Б. Современная разработка нефтяных месторождений – проблемы моделирования. Пер с англ. М., Недра, 1979, 303 с. – Пер. изд. США, 1977.
68. Лебединец, Н.П. О вытеснении нефти из трещиновато-кавернозных коллекторов при нелинейном режиме фильтрации, // Нефтяное хозяйство, №2, 2011, с. 68-69.
69. Лебединец, Н.П. О разработке нефтяных месторождений Тимано-Печорской провинции, // Нефтяное хозяйство, №3, 2013 с. 66-68.
70. Максимов, М.М., Рыбицкая, Л.П. Математическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений. М., «Недра», 1976, 264 с.
71. Мирзаджанзаде, А.Х., Аметов, И.М., Ковалев, А.Г. Физика нефтяного и газового пласта: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1992. – 270 с.: ил.
72. Мирзаджанзаде, А.Х. Введение в специальность. Учебное пособие для вузов нефтегазового профиля. – Баку: Маариф, 1987, 277 с.
73. Мирзаджанзаде, А.Х., Хасанов, М.М., Бахтизин, Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. – Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 368 с.

74. Мищенко, И.Т., Бравичева, Т.Б., Демьянов, А.А. Модель фильтрации флюида с аномальной вязкостью в трещинно-поровом коллекторе // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ, 2002, №3-4. – С.21-25.
75. Мухидинов, Н.М., Джалилов, М.М. Некоторые модели совместной фильтрации газа и многопластовых системах // В сб. «Вопр. вычисл. и прикл. мат» - Ташкент, АН УзССР. – 1974. – вып. 29. – с. 39-56.
76. Мухидинов, Н.П., Мукимов, Н.В. Нелинейная фильтрация жидкости и газа в трехслойном пласте // В сб. «Вопр. вычисл. и прикл. мат.». – Ташкент, АН УзССР. – 1974. – Вып.31. – с. 56-75.
77. Мухидинов Н.П. Численное моделирование прямых и обратных задач нестационарной фильтрации жидкости и газа в многослойных пластах /, Мукимов Н.В и др. // «Числ. методы решения задач фильтрации многофазн. несжимаем. жидкости. Тр. 4-го Всес. семинара, Баку, 1978». – Новосибирск: 1980 – с.165-170.
78. Назаров, А.В. Математическое моделирование одномерного однофазного течения пластовых флюидов: Учебное пособие. – Ухта: УГТУ, 2000 – 99 с.
79. Назаров, А.В. О дискретизации уравнений фильтрации конечными разностями // Наука и технология углеводородов. – 2002. - № 3.
80. Назаров, А.В. Принцип эквивалентности при построении математических моделей разработки углеводородных залежей // Наука и технология углеводородов. – 2002. - № 2.
81. Наказная, Л.Г. Фильтрация жидкости и газа в трещиноватых коллекторах. – М.:Недра, 1972. – 184 с.
82. Ольховская, В.А. Подземная гидромеханика. Фильтрация неньютоновской нефти: Учеб. пособ. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – 224 с.
83. Основы испытания пластов. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 432 с.

84. Павловская, Т. А. С#. Программирование на языке высокого уровня. Учебник для вузов. - СПб.: Питер, 2009. - 432 с: ил.
85. Писсанецки, С. Технология разреженных матриц: Пер. с англ.—М.: Мир, 1988. - 410 с, ил.
86. Покрепин, Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений: Учебное пособие. – Волгоград: Издательство «Ин-Фолио», 2008. – 192 с.: ил.
87. Пятибрат, В. П. Основы подземной гидромеханики [Текст] : учеб. пособие / В. П. Пятибрат. – Ухта : УГТУ, 2012. – 123 с.
88. Пятибрат, В. П. Точные решения некоторых задач упругого режима фильтрации для линейных нефтяных и газовых пластов в рамках закона фильтрации Дарси [Текст]: учебное пособие / В. П. Пятибрат, В. А. Соколов. - Ухта: УГТУ, 2010. – 173 с.
89. Райсс Луи, Основы разработки трещиноватых коллекторов, Издательство «ИКИ» 2012 г. – 118 с.
90. Розенберг, М.Д., Кундин, С.А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. М., «Недра», 1976. 335 с.
91. Роуч, П., Вычислительная гидродинамика. Перевод с английского, 612 с.
92. Рузин, Л.М., Морозюк, О.А., Дуркин, С.М., Особенности и инновационные направления освоения ресурсов высоковязких нефтей Нефтяное хозяйство. 2013. № 8. С. 51-53.
93. Рузин, Л.М., Морозюк, О.А., Дуркин, С.М. Механизм нефтеотдачи неоднородных пластов, содержащих высоковязкую нефть Нефтяное хозяйство. 2013. № 8. С. 54-57.
94. Рустамов, И.Ф., Васильев, В.В., Дерюшев, Д.Е., Андреев, Д.В., Владимиров, И.В. Влияние сжимаемости трещин на выработку запасов трещиновато-пористых карбонатных коллекторов // Нефтепромысловое дело, № 3, 2013 с.
95. Рыжик, В.М. О возможности математического моделирования механизма нефтеизвлечения // «Физ. и мат. моделир. механизмов нефтегазоотдачи». – М., 1981. – с.8-14.

96. Сиддихов, А.М., Ибатов, А.М. Численное решение задачи нестационарного взаимодействия хорошо проницаемого пласта при водонапорном режиме с плохопроницаемыми пластами // «Тр. Самарканд. Ун-та» - 1975, №256. – с. 100-114.
97. Фаронов, В.В. Программирование на языке С#. – СПб.: Питер, 2007. – 240 с.: ил.
98. Хайруллин, М.Х., Шамсиев, М.Н., Морозов, П.Е., Абдуллин, А.И. Интерпретация гидродинамических исследований скважин, вскрывших трещиновато-пористый пласт // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, №1, 2007, с. 30-32.
99. Хейгеман, Л., Янг, Д. Прикладные итерационные методы: Пер. с англ. – М.: Мир, 1986. – 448 с.
100. Химмельблау, Д. Прикладное нелинейное программирование, изд-во «Мир», с. 536.
101. Чекалин, А.Н., Шевченко, В.А. Исследование фильтрации двух жидкостей в пропластках, разделенных слабопроницаемой перемычкой // В сб. «Прикл. мат. и ЭВМ». – Казань, 1974. – с. 21-28.
102. Чекалюк, Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта, М.: Недра - 232 с.
103. Черепанов, С.С., Мартюшев, Д.А., Пономарева, И.Н. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуральяского краевого прогиба, // Нефтяное хозяйство, №3, 2013, с. 62-63.
104. Шагиев, Р.Г. Исследование скважин по КВД - М Наука, 1998 - 304 с ISBN 5-02-002520-8.
105. Шалимов, Б.В. О методах расчета двухфазной фильтрации в трещиновато-пористых средах // Тр. ВНИИнефть. – 1991. – вып.91. – с.38-45.
106. Швецов, В.А., Сургучев, М.Л. Характеристика процесса фильтрации в неоднородной пористой среде // «Сб. научн. тр. Всес. нефтегаз. НИИ». – 1973. – вып. 45. – с.30-39.

107. Швидлер, М.И. Дисперсия фильтрационного потока в средах со случайными неоднородностями // Доклады АН СССР, сер.: Математика, физика. - № 1,2,3, том 221, 1975.
108. Швидлер, М.И. Некоторые вопросы математического моделирования неоднородных объектов разработки // «Сб. научн. тр. Всес. нефтегаз. НИИ». – 1982, №81. – с.19-27.
109. Шилдт, Г. С#: учебный курс. – СПб.: Питер; К.:Издательская группа BHV, 2003. – 512 с.: ил.
110. Ширковский, А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987 309 с.
111. Шпильман, А.В., Натчук, Н.Ю. Моделирование трещиноватых резервуаров с использованием технологий Французского института нефти (IFP), // Бурение и нефть, №5, 2012, с. 22-23.
112. Щукин, А.Н. Математическое моделирование процесса исследований скважин на стационарных и нестационарных режимах: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 – Ухта: УГТУ, 2002. – 161 с. – Библиогр.: с.139 – 151.
113. Эрлагер, Р. Гидродинамические методы исследования скважин. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 512 с.
114. Эртекин, Т., Абу-Кассем, Дж., Кинг, Г. Основы прикладного моделирования пластов, Издательство «ИКИ» 2012г. – 1060 с.
115. Abdassah, D., Ershaghi, I. Triple-Porosity system for representing naturally fractured reservoirs. «SPE Form. Eval.» , 1986, 1, №2. – p.113-127.
116. Al Qassab, H.M., Al Khalifa, M.A., Al-Ali, Z., Ameen, M., Philips, R., Hartley L. New Integrated 3D-Fracture Modeling and Flow Simulation Study: A Giant Saudi Arabian Carbonate Reservoir. Paper SPE 78295 presented at the SPE 13th European Petroleum Conference, Aberdeen, 29-31 Oct. 2002.
117. Bizanti, M.S. Well-Bore Hydrodynamic Model, Louisiana Tech U., 1988, SPE 17104.

118. Bourdet, D. Well test analysis: the use of advanced interpretation models, Elsevier Science B.V., P.O. Box 211, 1000 AE Amsterdam, the Netherlands 2002 Elsevier B.V.
119. Brester, C. Simultaneous flow of immiscible liquids through porous fissured media. – SPEJ, 1972, August, p. 297-305.
120. Civan, F. Quadrature Solution for Waterflooding of Naturally Fractured Reservoirs. – SPERE, 1998, April, p. 141-147.
121. De Swaan, A.O. Analytic solutions for determining naturally fractured reservoir properties by well testing. – SPEJ, 1976, June, p.117-122.
122. Ding, Y., Jeannin, L. New Numerical Schemes for Near-Well Modeling Using Flexible Grids, SPE 87679, March 2004 SPE Journal.
123. Eisenstat, S.C., Elmant, H. C., Shultz, M.H., Variational Iterative Methods for Nonsymmetric Systems of Linear Equations, SIAM J. NUMER. ANAL. Vol. 20, No. 2, April 1983 Society for Industrial and Applied Mathematics 0036-1429/83/2002-0009 \$01.25/0.
124. Elman, H.C. Preconditioned Conjugate-Gradient Methods for Nonsymmetric Systems of Linear Equations, Research Report # 203, April 1981.
125. Fung, L.S.-K., and Collins, D.A. "An Evaluation of the Improved Dual Porosity Model for the Simulation of Gravity Effects in Naturally Fractured Reservoirs," CIM 88-39-05, presented at the 39th Annual Technical Meeting of Petroleum Society of CIM, Calgary, Alberta, June 12-16, 1988.
126. Herceg, D., Malicic, H. On Acceleration of Solving Singularly Perturbed Boundary Value Problem, Novi Sad J. Math Vol. 29, No. 1, 1999, 155-168.
127. Hill, A.C., and Thomas G.W. "A New Approach for Simulating Complex Fractured Reservoirs," SPE 13537, presented at the SPE Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, Bahrain, March 11-14, 1985.
128. Gilman, J.R. "An Efficient Finite-Difference Method for Simulating Phase Segregation in the Matrix Blocks in Double-Porosity Reservoirs," SPEJ, July 1986, pp. 403-413.

129. Gilman, J.R., and Kazemi, H. "Improve Calculations for Viscous and Gravity Displacement in Matrix Blocks in Dual-Porosity Simulators," SPE 16010, presented at the 9th SPE Symposium on Reservoir Simulation, San Antonio, Texas, February 1-4, 1987.
130. Gilman, J.R., and Kazemi, H. "Improvements in Simulation of Naturally Fractured Reservoirs," SPE 10511, presented at the 6th SPE Symposium on Reservoir Simulation, New Orleans, Louisiana, January 31 - February 3, 1982.
131. Jack Allan, Qing Sun SPE 84590 Controls on Recovery Factor in Fractured Reservoirs: Lessons Learned from 100 Fractured Fields, Copyright 2003, Society of Petroleum Engineers Inc., , C&C Reservoirs, Inc.
132. Jelmet, T.A. Norwegian University of Science and Technology, Усовершенствование моделирования опробования скважин трещинных коллекторов // Нефтегазовые технологии, №3, 2013.
133. Karimi-Fard M., Durlofsky L.J., Aziz K., An Efficient Discrete-Fracture Model Applicable for General-Purpose Reservoir Simulators, June 2004 SPE Journal
134. Kazemi, H., Seth, M.S. and Thomas, G.W. The interpretation of interference tests in naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution. SPEJ, 1969, December, p. 463-472.
135. Kazemi, H., Merrill, L.S., Posterfeld L., Zeman P.K. Numerical simulation of water-oil in naturally fractured reservoirs. – SPEJ, 1976, Sept, p.317-323.
136. Kazemi, K., Merrill, L.S. Jr., Porterfield, K.P., and Zeman, P.R., "Simulation of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoirs," SPEJ, December 1976, pp. 317-326.
137. Kyte, J.R., Berry, D.W. New Pseudo Function to Control Numerical Dispersion. // SPE Journ. 1975, August, p. 269-276.
138. Lavrov, A., Tronvoll. J. Numerical Analysis of Radial Flow in a Natural Fracture: Applications in Drilling Performance and Reservoir Characterization, SPE, Sintef Petroleum Research, Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference held in Abu Dhabi, U.A.E., 5-6 November 2006.

139. Lee, B.Y.Q., and Tan, T.B.S., "Application of a Multiple Porosity/Permeability Simulator in Fractured Reservoir Simulation," SPE 16009, presented at the 9th SPE Symposium on Reservoir Simulation, San Antonio, Texas, February 1-4, 1987.
140. Najurieta, H.L. A theory for the pressure transient analysis in naturally fractured reservoirs. SPEJ, 1975, October, New Orleans.
141. Nghiem, L., and Rozon, B., "A Unified and Flexible Approach for Handling and Solving Large Systems of Equations in Reservoir Simulation," 1st International Forum on Reservoir Simulation, Alpbach, Austria, September 12-16, 1988.
142. Odeh, A.S. Unsteady-state behavior of naturally fractured reservoirs. Soc. Petrol. Eng. J., 1965, p.60-65.
143. Pollard, P. Evaluation of acid treatments from hressure build-up analysis. Trans. AIME., vol. 216, 1959, p.38-43.
144. Press, W.H., Teukolsky, S. A., Vetterling, W. T., Flannery, B.P. Numerical Recipes in C, The Art of Scientific Computing Second Edition.
145. Pruess, K., and Narasimhan, T.N., "A Practical Method for Modelling Fluid and Heat Flow in Fractured Porous Media," SPEJ, February 1985, pp. 14-26.
146. Sabathier, J.C., Bourbiaux, B.J., Cacas, M.C., Sarda, S.A. New Approach of Fractured Reservoirs. Paper SPE 39825 presented at the 1998 SPE International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico, Villahermosa, Mexico, March 3-5.
147. Saidi, A.M., Martin, R.E., 1965. Applications of Reservoir Engineering in the Development of Iranian Reservoir / Paper presented to the ECAPE Symposium of Petroleum, p. 10 – 20.
148. Saidi, A.M., Reservoir Engineering of Fractured Reservoirs, Total Edition Press, 1987.
149. Saidi, A.M., Tehrani, D.H., Wit K. Mathematical simulation of fractured reservoir performance, based on physical model experiments. «Proc. 10th World Petrol. Congr. Vol. 3» London e.a., 1980, p. 225-233, Discuss p. 251-253.

150. Sarda, S., Jeannin, L., Basquet, R., Bourbiaux, B. Hydraulic Characterization of Fractured Reservoirs: Simulation on Discrete Fracture Models. – SPEREE, April 2002, p. 154-162.
151. Shultz, M.H., Saad, Y., GMRES: A Generalized Minimal Residual Algorithm for Solving Nonsymmetric Linear Systems, Siam J, Sci, Stat. Comput., Vol. 7, No. 3, July 1986, Society for Industrial and Applied Mathematics.
152. Thomas, L.K., Dixon, T.N., and Pierson, R.G., "Fractured Reservoir Simulation," SPEJ, February 1983, pp. 42-54.
153. Warren, J.E., Root, P.J. The behavior of naturally fractured reservoirs. Soc. Petrol. Eng. J., 1963, p. 245-255.
154. Wu, Y.S., and Pruess, K., "A Multiple-Porosity Method for Simulation of Naturally Fractured Petroleum Reservoirs," SPEJ, February 1988, pp. 327-336.
155. Yamamoto, R.H., Padgett, J.B., Ford, W.T., Boubequiera, A. Compositional Reservoir Simulation for Fissured Systems. – The Single block Model, SPEJ, 1971 p. 113-128.
156. Zyvoloski, G., Dash, Z., Kelkar S., FEHM: Finite Element Heat and Mass Transfer Code, UC-66a and UC-70 Issued: March 1988.