

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

На правах рукописи

ЯКИМОВ СЕРГЕЙ ЮРЬЕВИЧ

**ГЕОЛОГО-ГЕОМЕХАНИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОЦЕНКИ
ИЗМЕНЕНИЯ ТРЕЩИННОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ В ПРОЦЕССЕ
ИЗМЕНЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В КАРБОНАТНЫХ
КОЛЛЕКТОРАХ**

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

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Кашников Юрий Александрович

Пермь 2018

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
Глава 1. ОБЗОР ПРЕДШЕСТВУЮЩИХ ИССЛЕДОВАНИЙ. Геолого-физическая характеристика исследуемых объектов.....	11
1.1. Краткий обзор исследовательских работ о влиянии снижения пластового давления на фильтрационные свойства для трещинных коллекторов.....	11
1.2. Геолого-физическая характеристика рифейской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения	19
1.3. Геолого-физическая характеристика месторождения Адамташ.....	23
1.4. Геолого-физическая характеристика башкирских газоносных отложений Астраханского газоконденсатного месторождения.....	25
Глава 2. Аналитические и экспериментальные исследования изменения физико-механических и фильтрационно-емкостных свойств карбонатных горных пород при снижении давления в залежи.....	28
2.1. Аналитическое представление изменения фильтрационно-емкостных свойств трещиноватого коллектора при снижении пластового давления.	28
2.2. Методика проведения экспериментальных исследований и обработки результатов.....	32
2.3. Результаты экспериментальных исследований изменения проницаемости образцов с трещинами в процессе изменения пластового давления.	36
Выводы по главе 2	60
Глава 3. Определение параметров деформаций коллекторов по промысловым данным	62

3.1. Аналитическое представление работы вертикальных нефтяных скважин на стационарных режимах с учётом снижения проницаемости...	62
3.2. Анализ результатов обработки индикаторных диаграмм и исторических данных работы скважин с учётом снижения проницаемости для АГКМ.....	64
3.3. Обработка индикаторных диаграмм и определение параметров проницаемости для Юрубчено-Тохомского месторождения.....	71
3.4. Обработка гидродинамических исследований скважин на стационарных режимах с учётом изменения проницаемости для месторождения Адамташ.	79
Выводы по главе 3.	84
Глава 4. Гидродинамическое моделирование процесса разработки нефтяных и газовых месторождений с учётом деформации продуктивных объектов.....	86
4.1. Прогноз изменения проницаемости продуктивных объектов за счёт смыкания трещин в процессе изменения пластового давления	86
4.2. Описание и анализ существующей реализации изменения ФЕС пласта в современных программных продуктах для гидродинамического моделирования.....	91
4.3. Реализация алгоритма изменения ФЕС пласта в процессе падения и восстановления пластового давления в гидродинамическом симуляторе Eclipse.	93
4.4. Гидродинамическое моделирование процесса разработки рифейской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения с учётом изменения трещинной проницаемости в процессе падения пластового давления.	101
4.5. Гидродинамическое моделирование процесса разработки газоконденсатного месторождения Адамташ с учётом изменения трещинной проницаемости в процессе падения пластового давления.	107

Выводы по главе 4	114
Заключение	116
Список литературы	117

ВВЕДЕНИЕ.

Актуальность проблемы.

Трещиноватость продуктивных объектов является одним из основных геологических факторов, определяющих технико-экономические показатели разработки нефтяных и газовых залежей. При этом наряду с основными характеристиками трещиноватости, такими как направление, густота и раскрытость трещин, на показатели продуктивности скважин оказывают существенное влияние деформационные процессы систем трещин, сопровождающие процесс разработки месторождения.

Как правило, при разработке нефтяных и газовых залежей пластовое давление как в призабойной зоне скважин, так и в целом по залежи, особенно в начальные периоды, заметно снижается. Снижение пластовых и забойных давлений приводит к росту эффективных напряжений, действующих на стенки трещин, что приводит к уменьшению их раскрытости, и, как следствие, к значительному снижению коэффициентов продуктивности скважин. Неверный учет данного явления на этапе геологического обоснования разработки или его игнорирование может привести к существенным погрешностям при оценке технико-экономических показателей разработки залежей углеводородов.

Экспериментальные исследования под нагрузкой образцов керна с трещинами свидетельствуют о том, что деформации пород-коллекторов и связанные с ними изменения пористости и проницаемости зависят от геолого-геомеханических параметров продуктивного разреза и проявляются, прежде всего, в процессе циклического воздействия повышенных эффективных напряжений, что характерно для снижения и восстановления (при использовании системы ППД) пластового давления при разработке залежей, а также при формировании депрессионных воронок вокруг добывающих скважин. При этом данные эффекты зачастую игнорируются при проектировании систем разработки месторождений трещинного и трещинно-порового типа.

Диссертационная работа посвящена изучению связи деформационных процессов трещин в продуктивном пласте, вызванных действием повышенных эффективных напряжений, с геолого-геомеханическими и геофизическими факторами, влиянием их на изменение фильтрационно-емкостных свойств горных пород с целью учета этих изменений при гидродинамическом моделировании разработки месторождений углеводородов.

Объект исследования.

Объектом исследования являются карбонатные трещинные коллектора Астраханского газоконденсатного месторождения, Юрубчено-Тохомского нефтяного месторождения, газоконденсатного месторождения Адамташ (Республика Узбекистан).

Предмет исследования.

Изменение фильтрационных свойств трещинных коллекторов при воздействии повышенных эффективных напряжений, возникающих вследствие снижения пластового давления. Связь интенсивности этих изменений с геолого-геофизическими параметрами.

Цель диссертационной работы

Повышение эффективности геологического обеспечения разработки нефтяных и газовых залежей в трещинно-поровых карбонатных коллекторах за счёт учёта изменения трещиной проницаемости при изменении пластового давления в пласте в процессе его разработки.

Идея диссертационной работы

Повышение эффективности геологического обеспечения разработки нефтяных и газовых залежей достигается за счет выявления зависимости коэффициентов сжимаемости трещин от геолого-геофизических параметров на основе лабораторных испытаний керна и гидродинамических и геофизических исследований скважин с последующим учётом полученных зависимостей в гидродинамическом моделировании.

Основные задачи исследований

1. На основе проведения экспериментальных исследований изменения проницаемости образцов керна с трещинами в процессе падения и восстановления пластового давления установить зависимости между параметрами снижения трещинной проницаемости и геолого-геофизическими характеристиками породы коллектора.

2. Выполнить анализ результатов промысловых исследований скважин с целью выявления наличия эффекта влияния изменения пластового давления на трещинную проницаемость коллектора, а также оценить степень влияния этого эффекта на продуктивность скважин.

3. Разработать аналитические зависимости изменения фильтрационно-емкостных свойств пласта при снижении пластового давления, а также методику учёта эффекта снижения трещинной проницаемости коллектора в гидродинамических расчётах.

4. Посредством проведения гидродинамических расчётов с использованием разработанной методики учёта изменения трещинной проницаемости оценить влияние эффекта снижения трещинной проницаемости на процесс разработки для исследуемых продуктивных объектов.

Методы решения поставленных задач

Методы исследований включали в себя экспериментальные исследования образцов керна, анализ гидродинамических исследований скважин, программирование на языках Matlab и Pascal, гидродинамическое моделирование в симуляторе Eclipse.

Научная новизна работы

1. Впервые установлено, что кривая снижения проницаемости образцов керна с трещинами при первичной нагрузке аппроксимируется уравнением смыкания трещины Бартона-Бандиса. Кривые изменения проницаемости при разгрузке и повторной нагрузке аппроксимируются прямой линией.

2. Для образцов с трещинами Юрубчено-Тохомского месторождения и месторождения Адамташ впервые получены корреляционные зависимости, связывающие параметры снижения проницаемости с интервальным временем пробега продольной волны, начальной проницаемостью трещины в пластовых условиях и плотностью образцов. Для Астраханского газоконденсатного месторождения на основе обработки данных ГДИ скважин установлена зависимость параметра, характеризующего степень изменения проницаемости в процессе падения пластового давления, от величины начальной проницаемости.

3. В результате проведенных аналитических исследований, испытаний образцов с трещинами, а также анализа геофизических и гидродинамических исследований были получены параметры геолого-геомеханической модели для описания изменения проницаемости, позволяющие определить полный набор деформационных кривых трещин для произвольных циклов падения и восстановления внутривыворотного давления.

Практическая значимость работы

1. Установлены основные закономерности изменения трещинной составляющей проницаемости объектов трещинного и порово-трещинного типа Юрубчено-Тохомского нефтяного месторождения и газоконденсатного месторождения Адамташ.

2. Разработан алгоритм учета снижения проницаемости как по залежи в целом, так и в призабойной зоне скважин порово-трещинных объектов в геолого-гидродинамическом моделировании и выполнена его реализация в виде дополнительного программного модуля, работающего параллельно с расчётом в гидродинамическом симуляторе «Eclipse».

3. С использованием полученных уравнений и разработанного программного обеспечения по учету изменения проницаемости произведены гидродинамические расчёты прогнозных вариантов разработки Юрубчено-Тохомского месторождения и месторождения Адамташ.

Основные защищаемые положения

1. Зависимости геомеханических параметров сжимаемости трещин от геофизических и геологических параметров, полученные на основе результатов испытаний образцов керна с трещинами.

2. Параметры сжимаемости трещинных коллекторов, полученные на основе анализа гидродинамических и геофизических исследований скважин.

3. Учёт эффекта снижения проницаемости по залежи в целом и в призабойной зоне в процессе гидродинамического моделирования на основе разработанных аналитических зависимостей, учитывающих геолого-геомеханические особенности деформирования карбонатных коллекторов.

Обоснованность и достоверность научных положений и выводов подтверждается значительным объёмом компрессионных испытаний с трещинными образцами керна, соответствием реальных индикаторных диаграмм скважин модельным, проведением тестовых гидродинамических расчётов.

Реализация работы

Результаты данного диссертационного исследования были учтены при создании гидродинамических моделей Юрубчено-Тохомского месторождения и месторождения Адамташ.

Апробация работы

Основные результаты работы представлены на XII международной научно-технической конференции «Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: разведка и добыча» (Томск, 2013г), на XIV научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудно-извлекаемыми запасами» (Анапа, 2014г), на 9-м Азиатском симпозиуме по механике гонных пород (Бали, 2016г), на научно технических советах ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», ООО «Газпром добыча Астрахань», ООО «ЛУКОЙЛ Узбекистан Оперейтинг Компани», на научно-техническом совете Горно-нефтяного факультета ПНИПУ.

Фактический материал

В работе были использованы следующие основные материалы и данные:

- Результаты компрессионных испытаний образцов керна с трещинами из интервалов коллектора Астраханского газоконденсатного месторождения, Юрубчено-Тохомского месторождения, месторождения Адамташ,
- Исходные данные по материалам гидродинамических исследований скважин по этим месторождениям,
- Материалы подсчёта запасов и проектные документы,
- Данные геофизических исследований скважин,
- Данные 3Д сеймики,
- Данные по истории добычи скважин АГКМ,
- Геологические и гидродинамические модели рассматриваемых объектов.

Публикации

Основные положения диссертационной работы отражены в 7 научных работах, в том числе в 4 статьях в журналах из перечня ВАК, в одной статье в журнале, входящем в базу Web of Science, в материалах научно-практических конференций «Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: разведка и добыча» (Томск, 2013), «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» (Москва, 2014).

Объём работы и ее структура.

Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения. Текст изложен на 127 страницах машинописного текста, иллюстрирован 66 рисунками и содержит 11 таблиц. Список литературы включает 104 наименования.

ГЛАВА 1. ОБЗОР ПРЕДШЕСТВУЮЩИХ ИССЛЕДОВАНИЙ. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИССЛЕДУЕМЫХ ОБЪЕКТОВ

1.1. Краткий обзор исследовательских работ о влиянии снижения пластового давления на фильтрационные свойства для трещинных коллекторов.

Процесс деформации коллекторов при снижении пластового давления наиболее полно изучен для пород порового типа [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10] [11, 12, 13, 14, 15, 16].

В песчаниках при повышенных эффективных напряжениях возникают упругие деформации с уплотнением зёрен. При значительных эффективных напряжениях происходит дробление минеральных компонентов (зёрен кварца и полевого шпата), а также пластичное течение цементирующего материала [17].

В случае трещинного типа коллектора наибольшей деформации при снижении пластового давления подвергаются в первую очередь непосредственно трещины. По сравнению с деформацией порового типа коллектора деформация трещин происходит более интенсивно и в существенно меньшие сроки.

На настоящий момент вопрос о влиянии снижения трещинной проницаемости на параметры работы скважин анализируется во многих работах как отечественных, так и зарубежных исследователей. При этом можно выделить несколько основных направлений в данной области.

Первая группа исследований представляет собой испытания образцов керна с трещиной, направленные на анализ смыкания трещины под действием нормальных и касательных напряжений. Данный подход также характеризуется глубокой проработкой исследования данного явления с позиций геомеханики.

В данном направлении работали N. Barton , S. Bandis, W. Leichnetz, J. Erban, Y. Cho, S. Jones, J . Rutqwist, M. Zoback, Кашников Ю.А. и др. [18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26].

В работе [27] S. Jones (1975) анализирует результаты компрессионных испытаний проведенных над цилиндрическими образцами керна с трещиной из мрамора, известняка, доломита, цемента, штукатурки.

В процессе эксперимента образцы подвергались обжиму до 13.8 МПа. При этом замерялись трещинная пористость и проницаемость образцов. В процессе интерпретации результатов с целью качественного описания процесса смыкания трещин автор вводит понятие “кажущегося давления смыкания” трещин, которое представляет собой давление, при котором проницаемость падает до нуля. Данный параметр был определен для образцов из цемента и штукатурки. Для образцов из доломита, мрамора, известняка даже при предельном для установки давлении обжима в 13.8 МПа полное смыкание трещин не происходит. В этом случае автор экстраполирует полученные зависимости.

Анализируя результаты проведенных экспериментов, S. Jones делает следующие выводы:

- В результате увеличения обжима происходит значительное снижение трещинной проницаемости;
- Испытания естественных и искусственных (протравленных кислотой) трещин дают аналогичные результаты;

Нормированное снижение проницаемости при вторичном нагружении образца после первой разгрузки совпадает с нормированным снижением проницаемости при первичном нагружении. В связи с данным фактом, автор делает вывод возможности применения полученных результатов для описания поведения трещин в пласте, в том числе после каких-либо тектонических либо техногенных событий.

В работе Y. Cho, O. G. Araydin, E. Ozkan [22] описаны результаты проведения компрессионных испытаний над трещинными образцами керна из месторождений Бакен и Хайнесвил. Падение проницаемости в результате воздействия приложенного повышенного эффективного напряжения составило порядка 80%.

Полученный закон снижения трещинной проницаемости был реализован в модельной задаче работы горизонтальной скважины. Согласно результатам полученных расчётов в модельной задаче, значительное снижение проницаемости не оказало существенного влияния на отборы газа скважиной, что, по мнению авторов, объясняется низкими емкостными характеристиками пласта, при которых даже пониженной на 80 % проницаемости трещин достаточно для отбора дренируемых объёмов углеводородов.

Значительный вклад в понимании геомеханической природы процесса смыкания трещин в горных породах внесли N.Barton, S.N.Bandis, W.Wittke, M.Dilo, R.Erichsen [18, 19, 20, 28, 29] и ряд других исследователей.

На основе анализа значительного количества компрессионных испытаний Бартон и Бандис [18, 20] показали, что процесс смыкания трещины можно описать уравнением:

$$\sigma_{n,t} = \frac{\sigma_n \cdot V_m}{K_{ni} \cdot V_m + \sigma_n},$$

где $\sigma_{n,t}$ - сжимаемость трещины под действием нормальных напряжений σ_n ; V_m - максимально возможное сжатие величины раскрытия трещины под влиянием нормальных напряжений; K_{ni} - начальная жесткость трещины.

Величина начальной жесткости трещины, согласно данным исследованиям, составляет 2800000 кН/м³ для гладких трещин и 1500000 кН/м³ для шероховатых трещин, и зависит от следующих свойств горной породы:

- прочность (сцепление, внутреннее трение) ненарушенной скальной породы;
- прочностью стенок трещин (JCS в зарубежных источниках);
- степенью шероховатости стенок трещин (JRC в зарубежных источниках);
- величиной раскрытия трещин.

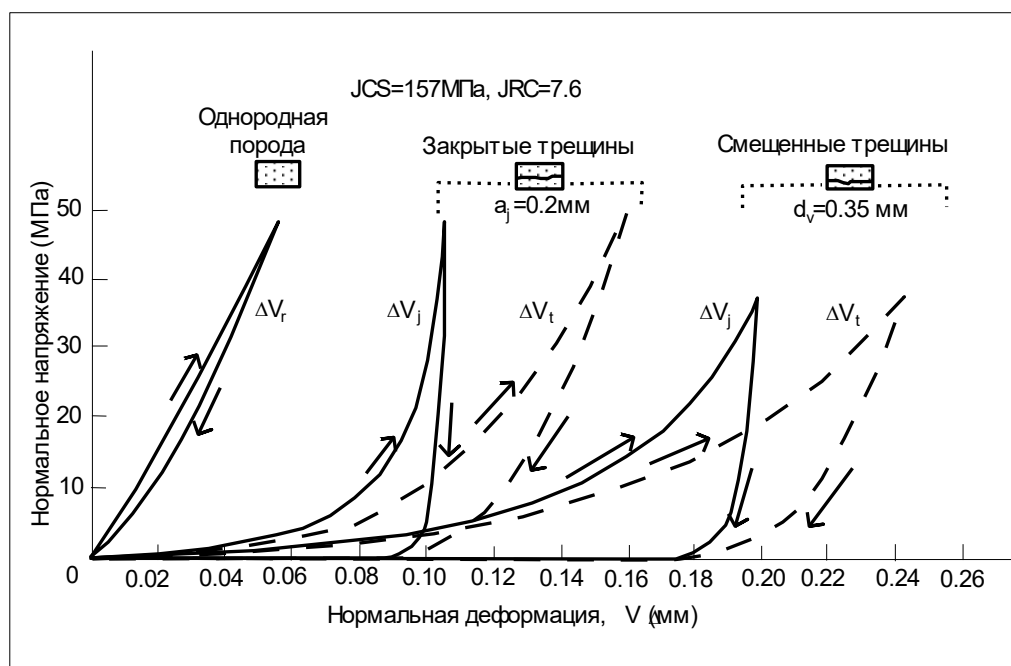


Рисунок 1.1. Полные и остаточные компоненты сжатия для смещенных и несмещенных относительно своих берегов трещин при нагрузке и разгрузке (по данным N.Barton, S.N.Bandis [38]).

Основные выводы, которые можно сделать по результатам исследований Бартона и Бандиса:

- Независимо от вида породы и типа трещин опыты показывают существенно нелинейное напряженно-деформированное состояние берегов трещин.
- При разгрузке наблюдается явление гистерезиса. При этом возникает как упругая компонента смещений, так и остаточная. Величина остаточной компоненты смещений в первом цикле «нагрузка - разгрузка» составляет 40-80% от величины максимального сжатия, т.е. V_m . Однако

процент остаточной компоненты уменьшается, если разгрузку начинать не с V_m , а с более низкой точки диаграммы.

- Величина V_m резко падает между 1 и 2 циклами нагрузки. Во втором цикле нагрузки V_m составляет 30-50% от первого цикла. Процент остаточной компоненты максимального сжатия падает до 10-20% при повторяющихся циклах нагрузки.

В работах [30, 31, 32] Кашникова Ю.А., Ашихмина С.Г. и других авторов приведены результаты исследований как терригенных, так и карбонатных объектов ряда месторождений Пермского края, Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, Оренбургского газоконденсатного месторождения, Астраханского газоконденсатного месторождения, ряда месторождений республики Узбекистан.

В данных работах производится развитие идей Бартона, Бандиса. Проводились компрессионные испытания коллекций образцов, отобранных из пород разных типов коллекторов.

С использованием полученных результатов были созданы модели деформирования околоскважинной зоны трещинного коллектора, в которых воспроизводятся как гидродинамические, так и геомеханические процессы, протекающие параллельно.

В основе подобной модели лежит геологическая модель, созданная в любом программном комплексе, геомеханические параметры, такие как модуль упругости, коэффициент Пуассона, прочностные характеристики пород - коллекторов, полученные по керновым испытаниям и геомеханическая модель, разрабатываемая в специализированном программном комплексе для геомеханического моделирования («ANSYS», «3DEC» и другие) [33, 34, 28, 29, 35]. Выполняется численное моделирование напряженно-деформированного состояния (НДС) горного массива продуктивного объекта месторождения, на основе которого, используя те или иные геомеханические критерии разрушения, в коллекторе выделяются зоны

уплотнения и разуплотнения и определяется исходная проницаемость скважин [36, 37, 38, 39]. На основе информации о динамике снижении пластового давления посредством данной модели производится пересчёт напряжённно-деформируемого состояния коллектора на разные даты разработки и прогнозируется степень снижения проницаемости.

Вторая группа исследований посвящена исследованию распределения открытых трещин и их смыкания при изменении пластового давления непосредственно по результатам гидродинамических исследований скважин и промысловым данным [40, 41, 42, 43, 44, 45, 46]. Можно отметить таких исследователей, как Викторин В.Д., Некрасов А.С., Щипанов А.Н., Лебединец Н.Р., Добрынин В.М., Котяхов Ф.И. и др. В их трудах получены параметры снижения трещинной проницаемости, основанные на гипотезе раскрытия таких трещин, для которых пластовое давление превышает боковое горное давление, рассчитанное, чаще всего, по Диннику А.Н [47]:

$$\sigma_{б.г.} = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot \gamma \cdot H_{\text{сред}},$$

где ν — коэффициент Пуассона; γ — объёмный вес породы; $H_{\text{сред}}$ — вертикальная глубина.

Во всех моделях механики горных пород боковое горное давление вычисляется через коэффициент Пуассона [48, 33], который, в свою очередь, определяется по керну (методом акустического прозвучивания) и по данным широкополосного акустического каротажа скважин (АКШ). Коэффициент Пуассона и боковое горное давление характеризуются сильной изменчивостью как по разрезу, так и по площади продуктивных пластов, что предопределяет неоднородность продуктивных толщ по степени охвата их трещиноватостью. Все слои, в которых боковое горное давление оказывается ниже начального пластового давления, можно считать трещинными.

Щипанов А.А, Распопов А.В. также проводили исследования влияния изменения пластового давления на проницаемости коллекторов трещинно-

порового типа с помощью численных методов [43, 49, 50, 51, 52, 53]. Были разработаны пакеты прикладных программ, позволяющих моделировать разнообразные процессы фильтрации флюидов в деформируемой трещиновато-пористой среде и процессы разработки залежей нефти посредством численных конечно-разностных методов.

Ряд численных расчётов модельных задач позволил сделать выводы о существенном влиянии динамической деформации трещинно-порового коллектора на технологические показатели разработки. В частности при увеличении градиента давления в пласте за счёт понижения пластового давления отмечается значительное уменьшение прироста добычи, а при преодолении некоторого критического значения депрессии возможно и уменьшение добычи, связанное с уменьшением проницаемости системы трещин.

В практике гидродинамического моделирования широко используются работы Г.И. Баренблатта, Ю.П.Желтова, В.Н. Николаевского Warren J.E., Root P.J. [54, 55, 56, 57, 58, 59, 60], которые рассматривали модель среды с двойной пористостью, описывающую процессы массообмена между трещинами и поровой средой. Данная модель впоследствии была реализована в современных пакетах гидродинамического моделирования, таких как «Eclipse» и «Tempest More», которые позволяют решать задачи разработки объектов трещинно-порового типа.

Снижение трещинной проницаемости в целом по залежи в данных пакетах учитывается, введением соответствующих таблиц.

Необходимо отметить, что процесс параметрического наполнения этих таблиц при создании модели в полной мере не рассмотрен ни в одном из источников. При создании геолого-гидродинамических моделей коэффициент сжимаемости принимается по результатам испытаний монолитных образцов керна. Для всей залежи принимается чаще всего единое значение сжимаемости, то есть влияние геологической неоднородности коллектора на данный параметр не учитывается.

Помимо этого, наибольшее снижение пластового давления, и как следствие, наиболее интенсивное смыкание трещин происходит в области воронки депрессии. В современных гидродинамические пакетах снижение проницаемости в ячейке определяется средним значением давления в данной ячейке. То есть дополнительное смыкание трещин в околоскважинной зоне в ячейке при гидродинамических расчётах не принимается во внимание.

На настоящий момент актуальным является поиск методики распределения параметра снижения трещинной проницаемости по залежи на основе геолого-геофизической информации о пласте, а также методики корректного учёта данного явления при гидродинамическом моделировании.

Исследования в рамках данной работы выполнены на примере Юрубчено-Тохомского нефтегазового месторождения, Астраханского газоконденсатного месторождения и газоконденсатного месторождения Адамташ (Респ.Узбекистан) (рис. 1.2). Выбор данных месторождений в качестве объекта исследований обусловлен значительной долей трещинной составляющей проницаемости в общей проницаемости коллектора.



Рисунок 1.2. Расположение исследуемых объектов

1.2. Геолого-физическая характеристика рифейской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения

Юрубчено-Тохомское месторождение в административном отношении расположено в пределах Эвенкийского муниципального района Красноярского края (рис. 1.3).



Рисунок 1.3. Схема расположения Юрубчено-Тохомского месторождения

Нефтеносность данного месторождения связана с рифейскими и вендскими отложениями [61, 62, 63, 64].

Газонасыщенная толщина в скважинах изменяется от 7.3 м до 81.7 м и в среднем по залежи составляет 48.8 м. Нефтенасыщенная толщина залежи в скважинах изменяется от 11.2 м до 49 м и в среднем составляет 43.4 м. Положения ВНК и ГНК приняты на абсолютных отметках -2072 и -2023 м соответственно.

Пластовая нефть Юрубчено-Тохомского месторождения характеризуется низким значением вязкости (среднее значение 1.67 мПа·с), достаточно высоким газосодержанием (от 80.3 до 232.8 м³/т, при среднем значении 167.8 м³/т), малой плотностью в пластовых условиях (699 кг/м³). Давление насыщения на глубину ГНК принято 21.12 МПа.

Породы-коллекторы рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения являются породами преимущественно трещинного типа.

Рифейские коллекторы Юрубченского месторождения характеризуются весьма сложным строением. Сложность проявляется в резкой латеральной неоднородности фильтрационно-емкостных свойств, которая слабо выражается в геофизических полях. Изменчивость ФЕС обуславливает значительные вариации дебитов УВ в скважинах от высокопродуктивных до отсутствия притоков.

Согласно работы [65], принята следующая концептуальная модель коллектора ЮТМ: в общем виде рифейский резервуар представлен непроницаемыми блоками (матрицей) с неэффективной пористостью (в среднем 0.8 %), системой преимущественно вертикальных трещин и субгоризонтальными кавернозными интервалами толщиной до 10-20см, формирующими основную ёмкость резервуара (рис. 1.4).

Продуктивность скважин согласно данной концептуальной модели контролируется сочетанием зон развития кавернозных интервалов (щелевидные пустоты) с интенсивной вертикальной трещиноватостью.

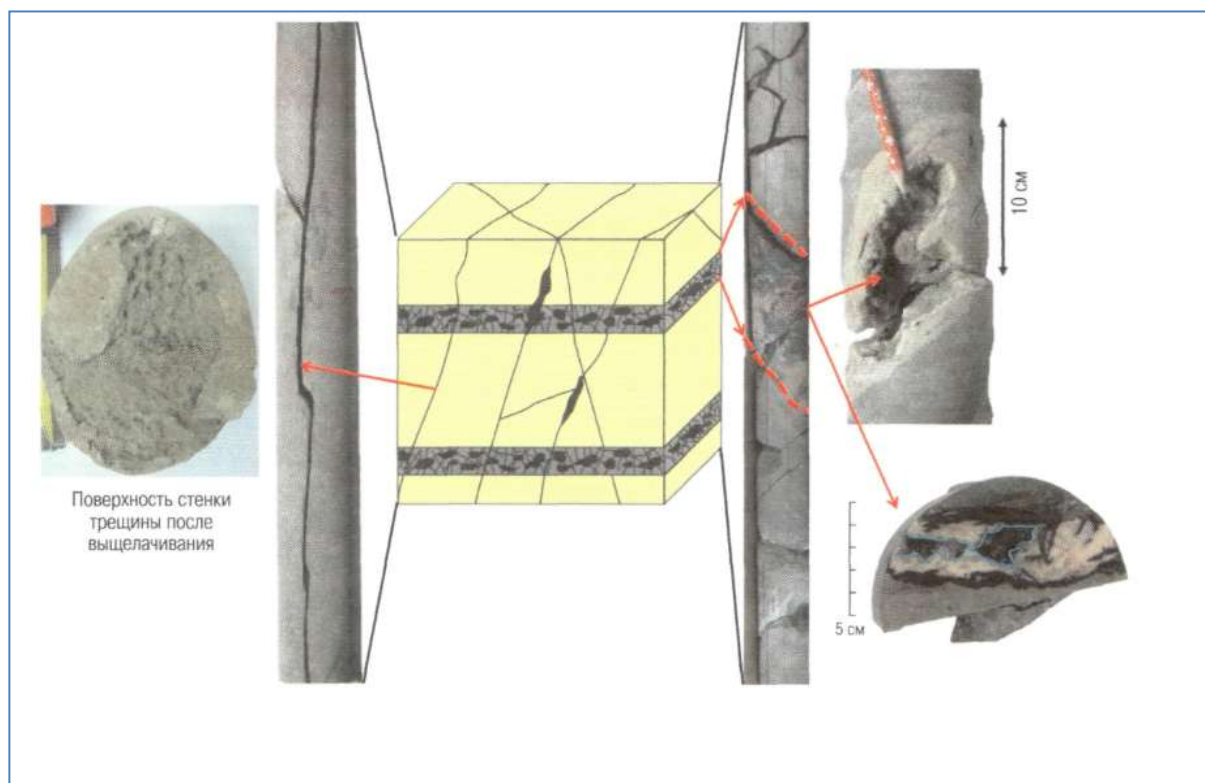


Рисунок 1.4. Концептуальная модель рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского месторождения по материалам [65].

Для изучения макротрещин в скважинах используются специальные скважинные геофизические методы: электрические и акустические микросканеры или микроимиджеры, позволяющие получать ориентированное по сторонам света развернутое изображение стенок скважины.

Принцип интерпретации данных микросканеров основан на выделении акустических аномалий или аномалий электропроводимости, которые создаются неровностями на поверхности стенки скважины: трещины, каверны, границы слоев, техногенные нарушения ствола при бурении. Аномалии, образующие непрерывную последовательность и прослеживающиеся на развернутом изображении стенок скважины в виде следа синусоидальной формы, собственно и интерпретируются как трещины.

Результаты оценки параметров трещин в скважинах с помощью FMI (азимутального электрического имиджера), UVI (ультразвукового имиджера) и Sonic Scanner (многозондового прибора трехмерного акустического

сканирования), представленные в работах [65, 66] свидетельствуют о том, что в пределах рифейской залежи выделяются преимущественно субвертикальные трещины. Углы падения трещин в среднем изменяются от 70° до 80°.

При расчете на горизонтальную плоскость линейная густота трещин по скважинам колеблется от 1.2 до 12.2 м⁻¹, в среднем 2.3 м⁻¹.

По стенкам субвертикальных трещин и крупных пустот выщелачивания не наблюдается, лишь в единичных случаях определяются следы миграции флюидов. Наибольшее распространение в объеме рифейского резервуара (59%) имеют тектонические, вертикальные и субвертикальные трещины с почти полным отсутствием минерализации, т.е. с гладкими стенками. Максимальная длина такой трещины, зарегистрированной в керне, составляет 14 м. Трещины, частично заполненные вторичными минералами (доломитом и оксидами железа), составляют 34%, с развитием выщелачивания по стенкам – около 7%. Последние характеризуются наличием щелевидных пустот вдоль стенок скважин размером до 1-1.5 см (по данным описания керна).

Раскрытость трещин, определенная в разных работах, меняется в достаточно широком интервале.

Согласно результатам исследований [62, 67, 63], средняя раскрытость трещин составляет всего 4-5 мкм.

Исследования раскрытости трещин с использованием приборов FMI и Sonic Scanner [65], показали раскрытость - от 100 до 400 мкм, в среднем около 300 мкм. При этом раскрытость отдельных трещин может достигать 3 мм.

Последние исследования данного вопроса с помощью томографа специалистами ПНИПУ, показали значение раскрытости трещин от 7 до 60 мкм [68].

1.3. Геолого-физическая характеристика месторождения Адамташ

Газоконденсатное месторождение Адамташ в административном отношении расположено в пределах Дехканобадского района Кашкадарьинской области Республики Узбекистан.

Газоконденсатная залежь приурочена к горизонтам XV, XVa и XVI верхнеюрской нефтегазоносной формации.

В структурно-тектоническом отношении залежь представляет собой систему блоков, разделенных тектоническими нарушениями различной амплитуды и ориентации (рис. 1.5).

Геолого-физическая характеристика XV, XVa, XVI пластов приведена в таблице 1.1.

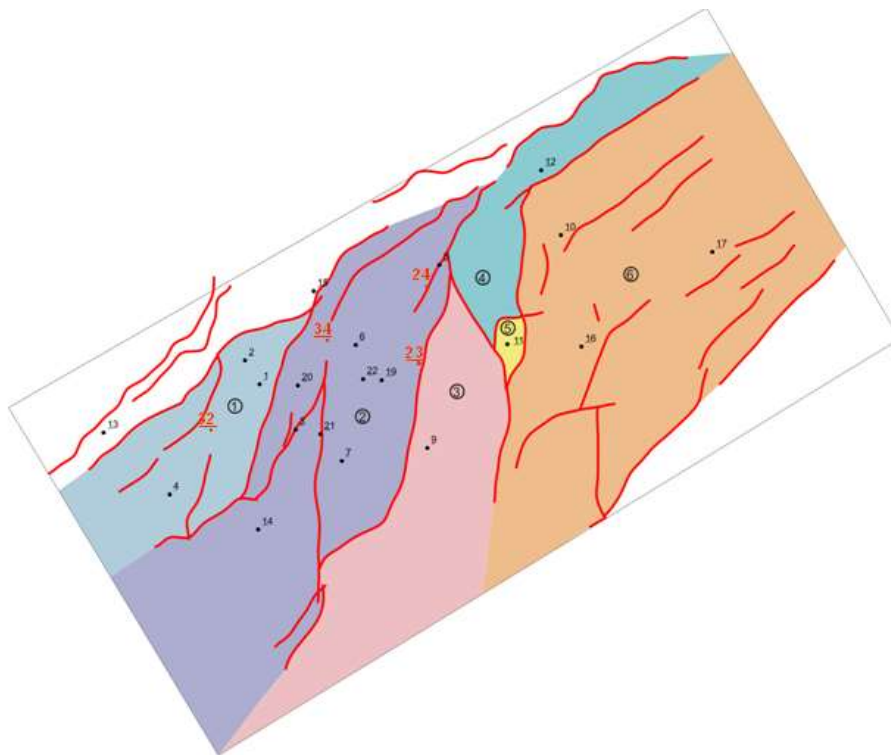


Рисунок 1.5. Блоковое строение месторождения Адамташ

Таблица 1.1

Геолого-физическая характеристика горизонтов XV, XVa, XVI

параметры	пласт		
	XV	XVa	XVI
Средняя глубина	1275	1423	1501

залегания, м			
Нач. пласт. темп-ра, С	61	62.5	62.5
Нач. пласт. давление, МПа	17.1	17.1	17.1
Средняя пористость, %	6.3	9.3	5.2
Средн. проницаемость по керну, мД	10.49	21.27	1.01
Средн. проницаемость по ГДИ, мД	34.77	49.54	89.5
Тип пород	ангидриты, доломитизированные известняки	обломочные известняки	плотные глинистые известняки с прослоями мергелей и известковистых глин

По результатам анализа обобщённых лабораторных исследований керна и материалов ГИС, выполненных ОАО «ВНИИИГАЗ» и ООО «Фугро Геосайенс ГмюХ» [69], для продуктивных отложений месторождения Адамташ установлено наличие двух групп проницаемых пород, отличающихся по своим фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС).

К первой группе относятся коллекторы, характеризующиеся относительно высокой открытой пористостью, преимущественно гранулярной структурой пустотного пространства с развитием трещиноватости. Этот тип коллектора – порово-трещинный.

Ко второй группе проницаемых разностей относятся породы, характеризующиеся существенно повышенной трещиноватостью. Емкость этих пород определяется совокупностью двух составляющих: трещинной и в меньшей степени гранулярной, а проницаемость - в основном связана с трещиноватостью.

На месторождении Адамташ фирмой Schlumberger проведены исследования FMI в 15-ти скважинах.

Согласно данным исследованиям, трещиноватость месторождения Адамташ имеет следующие характеристики:

- трещины являются субвертикальными (средний угол падения составляет 70 °)

- Преобладающий азимут простираения составляет 100°
- Густота трещин меняется в интервале от 0.17 до 1.7 трещин на метр (при среднем значении 0.7 трещин на метр).

1.4. Геолого-физическая характеристика башкирских газоносных отложений Астраханского газоконденсатного месторождения

Астраханское газоконденсатное месторождение находится в юго-западной бортовой части Прикаспийской нефтегазоносной провинции (рис. 1.6).



Рисунок 1.6. Схема расположения Астраханского газоконденсатного месторождения

Основная газоносность месторождения приурочена к прикамскому, северо-кельтменскому, краснополянскому горизонтам башкирского яруса.

В таблице 1.2 приведены основные геолого-физические характеристики.

Геолого-физическая характеристика продуктивного объекта
Астраханского газоконденсатного месторождения.

параметр	значение
Средняя глубина залегания, м	4073
Нач. пласт. температура, °С	112
Средняя эффективная газонас. толщина, м	89
Нач. пласт. давление, МПа	61.73
Средняя пористость, %	9.24
Средн. проницаемость по керну, мД	0.4 мД
Средн. проницаемость по ГДИ, мД	34.77
Тип пород	Известняк

Внутреннее строение продуктивной башкирской толщи характеризуется пластовым распределением пористых, слабо-пористых и, в меньшей степени, плотных разностей карбонатных пород с тонкими прослоями аргиллитов [70, 71, 72]. Вся толщина пород пронизана макро- и микротрещинами.

Коллекторам порового типа соответствуют коэффициент открытой пористости 10.5 - 15 % и коэффициент проницаемости 0.78-0.62 мД. Коллекторам порово-трещинного и трещинно-порового типов соответствует коэффициент открытой пористости 3 - 11% и коэффициент трещинной проницаемости 5-20 мД, который в отдельных пропластках может возрастать до 100 мД.

Согласно источнику [71], имеется следующая оценочная шкала параметров трещиноватости в зависимости от пористости пород (табл. 1.3).

Таблица 1.3

Оценочная шкала параметров трещиноватости пород АГКМ

Пористость, %	Плотность трещин, 1/м	Раскрытость трещин, мкм
12-14	30-35	4-5
10-12	40-35	3-4
8-10	45-40	2.2-3.0
6-8	50-45	1.5-2.2
4-6	60-50	0.7-1.5

То есть наблюдается тенденция, согласно которой в более плотных породах коллектора наблюдается наибольшая плотность сетки трещин при наименьшей их раскрытости.

В работе [71] для определения раскрытости трещин в условиях изменяющегося эффективного давления использовался экспериментальный метод прорыва газа через насыщенную жидкостью породу. В результате экспериментов были сделаны выводы:

- Наблюдается значительная деформация трещин - при изменении эффективного давления с 5.0 до 40.0 МПа раскрытость трещин уменьшается в 1.5-5 раз.
- На фильтрационные свойства породы существенное влияние оказывают лишь трещины с раскрытостью более 1мкм.

В работах [73, 74, 75] были проведены компрессионные испытания монолитных образцов продуктивных отложений АГКМ, проведен анализ динамики продуктивности скважин в процессе снижения пластового давления, выполнено совместное геомеханическое и гидродинамическое моделирование процесса деформирования коллектора и трещинного типов. В результате данной работы авторами было отмечено, что выявленное снижение ФЕС матрицы коллектора не должно приводить к масштабному падению продуктивности скважин, которое наблюдается на практике, что подтверждает существенную роль трещинной составляющей проницаемости в снижении дебита скважин.

В последующих главах данного диссертационного исследования производится анализ компрессионных испытаний образцов керна с трещинами и результатов гидродинамических исследований скважин на стационарных режимах рассматриваемых объектов с целью выявления закономерности распределения эффекта снижения трещинной проницаемости и поиска его связи с геологическими параметрами.

ГЛАВА 2. АНАЛИТИЧЕСКИЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ И ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КАРБОНАТНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ СНИЖЕНИИ ДАВЛЕНИЯ В ЗАЛЕЖИ

2.1. Аналитическое представление изменения фильтрационно- емкостных свойств трещиноватого коллектора при снижении пластового давления.

Деформация трещиноватого коллектора, вызванная падением пластового давления, сопровождается снижением трещинной проницаемости, что ведет к снижению коэффициентов продуктивности и дебитов скважин.

Существуют различные методы аналитического представления изменения проницаемости при изменении пластового давления.

Наиболее часто при описании процесса смыкания трещин используется коэффициент упругости трещиноватого пласта [76, 77]:

$$\beta = \frac{d\delta}{\delta \cdot dp}, \quad (2.1)$$

где $d\delta$ – изменение раскрытия трещин при изменении давления на dp .

При незначительных изменениях раскрытия трещины полное раскрытие δ считается константой. В таком случае, разделение переменных в уравнении и его последующие интегрирование позволяет получить следующий закон изменения раскрытия трещины при изменении пластового давления

$$\delta = \delta_0 \cdot (1 - \beta \cdot (p_0 - p))$$

Недостатком данного представления является его линейный характер, в то время как результаты исследований керна с трещинами [18, 20, 27] показывают, что зависимость трещинной проницаемости от давления является существенно нелинейной. При значительных изменениях раскрытия трещин $d\delta$ полное раскрытие δ не может считаться константой. В этом

случае, разделяя переменные в уравнении, и, интегрируя его от начальных до текущих пластовых условий, получим зависимость раскрытия трещины от изменения пластового давления в экспоненциальном виде

$$\delta = \delta_0 \cdot e^{\beta(p_0 - p)} \quad (2.2)$$

В настоящей работе для описания результатов экспериментов была рассмотрена модель смыкания трещины Н.Бартона и С.Бандиса [18, 19, 20], которая является наиболее известной и широко используемой в механике горных пород.

Н.Бартон и С.Бандис на большом количестве экспериментального материала показали, что зависимость раскрытия трещин от действующих нормальных напряжений лучше всего описывается функцией гиперболического вида

$$\Delta\delta = \frac{\sigma_n \cdot \sigma_m}{S_{n,0} \cdot \delta_m + \sigma_n},$$

где $\Delta\delta$ - величина сжатия (смыкания) берегов трещины под действием нормальных напряжений σ_n ; δ_m - максимально возможное сжатие берегов трещины; $S_{n,0}$ - начальная жесткость трещины:

$$S_{n,0} = \left. \frac{\partial \sigma_n}{\partial \Delta\delta} \right|_{\Delta\delta=0}.$$

Текущее раскрытие трещины δ находится как $\delta = \delta_0 - \Delta\delta$, где δ_0 – начальное раскрытие. При этом $\delta_m < \delta_0$, т.е. максимально возможное сжатие трещины меньше ее начального раскрытия.

$$\delta = \delta_0 - \Delta\delta = \frac{\delta_m^2 \cdot S_{n0}}{S_{n0} \cdot \delta_m + \sigma_n}$$

Произведём следующее преобразование данной формулы. Взяв отношение двух раскрытий трещины, полученных при разных приложенных нормальных напряжениях и предположив максимально возможное сжатие трещины равным ее начальному раскрытию, получим соотношение следующего вида:

$$\frac{\delta_2}{\delta_1} = \frac{S_{n0} \cdot \delta_0 + \sigma_{n1}}{S_{n0} \cdot \delta_0 + \sigma_{n2}} = \frac{S_{n0} \cdot \delta_0 + \sigma_{n1}}{S_{n0} \cdot \delta_0 + \sigma_{n1} + \Delta\sigma} = \frac{Ns}{Ns + \Delta\sigma}$$

Таким образом, можно записать зависимость раскрытия трещины от текущего пластового давления в виде

$$\delta = \delta_{\text{нач.пласт}} \cdot \frac{Ns}{Ns + p_{\text{нач.пласт}} - p}$$

$$Ns = S_{n0} \cdot \delta_0 + \sigma_{n_{\text{нач.пласт}}} \quad (2.3)$$

Параметр Ns характеризует степень изменения раскрытия при изменении пластового давления [78, 79, 36]. Как следует из его определения (2.3), он зависит от начальной жёсткости трещины S_{n0} , раскрытия трещины при отсутствующей нормальной нагрузке, а также значения нормального напряжения в начальных пластовых условиях.

Для единичной трещины связь между её проницаемостью и раскрытием записывается в виде

$$K_{\text{тр}} = \frac{\lambda \cdot \delta^2}{12},$$

где λ – коэффициент, характеризующий шероховатость стенок трещины.

Если сделать допущение, что λ при смыкании трещин не меняется, то получим законы изменения проницаемости единичной трещины в виде:

- экспоненциальный закон

$$K_{\text{тр}} = K_{\text{тр}0} \cdot e^{\beta(p_0 - p)} \quad (2.4)$$

- модель смыкания трещины Бартона-Бандиса

$$K_{\text{тр}} = K_{\text{тр}0} \cdot \frac{Ns^2}{(Ns + p_0 - p)^2} \quad (2.5)$$

Физический смысл параметра Ns , чем больше параметр Ns , тем меньше снижение проницаемости (рис. 2.1).

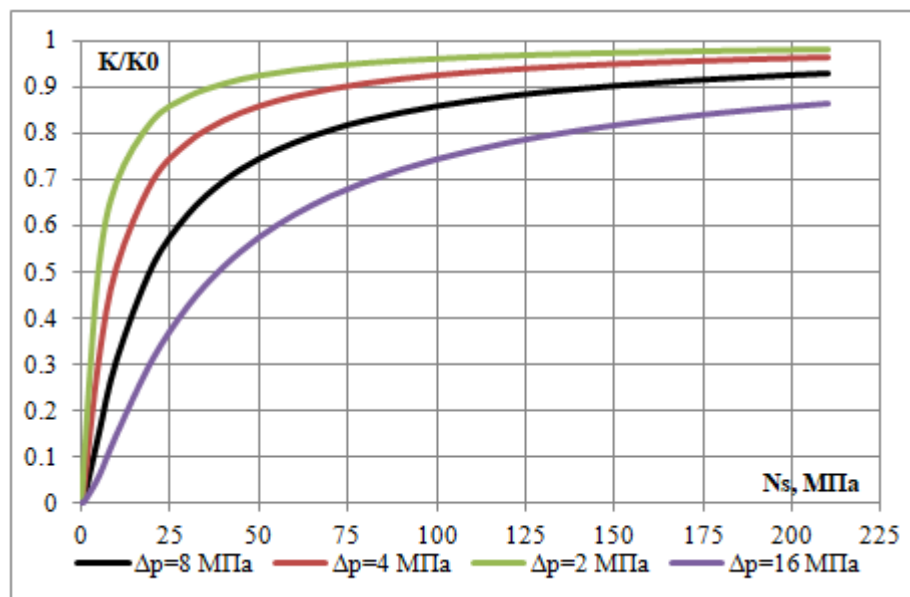


Рисунок. 2.1. Зависимость изменения проницаемости единичной трещины от параметра N_s при увеличении эффективного давления от начального пластового на 2, 4, 8, 16 МПа

Согласно имеющимся экспериментальным данным [18, 19, 20], величина начальной жесткости трещины зависит, прежде всего, от геологических и геомеханических характеристик породы, а также от шероховатости и степени выветрелости стенок трещины.

Согласно рассмотренных моделей деформации трещины, за величину смыкаемости трещин и, соответственно, величину снижения трещиной проницаемости в рамках предложенных представлений отвечают два параметра - параметр N_s , полученный из модели трещины Бартон – Бандиса и параметр β , полученный из экспоненциального закона снижения проницаемости. Определение данных параметров может быть реализовано двумя методами: на образцах с трещинами в ходе испытаний и на основе результатов гидродинамических исследований скважин.

Исходя из формулы определения параметра N_s (2.3), для определения корреляционных зависимостей параметров снижения трещинной проницаемости в последующих этапах были выбраны такие геолого-геофизические параметры как скорость продольной волны и плотность, а также начальная проницаемость трещины.

2.2. Методика проведения экспериментальных исследований и обработки результатов.

Для получения закона изменения проницаемости при падении и восстановлении пластового давления в ходе проведения исследований были проведены компрессионные испытания образцов керна Юрубчено-Тохомского месторождения, месторождения Адамташ и Астраханского газоконденсатного месторождения [75, 36]. Общая характеристика образцов по месторождениям представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Общая характеристика образцов по месторождениям

№ П.п.	Месторождение	Скв	Глубина отбора керна, м	Прод. объект	Количество образцов, участвов. в эксперименте	Тип породы
1	Юрубчено-Тохомское	272 198	2500-2625 2800-2815	Рифей	15	Известняк
2	Адамташ	20 34	1131-1299 1509-1530	Юрская система (Пласты XV, XVa, XVI)	19	Известняк
3	АГКМ	43А 27А 823	3902-3988 3991-3997 3899-3908	Башкирский ярус	8	Известняк

Экспериментальные исследования выполнялись на установках УИК-5 и ИФЕС-1. Основная цель проведенных испытаний – получить аналитические представления о процессе изменения трещинной проницаемости для пород-коллекторов пласта в ходе изменения реальных пластовых условий.

Для этого в ходе эксперимента воспроизводилась последовательность циклов нагрузки и разгрузки, соответствующих изменению внутриворонкового давления, как в районе воронки депрессии, так и в результате выработки запасов по пласту в целом.

В экспериментах испытывались карбонатные образцы цилиндрической формы с диаметром цилиндра 30 мм и высотой также 30 мм.

Общая программа испытаний для каждого образца состояла из следующих этапов:

- Перед непосредственным проведением компрессионных испытаний была выполнена предварительная подготовка образцов [80]. Образцы были отторцованы и экстрагированы. Также было проведено лабораторное определение их начальной пористости, проницаемости, плотности [81].

- На втором этапе к образцу было приложено начальное эффективное напряжение, соответствующее природному напряжению для условий залежи.

- Начальное эффективное напряжение задавалось как разница среднего напряжения в пласте и начального пластового давления в залежи.

- При заданных начальных пластовых условиях образец выдерживался до полной стабилизации проницаемости и пористости.

- Уменьшением внутриворотового давления в образце воспроизводилось увеличение действующего на него эффективного напряжения. При заданном таким образом эффективном напряжении образец выдерживался до полной стабилизации проницаемости и пористости.

- Увеличением внутриворотового давления до начального пластового производился этап разгрузки образца.

- Этапы 3, 4 повторялись для разных значений эффективных напряжений. Подобная последовательность циклов позволяет воспроизвести поведение трещины при снижении, повышении пластовых, а также забойных давлений.

Величина уменьшения внутриворотового давления на каждом шаге выбиралась исходя из предполагаемых эксплуатационных забойных давлений скважин согласно проектным документам. Конечное снижение пластового давления выбиралось по ожидаемому снижению пластового

давления в процессе разработки, а также исходя из технологических ограничений для лабораторной установки.

На рисунке 2.2 приведён пример последовательности циклов нагрузки и разгрузки при компрессионном испытании образца.

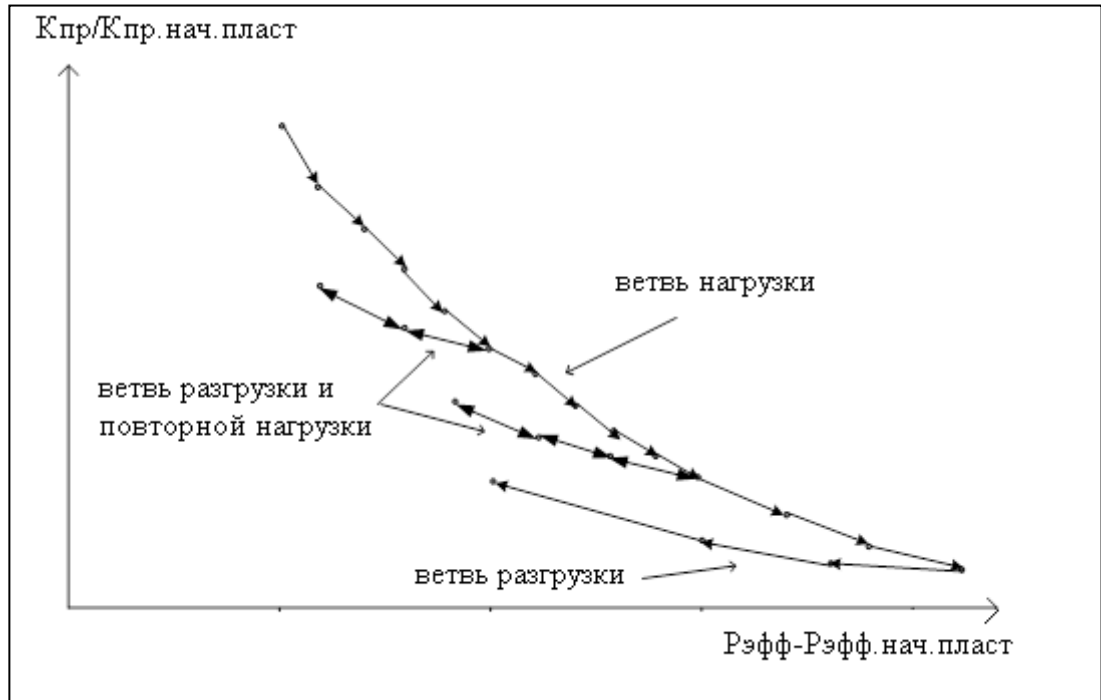


Рисунок 2.2. Обобщенная схема компрессионных испытаний трещинных образцов керна

После проведения серии опытов следовал этап обработки и интерпретации результатов испытаний.

В процессе обработке результатов испытаний ветвь первичной нагрузки аппроксимировалась экспоненциальной зависимостью либо зависимостью, выведенной на основе закона Бартона-Бандиса. Таким образом, были определены параметры снижения проницаемости β и N_s .

Для определения параметра β в соответствии с формулой (2.4) обработку ветви первичной нагрузки удобно проводить в координатах $\ln(K_{пр}/K_{пр.нач.пласт}) - (P_{нач.пласт}-P)$. Угол наклона полученной линии соответствует значению параметра β (рис.2.3).

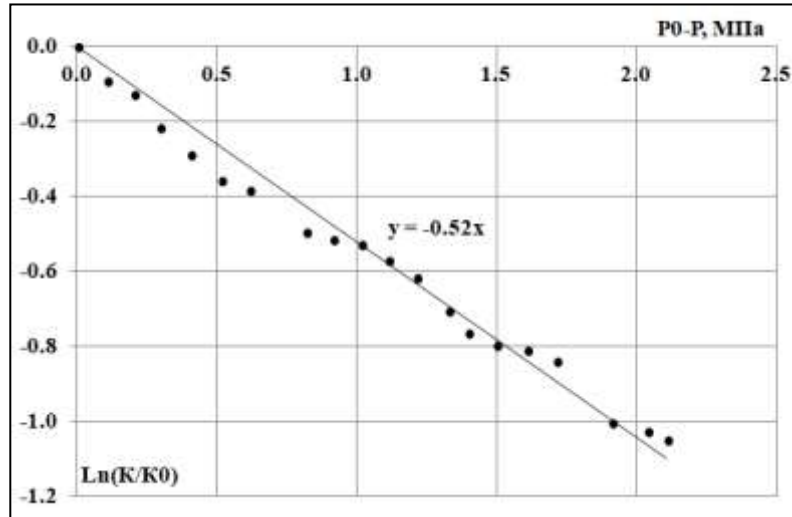


Рисунок 2.3. Определение коэффициента β по ветви первичной нагрузки ($\beta = -0.52 \text{ МПа}^{-1}$)

Для определения параметра N_s в соответствии с формулой (2.5) график строился в осях $(K_{\text{пр.нач.пласт}} / K_{\text{пр}})^{0.5} - (P_{\text{нач.пласт}} - P)$. Угол наклона полученной линии соответствует значению параметра $1/N_s$ (рис. 2.4).

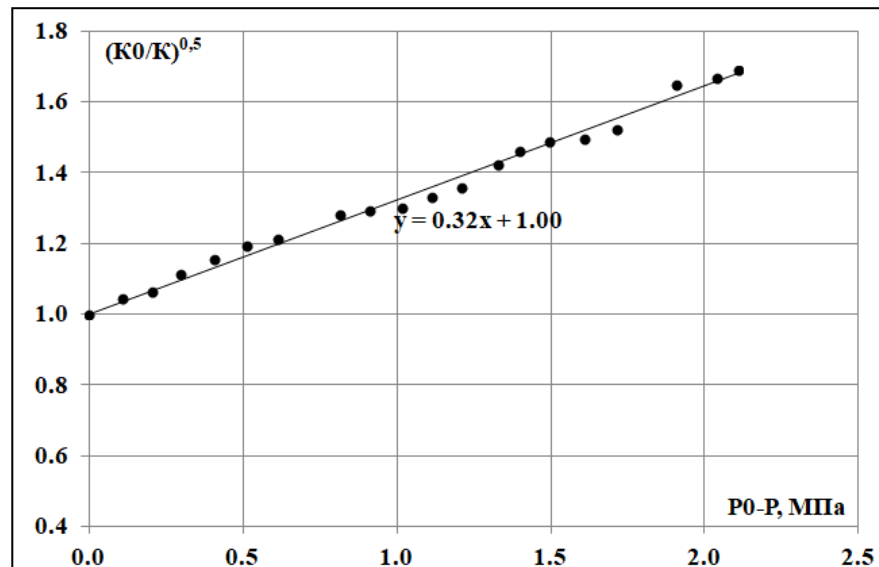


Рисунок 2.4. Определение коэффициента N_s по ветви первичной нагрузки ($1/N_s = 0.32 \text{ МПа}^{-1}$)

При обработке результатов компрессионных испытаний трещинных образцов из рассматриваемых в данной работе объектов было отмечено, что для описания кривых разгрузки и повторной нагрузки достаточно хорошо подходит линейная зависимость проницаемости от изменения эффективного давления.

При этом также было отмечено, что угол наклона линий разгрузки всегда не превышает угол наклона касательной в соответствующей точке кривой первичной нагрузки (рис. 2.5).

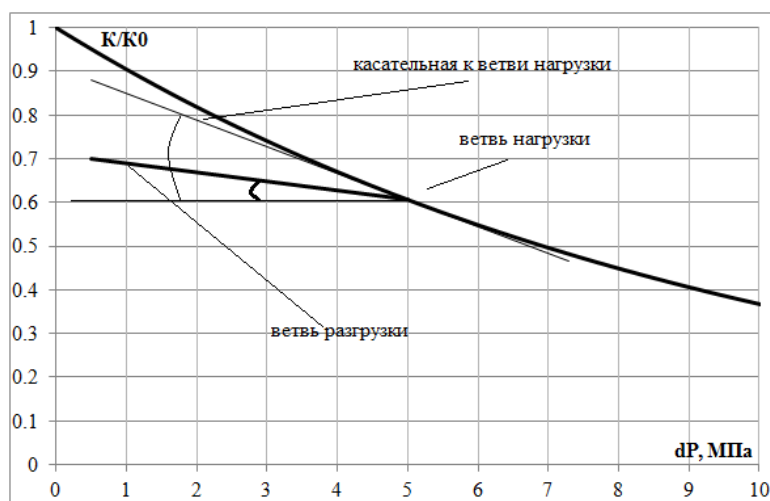


Рисунок 2.5. Обработка линий разгрузки

Таким образом, восстановление при разгрузке образца происходит не полностью. И чем значительней снижение внутрипорового давления на ветви первичной нагрузки, тем менее восстанавливается проницаемость при разгрузке.

2.3. Результаты экспериментальных исследований изменения проницаемости образцов с трещинами в процессе изменения пластового давления.

Испытания образцов керна АГКМ.

Для изучения изменения в результате падения пластового давления трещинной составляющей проницаемости и пористости в 2010 году компрессионным испытаниям было подвергнуто 8 образцов с трещинами. В связи с отсутствием неразрушенного керна с природными трещинами трещины в образцах создавались искусственным способом. Испытания проводились по следующей программе:

- создавалось природное эффективное давление 16 МПа. Для этого давление обжима было доведено до 41 МПа, а внутрипоровое давление до 25 МПа;
- производилась выдержка образца при данных условиях в течение 2 часов;
- внутрипоровое (внутрирещинное) давление уменьшалось до 10 МПа с шагом 2 МПа с выдержкой на каждом шаге 2 часа (эффективное давление 31 МПа);
- образец при данном эффективном давлении выдерживался приблизительно 2 суток;
- образец разгружался до начальных пластовых условий;
- внутрипоровое (внутрирещинное) давление уменьшалось до 5 МПа с шагом 2-3 МПа, с выдержкой на каждом шаге 2 часа (эффективное давление 36 МПа);
- образец при данном эффективном давлении выдерживался приблизительно 2 суток;
- далее производилась разгрузка образца до начального с шагом 5 МПа в течение 4 часов.

На каждом шаге определялись значение проницаемости и пористости.

Анализ результатов изменения проницаемости показал, что при увеличении эффективного давления на 20 МПа относительно действующего природного давления проницаемость по отношению к первоначальной (определенной при природном эффективном давлении) снижается на 60-97% в зависимости от образца (рис. 2.6).

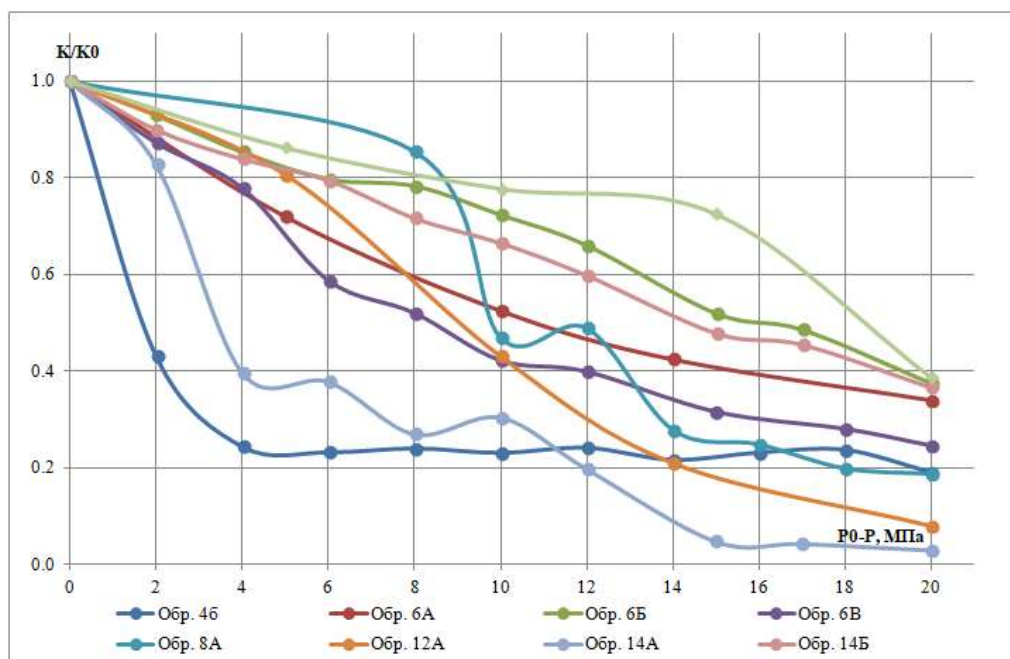


Рисунок 2.6. Графики первичной ветви нагрузки для всех испытанных образцов АГКМ

В случае восстановления пластового давления проницаемость восстанавливается не так интенсивно. Например, после полного нагружения ($\Delta p_{эфф} = 20$ МПа) и восстановления пластового давления до первоначального, значения проницаемостей стали составлять 11-76 % от исходных значений, при среднем значении 39%. Таким образом, следует отметить, что в случае снижения пластового давления на 20 МПа и последующем его восстановлении в среднем 60% от значения трещиной проницаемости не восстанавливается, что, в свою очередь, должно приводить к значительному снижению продуктивности скважин. На рисунке 2.7 приведён пример испытания образца.

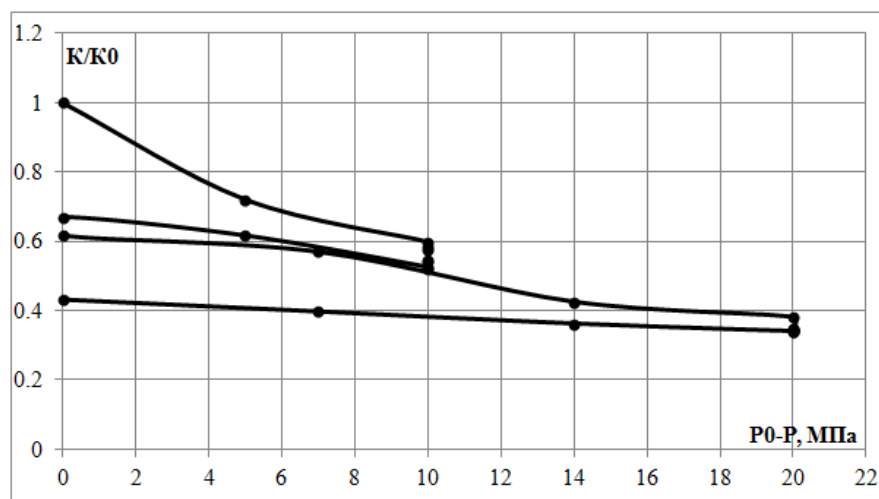


Рисунок 2.7. Зависимость проницаемости от эффективного давления для образца 6А, отобранного из продуктивного объекта АГКМ

Для всех образцов изменение коэффициента пористости достаточно велико и составляет 8-11% в относительных единицах. Столь значительное снижение объясняется тем, что в случае данных испытаний меняется именно трещинная пористость, а не пористость матрицы.

В таблице 2.2 представлены результаты интерпретации компрессионных испытаний для всех образцов.

Таблица 2.2

Результаты испытаний образцов керн с трещинами Астраханского газоконденсатного месторождения

№	обр	сква	Пористость, д.ед	Плотность, г/см ³	Кпр в пов. усл., мД	Кпр в пласт. усл., мД	β , 1/МПа	Ns, МПа
1	4Б	43А	0.081	2.49	75.2	27.5	0.288	3.9
2	6А	43А	0.040	2.61	66.4	45.0	0.12	8.9
3	6Б	43А	0.042	2.61	1750.9	717.0	0.071	21.6
4	6В	43А	0.042	2.59	838.2	359.3	0.073	20.4
5	8А	43А	0.137	2.38	454.0	73.0	0.171	5.2
6	12А	27А	0.086	2.51	3115.0	1611.0	0.048	29.4
7	14А	823	0.134	2.40	1950.0	320.0	0.166	9.9
8	14Б	823	0.136	2.44	1221.8	444.0	0.058	29.0

На основе результатов испытаний были построены зависимости коэффициентов снижения проницаемости N_s и β от плотности образца и начальной проницаемости в пластовых условиях (рис. 2.8-2.11). Можно отметить, что не получено надежных корреляционных зависимостей, позволяющих использовать их в последующем гидродинамическом моделировании. Это обстоятельство можно объяснить весьма малым объемом проведенных испытаний. Отмечается, однако, тенденция к появлению этих зависимостей.

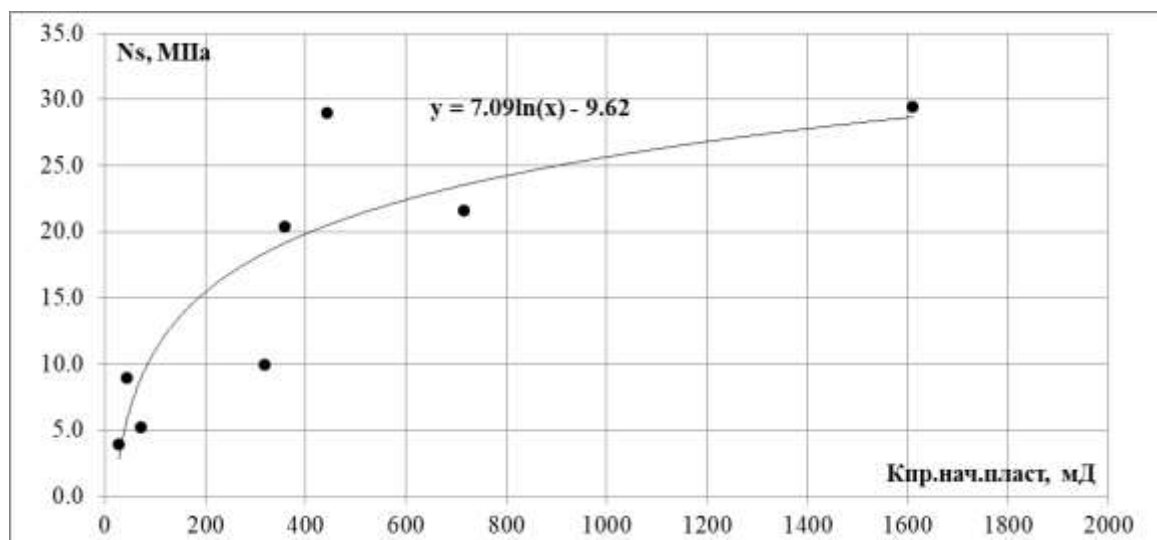


Рисунок 2.8. Зависимость параметра N_s от начальной проницаемости образца в пластовых условиях для образцов АГКМ

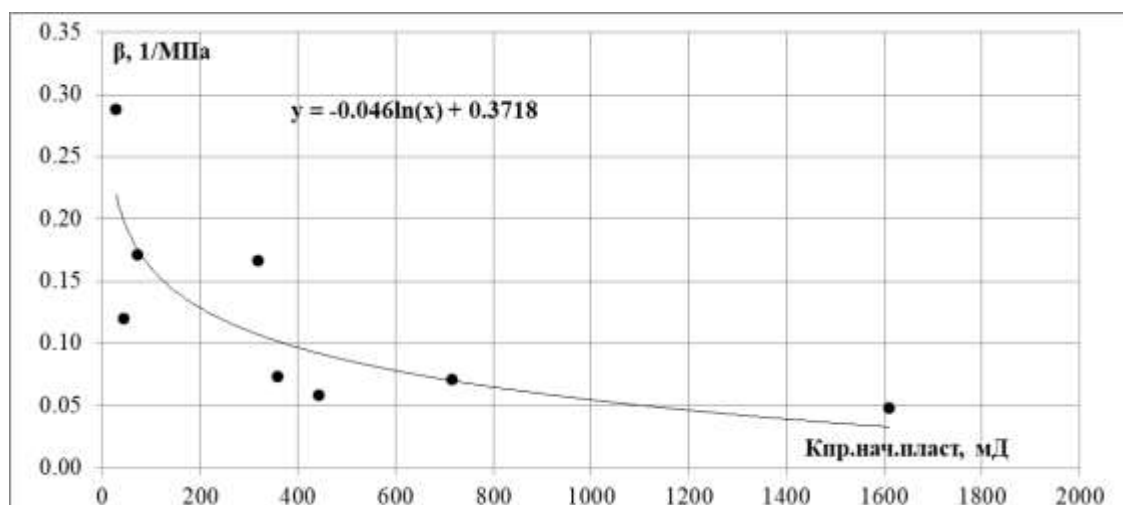


Рисунок 2.9. Зависимость параметра β от начальной проницаемости образца в пластовых условиях для образцов АГКМ

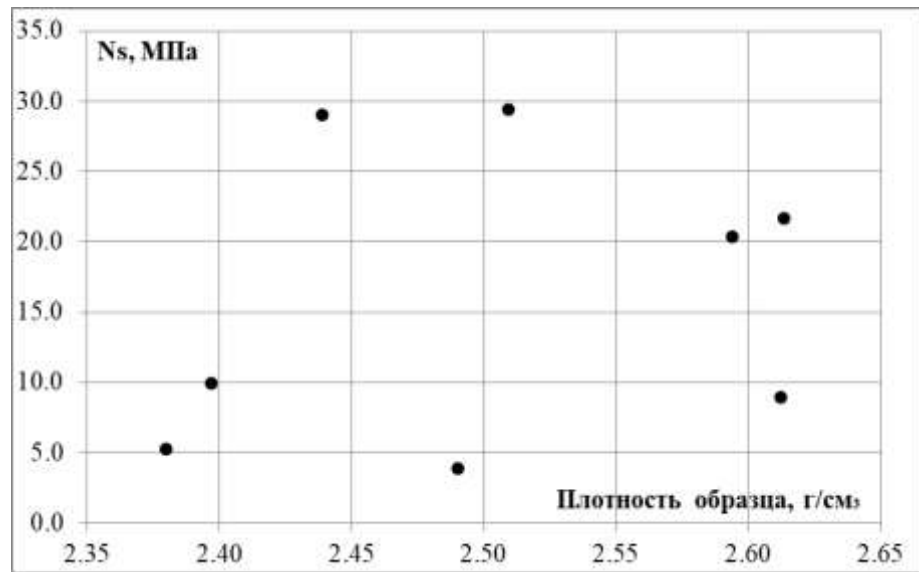


Рисунок 2.10. Зависимость параметра N_s от плотности образца для образцов АГКМ

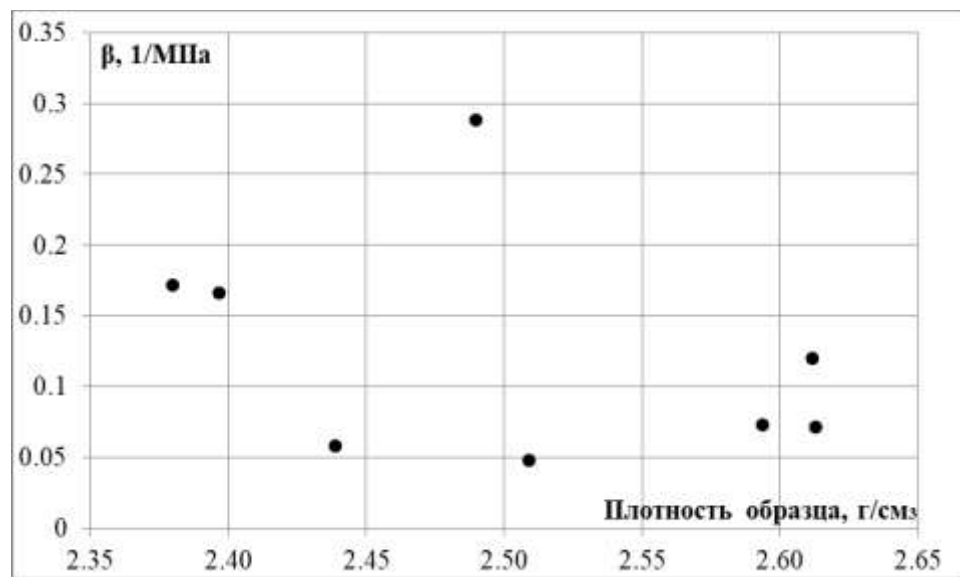


Рисунок 2.11. Зависимость параметра β от плотности образца для образцов АГКМ

Испытания образцов керна Юрубчено-Тохомского месторождения

В 2010-2012 для исследований фильтрационных и упругих свойств рифейских пород Юрубчено-Тохомского месторождения автору был передан керновый материал общим объемом 4.0 погонных метра, из которого было изготовлено 22 цилиндрических образца размером 30х30 мм. Ряд образцов содержал хорошо видимые природные трещины. В дальнейшем на образцах с природными трещинами исследовалась зависимость трещинной проницаемости от эффективного давления.

Общая программа испытаний представлена ниже:

- Создавалось начальное внутритрещинное давление (пластовое давление). Задавалось давление обжима. В начальных пластовых условиях образец выдерживался в течение 2 часов.
- Уменьшалось внутритрещинное давление с шагом 0.1-0.2 МПа и выдержкой на каждом шаге 2 часа. При этом внешнее давление обжима не менялось. Таким образом, была получена ветвь нагрузки.
- 4. Постепенным увеличением внутритрещинного давления с шагом 0.2-0.5 МПа с выдержкой на каждом шаге 1 час была получена ветвь разгрузки.
- На каждом производилось шаге определение значений проницаемости, пористости. Общее время исследований составило 40-42 часа на образец.

Указанная программа испытаний охватывает интервал падения пластового давления от нуля до 1.5 МПа. Такой интервал давлений был выбран в связи с направленностью данных исследований на выбор оптимальных депрессий при проектировании разработки этого объекта.

Каждый образец подвергался 3-м циклам нагрузка-разгрузка. Исключение составили только образцы 16П, 12А, 14А, 9Б, где разгрузка производилась только один раз.

В первом цикле эффективное давление постепенно увеличивалось относительно начального на $\Delta p=0.5$ МПа, после чего образец разгружался до $\Delta p=0.1$ МПа. Во втором цикле образец повторно нагружается до $\Delta p= 1.0$ МПа, после чего разгружается до $\Delta p=0.4$ МПа. В третьем цикле нагрузка доводится до 1.6 МПа, после чего следует разгрузка до 1.0 МПа.

Подобная схема нагружения позволяет изучить поведение коллектора при циклических процессах падения-восстановления пластового давления. В качестве примера на рисунке 2.12 представлен результат испытаний образца 17-1.

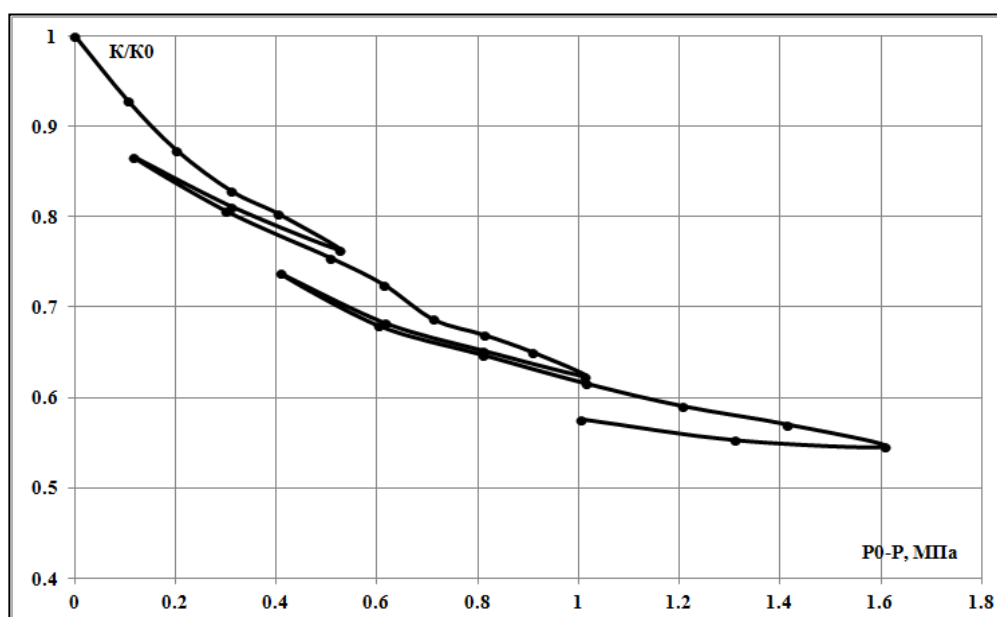


Рисунок 2.12. Результаты испытания образца 17-1

Графики первичной ветви нагрузки для всех образцов представлены на рисунке 2.13. Согласно результатам испытаний падение трещинной проницаемости в результате действия повышенных эффективных давлений составило от 3 до 90 %, при среднем значении 40 %.

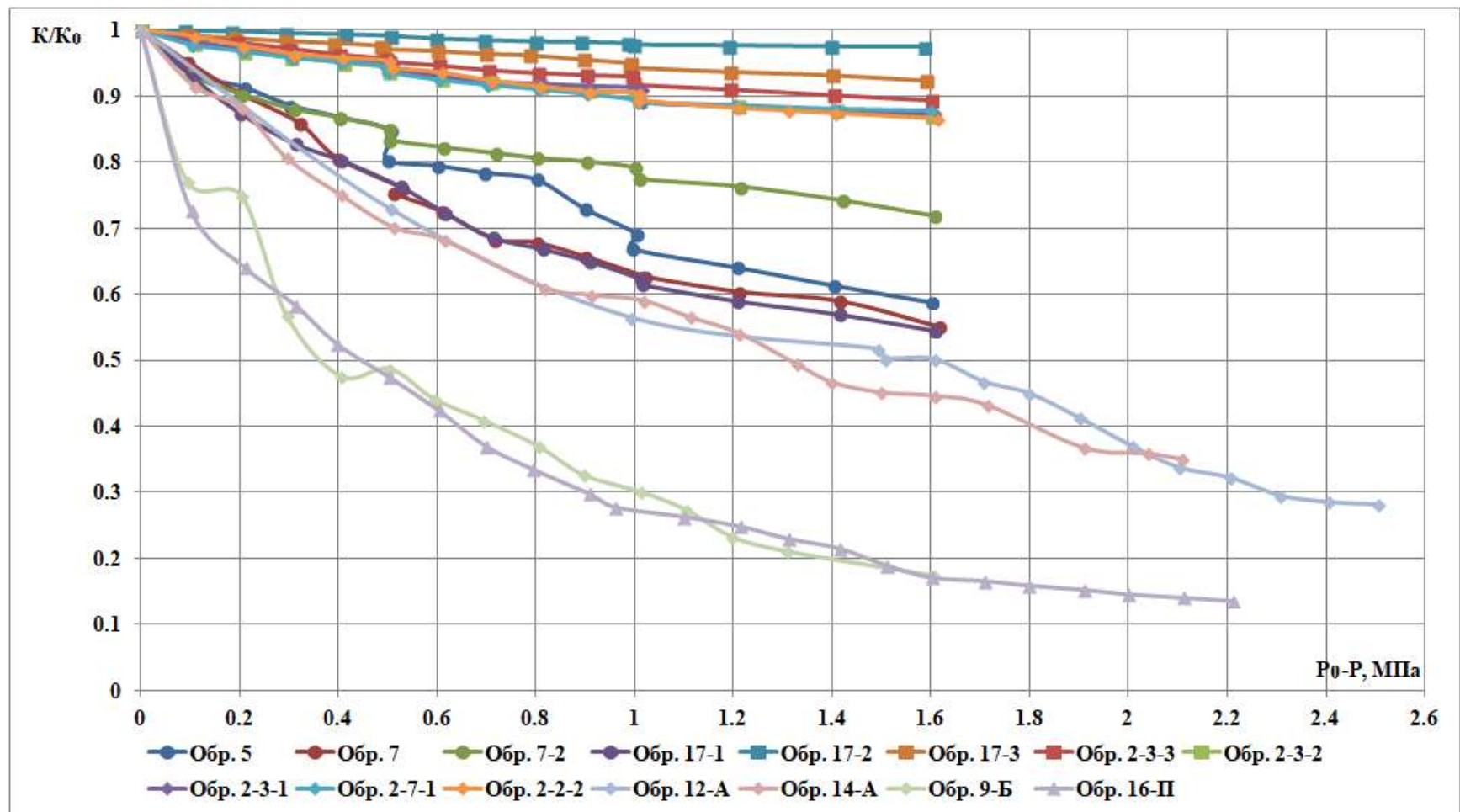


Рисунок 2.13. Графики первичной ветви нагрузки для всех испытанных образцов ЮТМ

По описанной в разделе 2.2 методике была произведена обработка результатов испытаний. В результате были определены значения параметров снижения проницаемости N_s и β для первичной ветви нагрузки, а также углы наклона ветвей разгрузки (табл. 2.3).

Далее были построены зависимости определенных параметров снижения проницаемости от начальных проницаемости образцов в пластовых условиях, а также плотности породы образца (рис. 2.14-2.17).

Анализируя результаты испытаний, можно отметить, что надежной является только корреляционная зависимость параметров β и N_s от начальной проницаемости трещины.

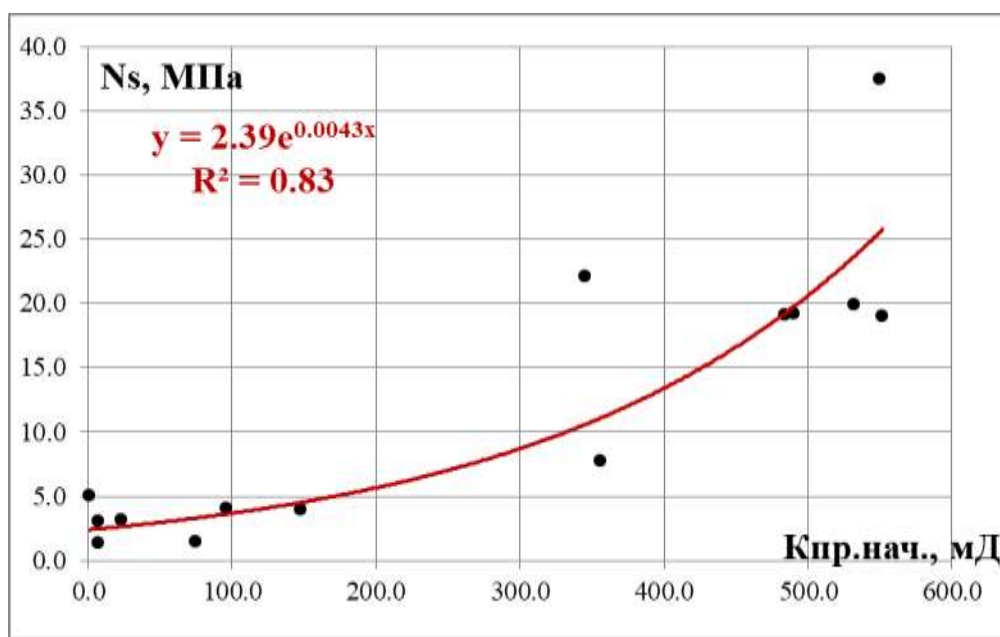


Рисунок 2.14. Зависимость параметра N_s от начальной проницаемости образца в пластовых условиях для образцов ЮТМ

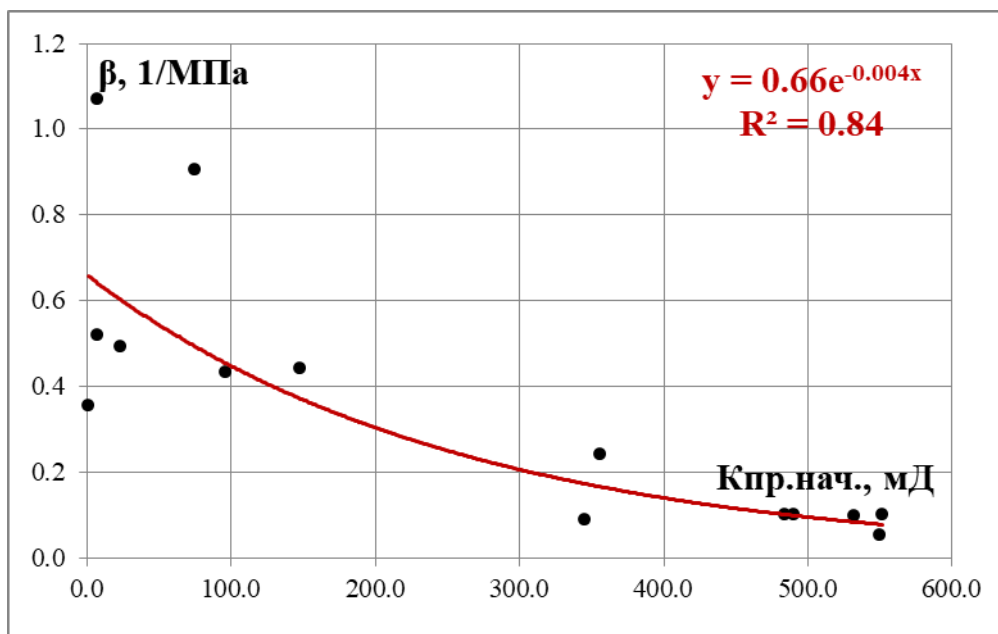


Рисунок 2.15. Зависимость параметра β от начальной проницаемости образца в пластовых условиях для образцов ЮТМ

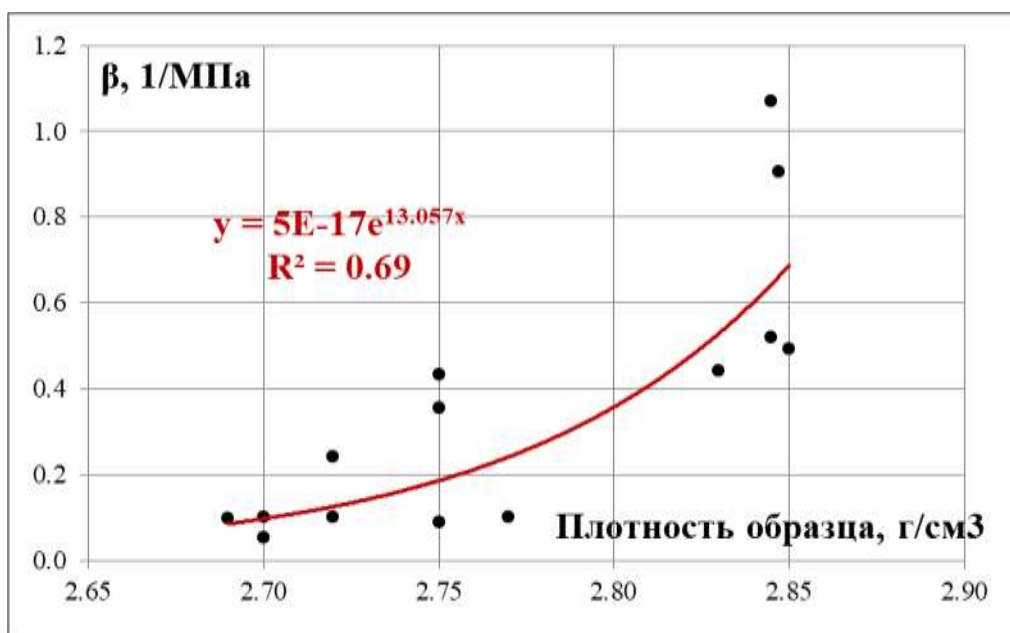


Рисунок 2.16. Зависимость параметра β от плотности для образцов ЮТМ

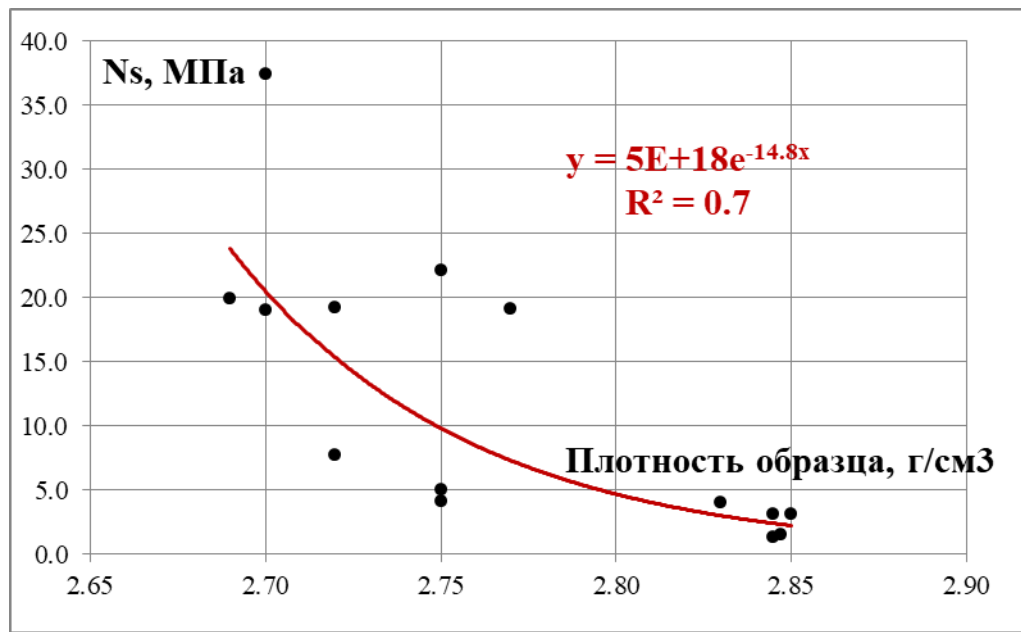


Рисунок 2.17. Зависимость параметра N_s от плотности для образцов ЮТМ

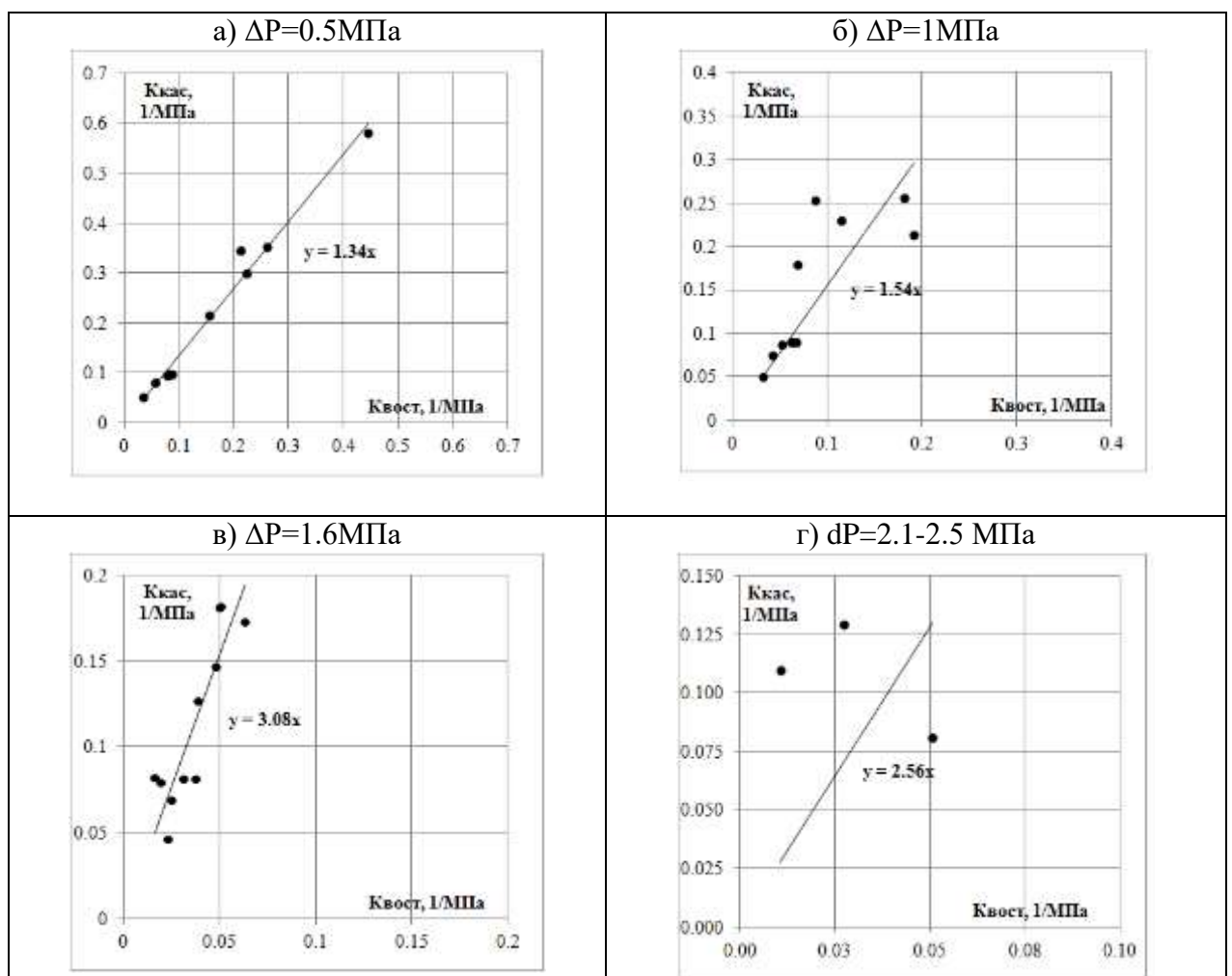


Рисунок 2.18. Зависимость угла наклона касательной к кривой первичной нагрузки от угла наклона линий разгрузки для образцов ЮТМ

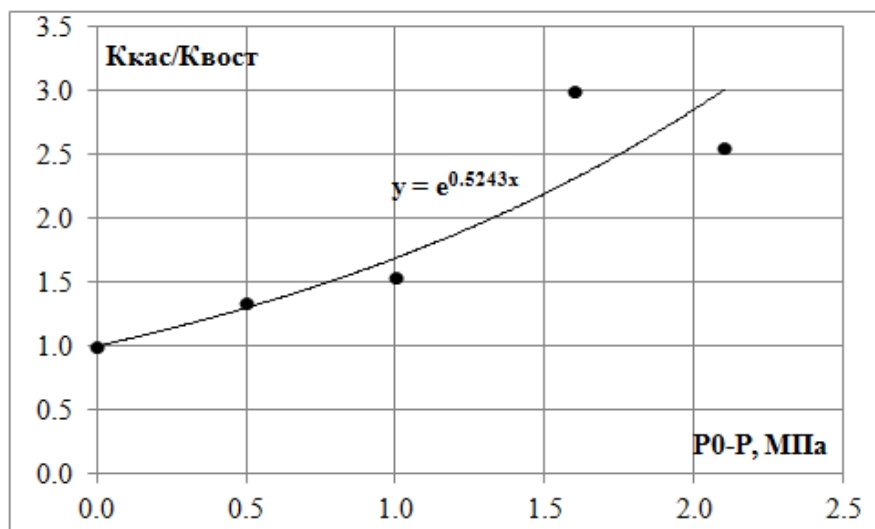


Рисунок 2.19. Зависимость отношения угла наклона касательной к кривой первичной нагрузки к углу наклона линий разгрузки от изменения эффективного давления для образцов ЮТМ.

Таблица 2.3

Результаты испытаний образцов с трещинами Юрубчено-Тохомского месторождения.

№	образец	пористость в нач. пласт. условиях, д.ед	проницаемость в начальных пластовых условиях, мД	плотность, г/см ³	β , 1/МПа	Ns, МПа	угол наклона ветви разгрузки, 1/МПа			
							dP=0.5 МПа	dP=1.0 МПа	dP=1.6 МПа	dP=2.1-2.5 МПа
1	5	2.63	0.9	2.75	0.36	5.07	0.224	0.116	0.063	
2	7	0.91	96.1	2.75	0.43	4.12	0.212	0.087	0.050	
3	7-2	2.40	355.7	2.72	0.24	7.77	0.156	0.069	0.048	
4	17-1	0.85	148.0	2.83	0.44	3.99	0.261	0.181	0.051	
5	17-3	1.18	550.3	2.70	0.05	37.45	0.035	0.032	0.023	
6	2-3-3	0.86	345.0	2.75	0.09	22.10	0.058	0.043	0.025	
7	2-3-2	0.87	484.3	2.77	0.10	19.16	0.083	0.063	0.032	
8	2-7-1	1.76	551.8	2.70	0.10	19.05	0.082	0.064	0.016	
9	2-2-2	1.29	490.0	2.72	0.10	19.27	0.089	0.067	0.038	
10	2-3-1	1.93	531.6	2.69	0.10	19.62	0.079	0.053	0.020	
11	16П	0.99	75.0	2.85	0.91	1.49				0.028
12	12А	1.08	23.0	2.85	0.49	3.13				0.011
13	14А	0.64	6.6	2.85	0.52	3.10				0.051
14	9Б	0.93	7.0	2.85	1.07	1.36			0.039	

Испытания образцов керна месторождения Адамташ

Для изучения изменения в результате падения пластового давления трещинной составляющей проницаемости и пористости были проведены компрессионные испытания 17 образцов. Образцы были выпилены из керна скважин № 20, 34 в интервалах XV, XVa, XVI горизонтов.

Испытания проводились по двум программам.

Первая группа образцов испытывались по следующей программе, рассчитанной на 6.5 часов:

- Подготовка к эксперименту. Создавалось начальное внутритрещинное давление (пластовое давление). Задавалось давление обжима. Производилась выдержка образца в течение 1 часа (или меньше при стабилизации проницаемости).

- Первая ступень ветви нагрузки. Внутритрещинное давление уменьшалось до 15 МПа с выдержкой 1 час (или меньше при стабилизации проницаемости). При этом внешнее давление обжима не менялось. Внутритрещинное давление уменьшалось до 14 МПа с выдержкой 1 час (или меньше при стабилизации проницаемости).

- Первая ветвь разгрузки. Внутритрещинное давление восстанавливалось до начального, после чего производилась выдержка 0.5 часа.

- Вторая ступень ветви нагрузки. Внутритрещинное давление уменьшалось до 14 МПа с выдержкой 1 час (или меньше при стабилизации проницаемости). Внутритрещинное давление уменьшалось до 12 МПа с выдержкой 1 час (или меньше при стабилизации проницаемости). Внутритрещинное давление уменьшалось до 10 МПа с выдержкой 1 час (или меньше при стабилизации проницаемости).

- Вторая ветвь разгрузки. Внутритрещинное давление восстанавливалось до начального с выдержкой 0.5 часа.

Как показали результаты проведенных испытаний, при увеличении эффективного давления на 6.5 МПа падение проницаемости образцов с трещиной составляет 28–48 %.

На рисунке 2.20 приведен график испытания для образца А8.

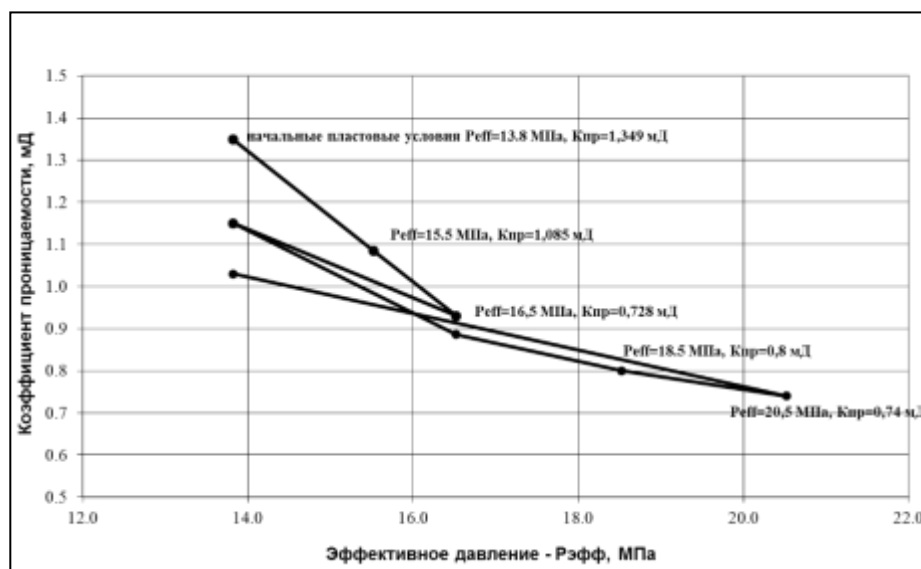


Рисунок 2.20. Испытание образца А8

Для исследования влияния времени выдержки под повышенным эффективным давлением на конечную величину изменения проницаемости образцы ряд образцов был подвергнут испытаниям по более продолжительной программе.

Основные изменения в программе испытаний по сравнению с укороченным вариантом заключались в следующем:

- Эффективное давление на первой и второй ступени увеличивалось относительно начального природного на 4 и 8 МПа соответственно.
- Выдержка на точках ветви нагрузки производилась около 6-14 часов.
- Выдержка на точках ветви разгрузки производилась 2 часа.

Результаты испытаний по удлиненной программе показали, что в результате увеличения выдержки трещинных образцов при повышенном

эффективном давлении конечная величина падения проницаемости увеличивается на 5–10% от величины падения проницаемости при такой же нагрузке, но с часовой выдержкой (рис. 2.21 -2.22).

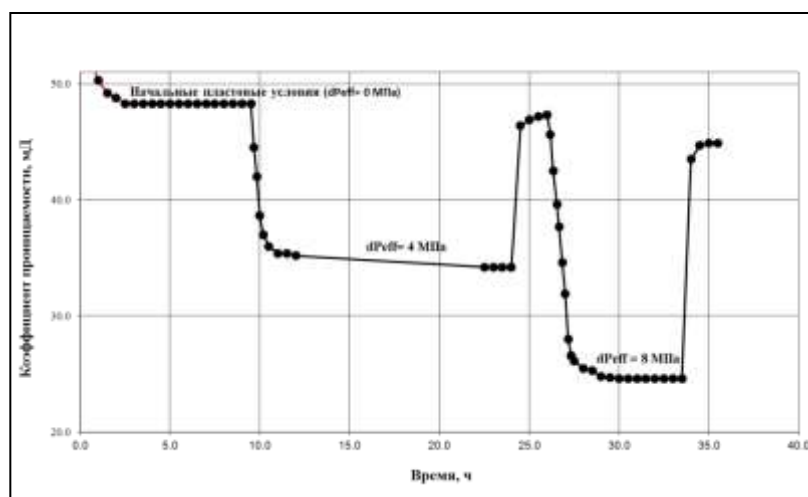


Рисунок 2.21. Влияние длительного времени выдержки образца под повышенным эффективным давлением на результат на примере образца А36

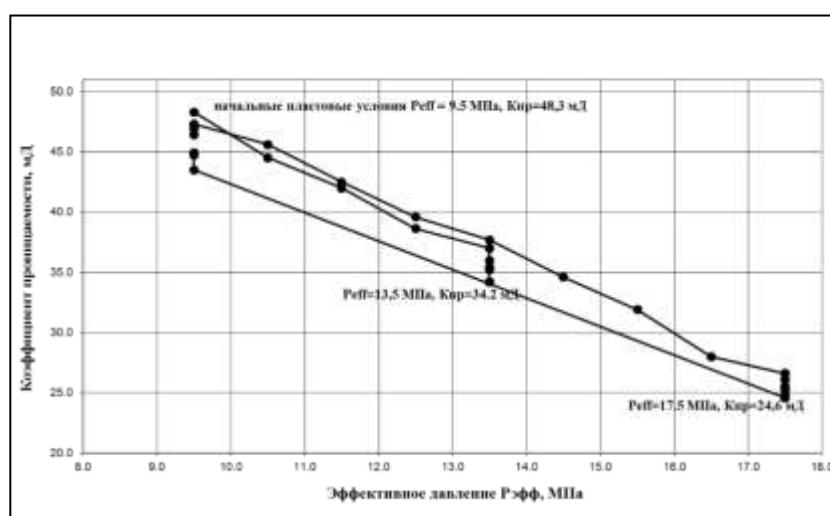


Рисунок 2.22. Испытание образца А36

Для описания ветви первичной нагрузки были использованы модель трещины Н. Бартона и С. Бандиса, а также экспоненциальный закон.

Результаты обработки компрессионных испытаний всех образцов с использованием закона Бартона-Бандиса, а также экспоненциального закона приведены в таблице 2.3.

В процессе анализа линий восстановления проницаемости были получены зависимости между углом наклона линий разгрузки и углом наклона касательной в соответствующей точке кривой нагрузки для увеличений эффективного давления относительно начального на 2.37-2.7, 6.37-6.7 МПа (рис. 2.29).

Таблица 2.4

Результат обработки компрессионных испытаний образцов керна месторождения Адамташ

№	Образец	проницаемость в начальных пластовых условиях, мД	V _p , м/с	плотность, г/см ³	β, 1/МПа	N _s , МПа	угол наклона ветви разгрузки, 1/МПа	
							dP=2.37-2.7 МПа	dP=6.37-6.7 МПа
1	A38	0.06	6085	2.67	0.099	17.76	0.066	0.041
2	A16	0.18	6320	2.68	0.123	13.70	0.100	0.082
3	A7	0.18	5914	2.68	0.067	27.78	0.061	0.031
4	A17	0.20	6073	2.69	0.082	22.03	0.055	0.028
5	A33	0.46	6452	2.70	0.123	13.95	0.103	0.044
6	A9	0.52	5819	2.67	0.074	24.51	0.050	0.026
7	A41	39.50	5649	2.57	0.049	37.10	0.070	0.042
8	A36	48.30	5809	2.67	0.051	37.04	0.034	0.026
9	A4	1.28	6167	2.65	0.072	25.64	0.055	0.035
10	A8	1.35	6264	2.67	0.106	16.47	0.073	0.032
11	A18	3.06	5710	2.61	0.034	56.00	0.022	0.016
12	A28	4.30	5873	2.64	0.087	20.79	0.060	0.040
13	A3	5.24	5901	2.69	0.063	29.41	0.041	0.030
14	A32	5.45	5578	2.67	0.041	47.00	0.036	0.023
15	A2	8.10	6102	2.67	0.085	21.28	0.072	0.040
16	A44	9.19	4387	2.46	0.010	200.00	0.010	0.007
17	A42	11.85	4603	2.48	0.015	135.14	0.013	0.009
18	A43	22.26	4482	2.46	0.029	65.79	0.025	0.018
19	A26	0.87	4953	2.51	0.049	38.70	0.036	0.030

После проведения испытаний были построены зависимости параметров снижения проницаемости β и N_s от плотности образца, скорости продольной волны [82], начальной проницаемости образца в пластовых условиях (рис. 2.23-2.28).

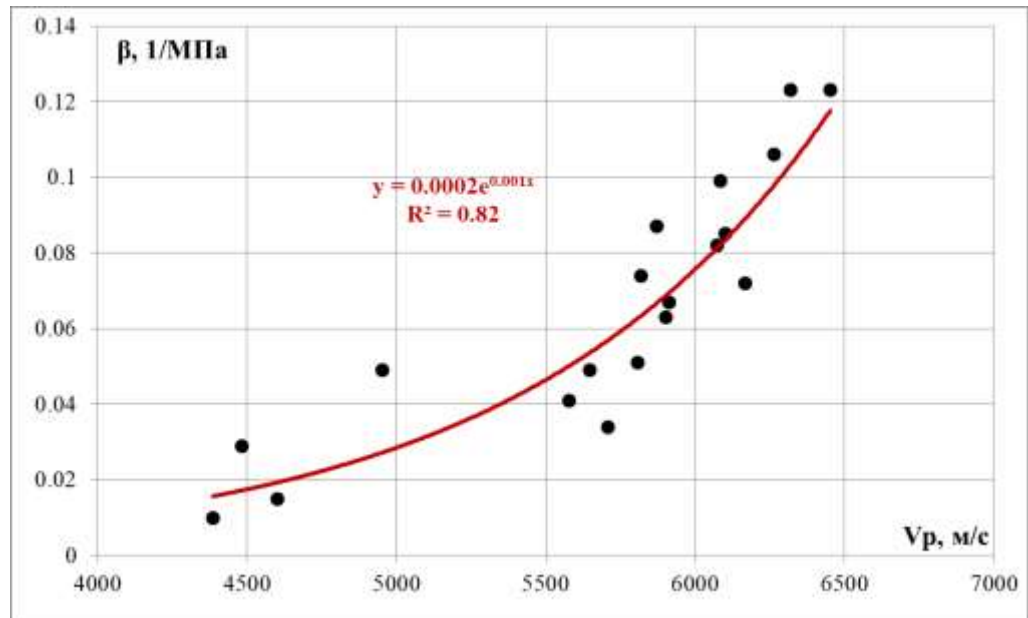


Рисунок 2.23. Зависимость параметра β от скорости продольной волны для образцов месторождения Адамташ

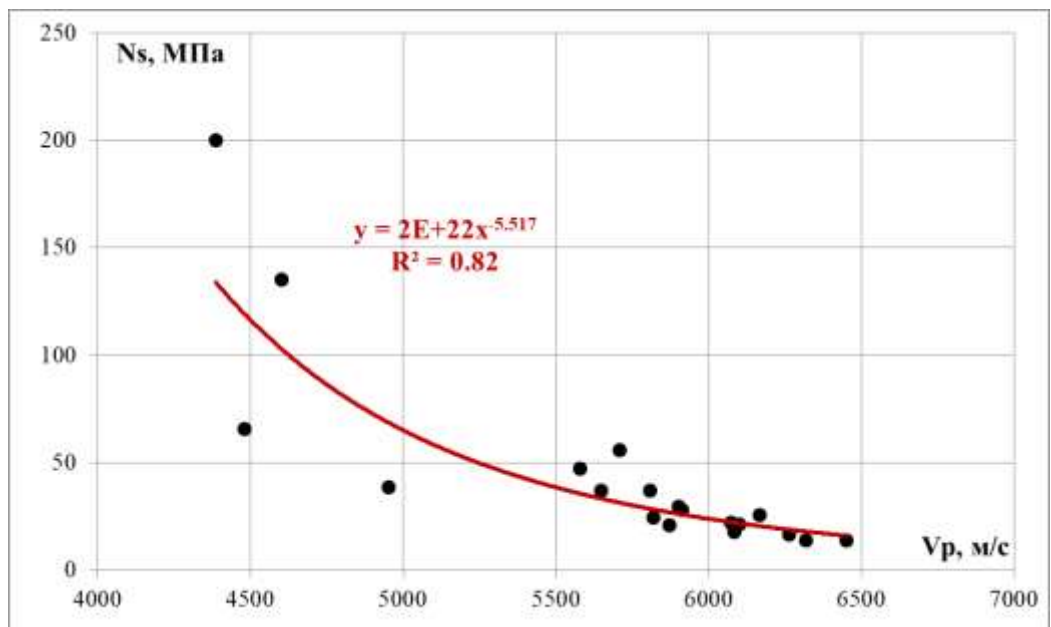


Рисунок 2.24. Зависимость параметра N_s от скорости продольной волны для образцов месторождения Адамташ

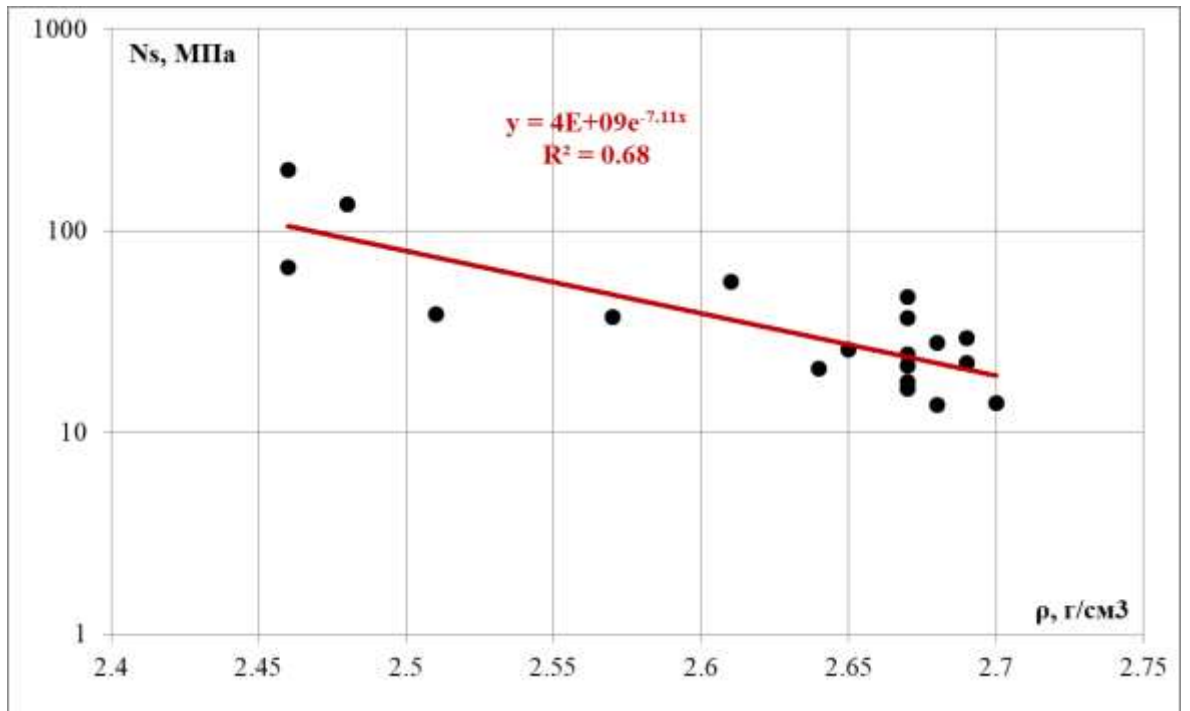


Рисунок 2.25. Зависимость параметра N_s от плотности для образцов месторождения Адамташ

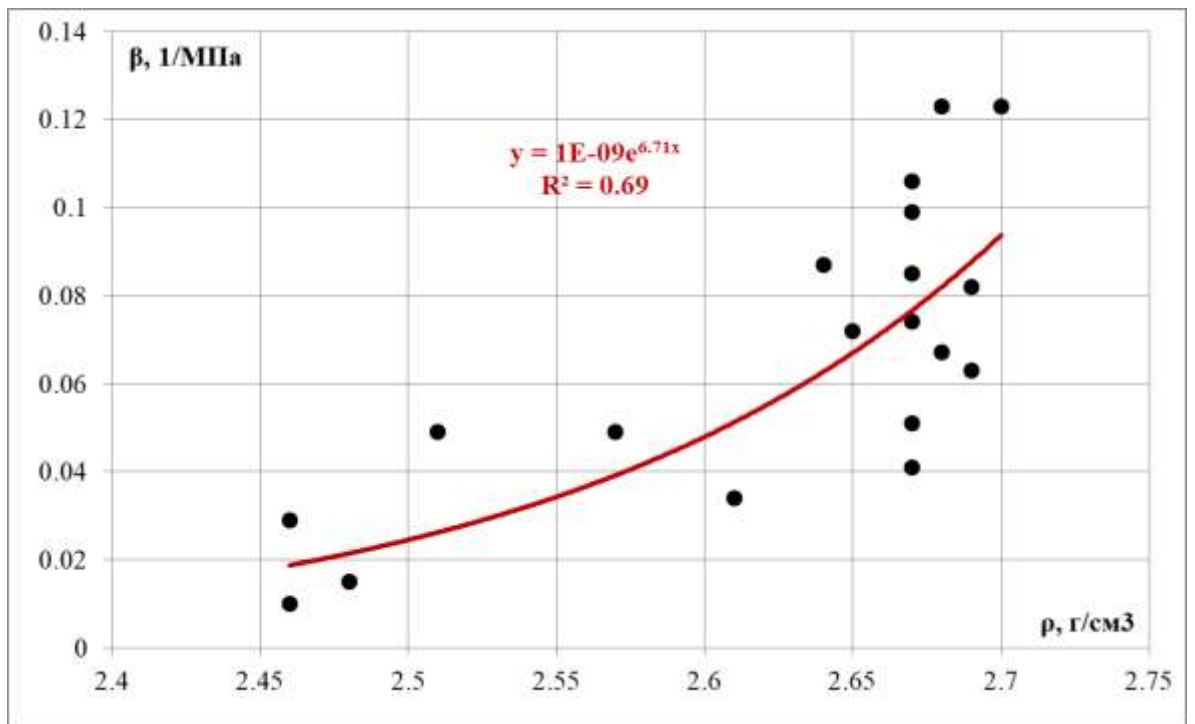


Рисунок 2.26. Зависимость параметра β от плотности для образцов месторождения Адамташ

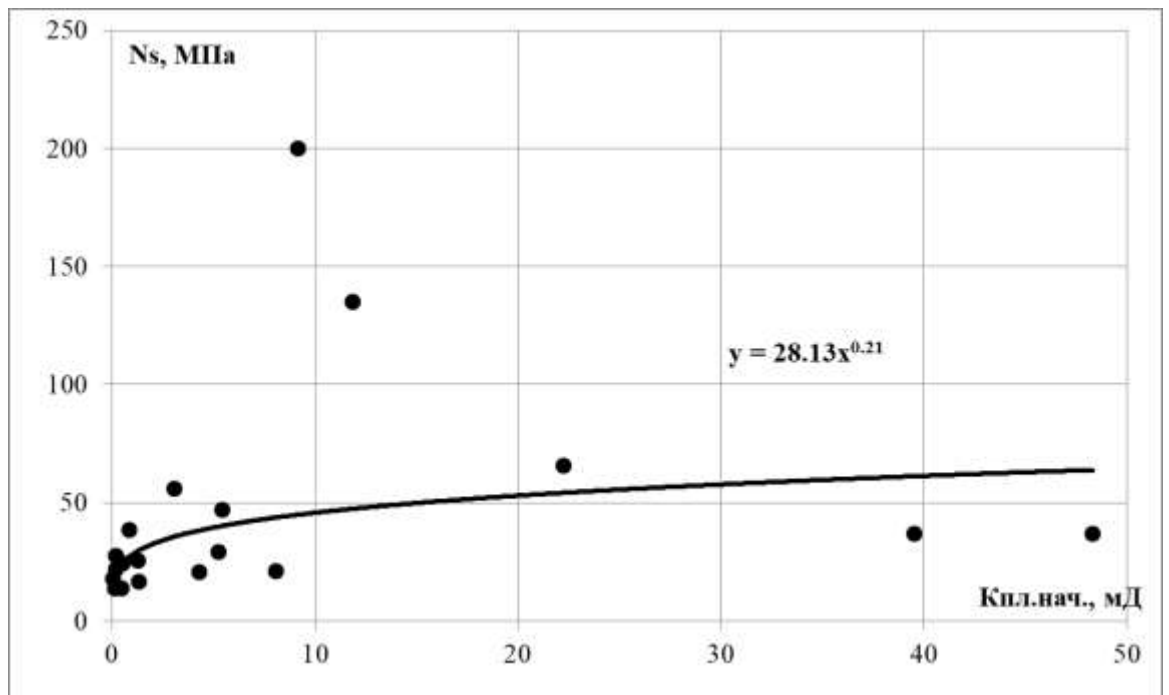


Рисунок 2.27. Зависимость параметра N_s от начальной проницаемости образца в пластовых условиях для образцов месторождения Адамташ

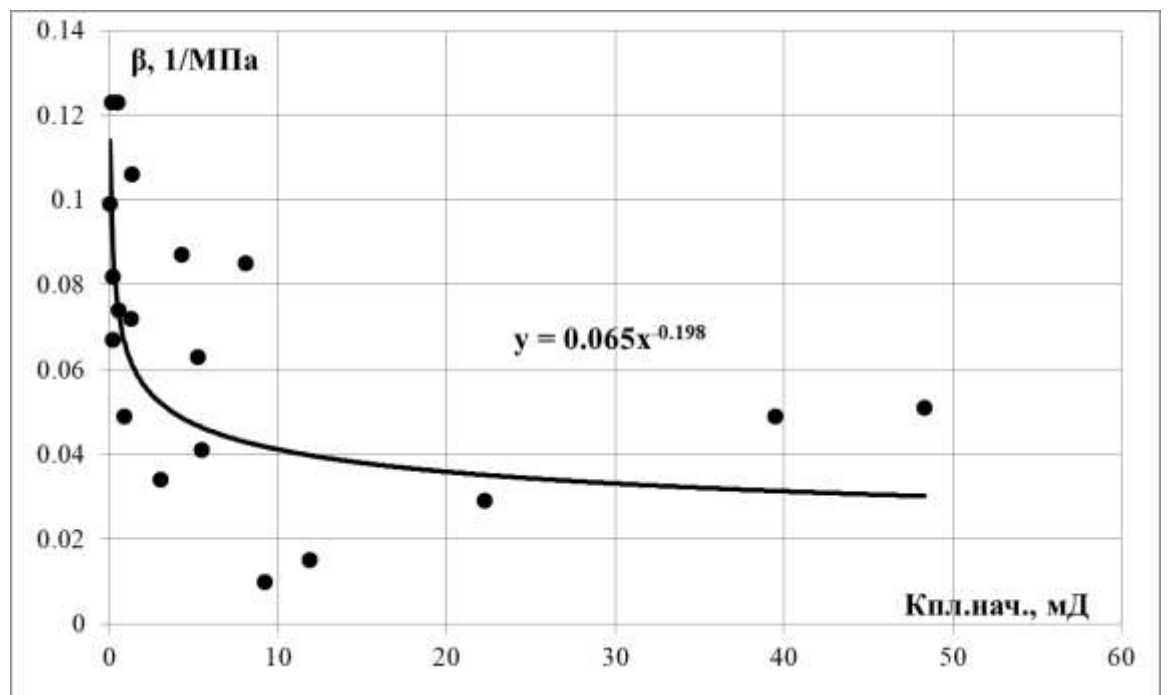


Рисунок 2.28. Зависимость параметра β от начальной проницаемости образца в пластовых условиях для образцов месторождения Адамташ

В графиках зависимостей параметров β и N_s от скорости продольной волны можно отметить 4 точки, несколько выбивающиеся из общей зависимости. Эти точки соответствуют образцам керна с минимальным

значением скорости продольной волны. Для этой группы образцов характерны высокие значения пористости (10 - 15 %). В их общей проницаемости большую роль играет поровая составляющая. В связи с этим увеличение действующих эффективных напряжений в процессе испытаний этих образцов приводит к значительно меньшему снижению проницаемости, чем в случае плотных образцов, обладающих только лишь трещинной проницаемостью. Отсюда можно сделать вывод о применимости полученной зависимости для пород всего диапазона пористости в пределах данной залежи.

На основе полученных зависимостей между углом наклона линий разгрузки и углом наклона касательной в соответствующей точке кривой нагрузки и, учитывая, что при близких к нулю изменениях эффективных давлений восстановление проницаемости будет близким к единице, была построена зависимость отношения угла наклона касательной к кривой снижения проницаемости и угла наклона линии восстановления проницаемости от изменения эффективного давления (рис. 2.29-2.30).

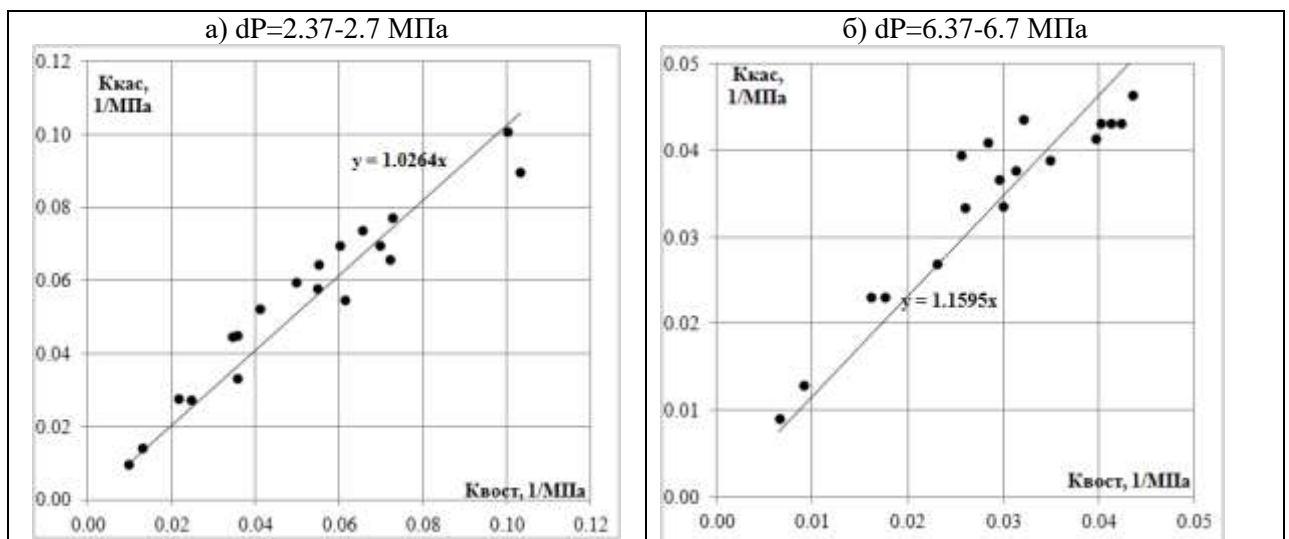


Рисунок 2.29. Зависимость угла наклона касательной к кривой первичной нагрузки от угла наклона линий разгрузки для образцов месторождения Адамташ

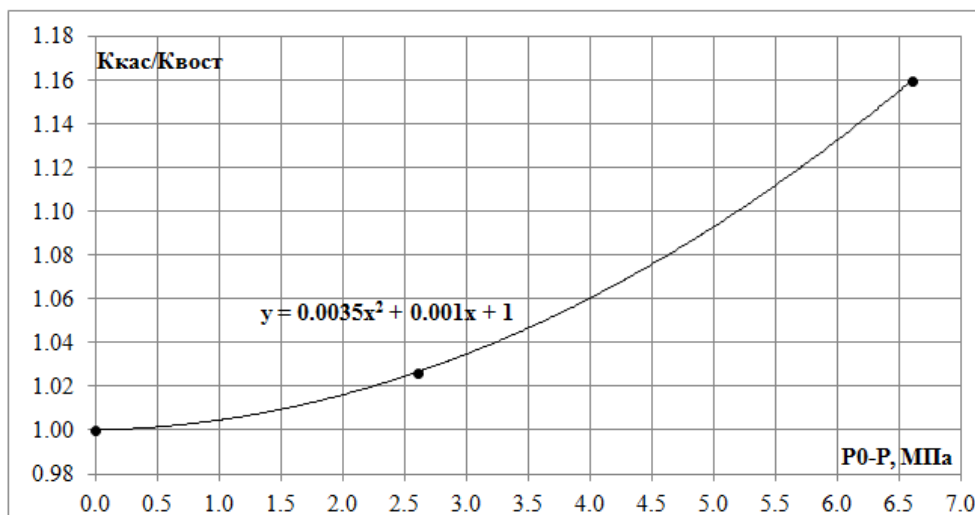


Рисунок 2.30. Зависимость отношения угла наклона касательной к кривой первичной нагрузки к углу наклона линий разгрузки от изменения эффективного давления для образцов месторождения Адамташ

Полученные параметры модели снижения проницаемости в дальнейшем будут применены для учёта эффекта снижения проницаемости в районе воронки депрессии при интерпретации гидродинамических исследований скважин на стационарных режимах, а также при гидродинамическом моделировании.

При этом более предпочтительным является использование зависимости параметров снижения проницаемости от плотности и скорости продольных акустических волн. Связано это с тем, что при использовании зависимости данных параметров от проницаемости, необходимо знать характер распределения трещин в пласте. Одна и та же проницаемость в скважине, определенная по результатам гидродинамических испытаний, может быть обусловлена как системой трещин с большой плотностью трещин, но малым их раскрытием, так и системой с малой плотностью трещин, но большим раскрытием. При этом в зависимости от принятого значения раскрытия трещин параметры снижения трещинной проницаемости β и N_s будут отличаться. Использование зависимости β и N_s от скорости продольных акустических волн или плотности породы снимает эту неоднозначность.

В качестве общих рассуждений относительно полученных результатов проведенных испытаний можно отметить, что процесс смыкания трещин в природных пластовых условиях не будет полностью соответствовать теоретическим представлениям, полученным в результате интерпретации лабораторных испытаний керна. При компрессионных испытаниях давление обжима образца поддерживается постоянным, то есть изменение эффективного давления производится только лишь за счёт изменения внутривещного давления, что не соответствует полностью реальным процессам, происходящим в пласте. Некоторые исследователи [83] считают, что процесс смыкания трещины в реальном пласте происходит значительно менее интенсивно, поскольку одновременно со смыканием берегов трещины происходит уменьшение горного давления в её окрестностях. То есть итоговое эффективное давление, действующее на стенки трещины, в результате изменения пластового давления меняется незначительно.

Данное утверждение верно лишь отчасти, поскольку вертикальная составляющая горного давления при этом не меняется. Помимо этого, в большинстве случаев присутствует тектоническая составляющая горизонтальных напряжений. Тем не менее, можно предположить, что определенное в результате лабораторных экспериментов снижение трещинной проницаемости является теоретически предельным случаем.

На первый взгляд, полученные зависимости параметра N_s от плотности и скорости продольной волны не соответствуют теоретическому определению параметра N_s . Чем плотнее образец, тем должна быть больше начальная жёсткость трещины и соответственно, тем больше должен быть параметр N_s . Данный результат можно объяснить тем, что образцы с большей плотностью обладают менее выветрелыми стенками трещины, и смыкание трещины происходит более полным образом.

Выводы по главе 2

В ходе проведения исследований были проведены лабораторные компрессионные испытания над трещинными образцами карбонатных объектов Астраханского газоконденсатного месторождения, Юрубчено-Тохомского нефтегазового месторождения и газоконденсатного месторождения Адамташ. Испытания показали следующие результаты:

- Процесс снижения проницаемости при падении пластового давления носит нелинейный характер. Ветвь первичной нагрузки хорошо аппроксимируется экспоненциальной зависимостью проницаемости от роста эффективного давления, а также уравнением смыкания трещины Бартона-Бандиса. Ветви разгрузки и повторной нагрузки аппроксимируются прямой линией.

- Для коллекций образцов месторождения Адамташ и Юрубчено-Тохомского месторождения были получены корреляционные зависимости, связывающие геомеханические параметры снижения проницаемости β и N_s от начальной проницаемости в пластовых условиях и плотности образцов. Кроме того, для месторождения Адамташ была получена зависимость параметров снижения проницаемости β и N_s от интервального времени пробега продольной волны, которая позволяет определять снижение проницаемости непосредственно в геолого-геофизическом разрезе продуктивного объекта. Таким образом, в результате проведенных испытаний были получены параметры геомеханической модели, позволяющей определить полный набор деформационных кривых трещин для произвольных циклов падения и восстановления внутривещного давления.

В результате анализа полученных зависимостей коэффициентов снижения трещинной проницаемости от начальной проницаемости в пластовых условиях и плотности образцов были сделаны следующие выводы:

- При увеличении начальной проницаемости образцов в пластовых условиях относительное снижение проницаемости образца в результате последующего уменьшения внутривещного давления уменьшается.

- При увеличении начальной плотности образца относительное снижение проницаемости образца в результате последующего уменьшения внутрипорового давления увеличивается. Данная зависимость прослеживается для образцов месторождений Адамташ и ЮТМ.

- При увеличении скорости продольной волны относительное снижение проницаемости образца в результате последующего уменьшения внутрипорового давления увеличивается. Данная зависимость прослеживается для образцов месторождения Адамташ.

ГЛАВА 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ДЕФОРМАЦИЙ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ДАННЫМ

В главе 2 в ходе компрессионных испытаний образцов месторождения Адамташ и Юрубчено-Тохомского месторождения были получены корреляционные зависимости, связывающие геомеханические параметры снижения проницаемости β и N_s от начальной проницаемости в пластовых условиях и плотности образцов. Кроме того, для месторождения Адамташ была получена зависимость параметров снижения проницаемости β и N_s от интервального времени пробега продольной волны, которая позволяет определять снижение проницаемости непосредственно в геолого-геофизическом разрезе продуктивного объекта. Как уже было отмечено, в результате проведенных испытаний были получены параметры геомеханической модели, позволяющей определить полный набор деформационных кривых трещин для произвольных циклов падения и восстановления внутривещного давления.

В рамках данной главы основной упор был сделан на определение параметров снижения проницаемости на основе анализа промысловых данных.

3.1. Аналитическое представление работы вертикальных нефтяных скважин на стационарных режимах с учётом снижения проницаемости

В ходе выполнения данной работы при определении проницаемостей по скважинам основное внимание было уделено обработке гидро- и газодинамических исследований скважин на стационарных режимах [84, 85, 86]. Исследования скважин на нестационарных режимах не рассматривались. Это связано со следующими причинами:

- Сложность математической модели, позволяющей описать изменение распределения пластового давления со временем при одновременной изменчивости проницаемости со временем
- малое количество исходного материала по КВД по рассматриваемым объектам, сильная «недодержанность» подавляющего

большинства этих кривых для АГКМ, неоднозначность результатов при их интерпретации для ЮТМ и месторождения Адамташ.

- недостаточное время воздействия для выявления закономерностей снижения проницаемости.

Использование материалов интерпретации гидродинамических исследований скважин на стационарных режимах позволяет упростить задачу и работать только лишь с установившимися режимами фильтрации, при которых не происходит изменений свойств флюидов и горных пород в каждой пространственной точке во времени для каждого из режимов.

Смыкание трещин в породе коллекторе при снижении внутри пластового давления практически всегда несет негативный эффект с точки зрения разработки залежи, и сам факт этого явления может быть предварительно определен по следующим признакам:

- снижение продуктивности скважин со временем при снижении пластового давления.
- Дополнительное искривление индикаторных диаграмм выпуклостью к оси дебитов.

Выражение для дебита одиночной скважины в дифференциальной форме имеет вид:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot h \cdot K}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr}$$

Разнеся переменные, зависящие от r и p , по разные стороны знака '=' и проинтегрировав, для условий изменяющейся в процессе изменения пластового давления проницаемости уравнение получим в виде

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot h \cdot K}{\mu \cdot \ln \frac{r_k}{r_c}} \int_{p_c}^{p_k} k(p) \cdot dp$$

При экспоненциальном виде зависимости проницаемости от давления (2.4) объёмный дебит вертикальной скважины можно записать в виде

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot h \cdot K_0}{\mu \cdot \ln \frac{r_k}{r_c} \cdot \beta} (e^{\beta(p_k - p_0)} - e^{\beta(p_c - p_0)}) \quad (3.1)$$

При использовании закона смыкания трещины Бартона - Бандиса (2.5) дебит определяется по формуле

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot h \cdot K_0 \cdot Ns^2}{\mu \cdot \ln \frac{r_k}{r_c}} \left(\frac{1}{Ns + P_0 - P_k} - \frac{1}{Ns + P_0 - P_c} \right) \quad (3.2)$$

Часто при интерпретации фактических кривых необходимо учитывать, что изменение продуктивности во времени и искривление индикаторных кривых может быть вызвано также другими факторами:

- Влияние выделившегося газа при снижении внутрислоевого давления ниже давления насыщения,
- Прорыв газа из газовой шапки,
- Увеличивающаяся обводненность,
- Нелинейность закона фильтрации при больших скоростях движения флюида в трещинах,
- Ухудшение фильтрационных свойств в области призабойной зоны скважины со временем.

Таким образом, при интерпретации фактических гидродинамических исследований скважин на стационарных режимах с учётом эффекта снижения трещинной проницаемости в формулы (3.1-3.2) необходимо вносить изменения, отражающие данные эффекты [87, 78, 79].

3.2. Анализ результатов обработки индикаторных диаграмм и исторических данных работы скважин с учётом снижения проницаемости для АГКМ.

При плоскорадиальной и сферической фильтрации газа для совершенных и несовершенных скважин общепринята обработка результатов исследований скважин при стационарных режимах фильтрации, на основании формулы:

$$p_k^2 - p_c^2 = a \cdot Q + b \cdot Q^2,$$

где a и b – параметры, посчитанные для некоторых средних давлений $(p_k+p_c)/2$.

Анализ всей совокупности гидродинамических исследований на стационарных режимах по всем скважинам АГКМ за период времени от начала разработки до 2015 года, а также эксплуатационных данных по скважинам от начала разработки до 2010 года также показал отсутствие влияния квадратичного слагаемого правой части уравнения. Также было выявлено, что для большинства определений изменение проницаемости в пределах одного испытания носит несущественный характер в связи с относительно малым временем выдержки под высоким эффективным давлением.

В связи с этим обработка данных проводилась по уравнению:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k \cdot Z_{\text{пов}}}{p_{\text{пов}} \cdot \ln \frac{r_k}{r_c}} \int_{p_c}^{p_k} \frac{p \cdot dp}{\mu(p) \cdot Z(p)} \quad (3.3)$$

Данное уравнение разрешалось путём оптимизации функции. В результате такой обработки была определена динамика изменения проницаемости по скважинам по годам при изменении пластового и забойного давления. Всего в обработке участвовало 164 скважины, в среднем по 17 испытаний в каждой из них.

Также анализировались накопленные данные работы скважин. Если разбить историю разработки по 3-4 месяца и представить в виде индикаторных диаграмм, мы можем получить достаточно качественные значения проницаемости на данном временном интервале. Из обработки предварительно исключались месяцы, в которые проводились ГТМ, а также один предшествующий и один последующий месяц. Обработка производилась для 146 скважин. Конечные значения проницаемостей также были получены на основе уравнения (3.3).

Для приведения скважин в единообразные условия при отборе точек проницаемости использовалась следующая методика: выбирались проницаемости только после первого, качественно проведенного ГТМ (значительный скачок проницаемости), считая, что в начале эксплуатации

скважины призабойная зона загрязнена; ограничивался временной период последующим ГТМ, значительно влияющим на проницаемость. На рисунках 3.1-3.2 приведены результаты определения текущего значения проницаемости по двум скважинам. Красные точки соответствуют значениям проницаемости, определённым при анализе промысловых данных, а синие точки – значения проницаемости, полученной в результате обработки индикаторных диаграмм.

,

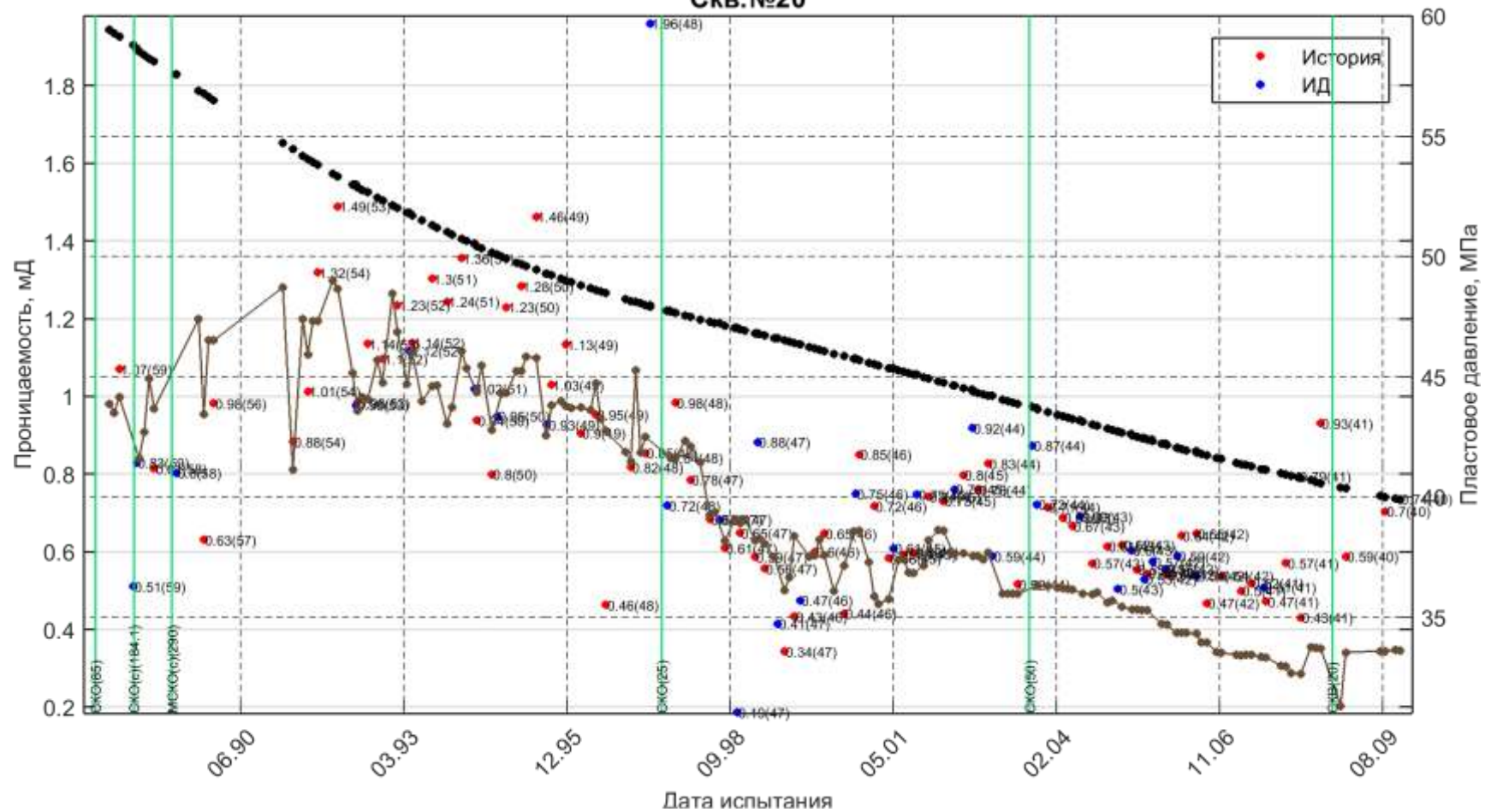


Рисунок 3.1. Проницаемости, определенные различными способами, совмещенные с графиками пластового и забойного давлений по скв.№20 АГКМ (черные точки-пластовое давление, коричневые-забойное)

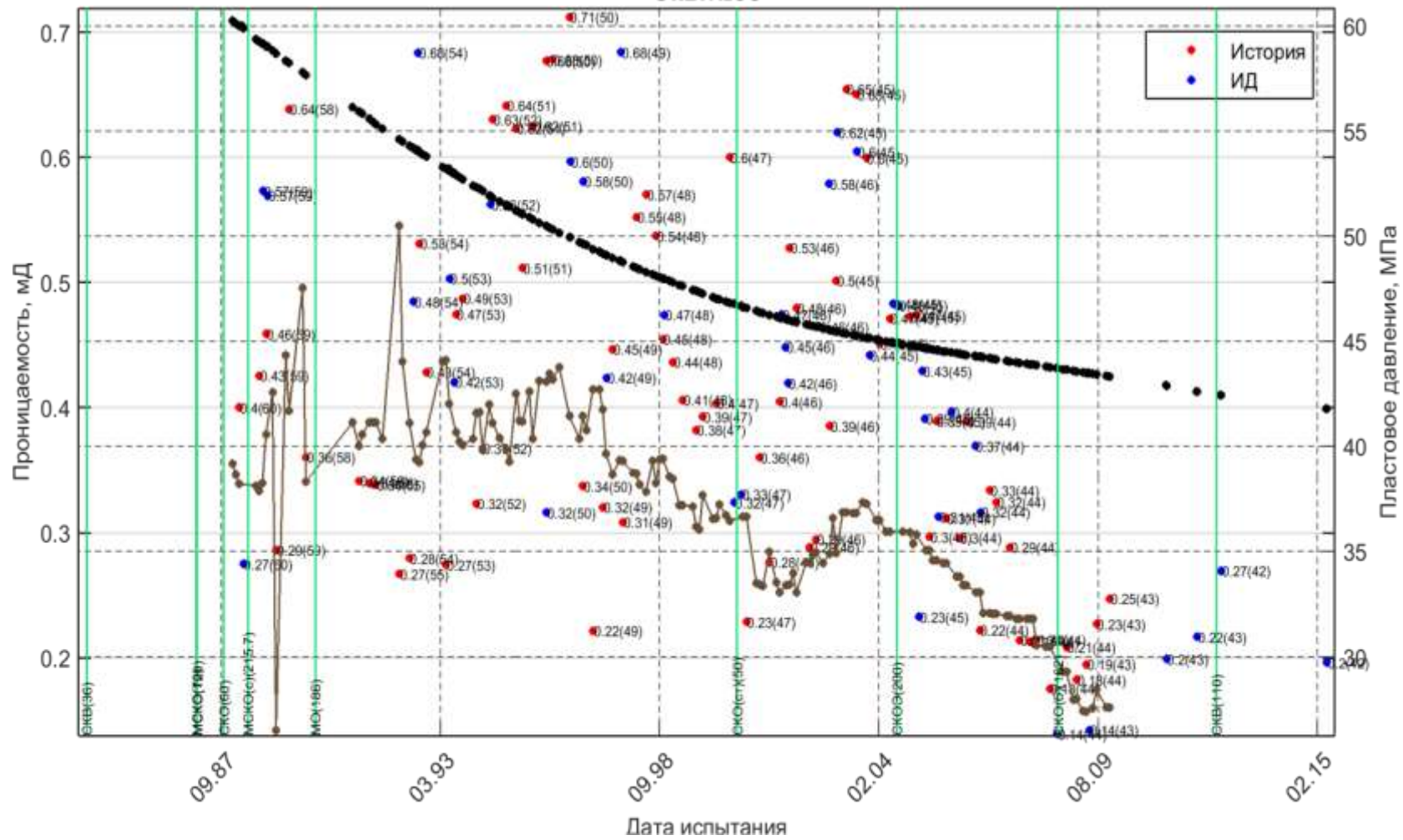
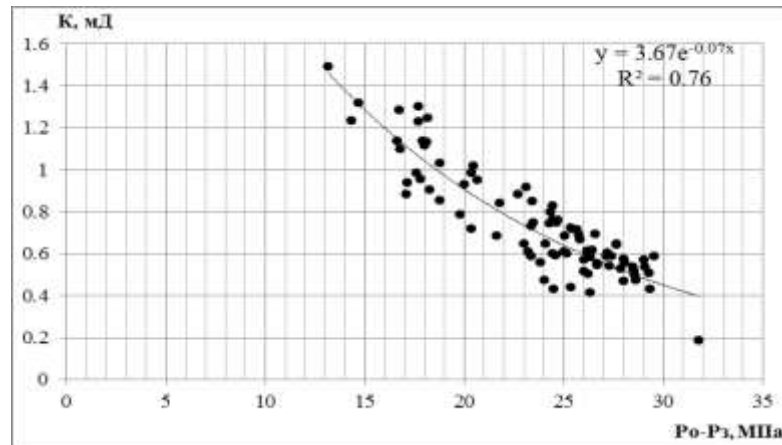


Рисунок 3.2. Проницаемости, определенные различными способами, совмещенные с графиками пластового и забойного давлений по скв.№58 АГКМ (черные точки-пластовое давление, коричневые-забойное)

Т.к. фильтрационные характеристики скважины ограничены фильтрационными характеристиками призабойной зоны, и, следовательно, изменение проницаемости мы можем определить лишь для призабойной зоны, логично оценивать изменение проницаемости по разнице начального пластового давления и текущего забойного.

Примерно для 70% скважин наблюдается определенная закономерность падения проницаемости при падении забойного давления (рис. 3.4). Описывая данную закономерность экспоненциальной функцией, можем получить значение начальной проницаемости, а также степень ее изменения (коэффициент β в уравнении (2.4)), что показано на рисунке 3.4.

Скважина №20



Скважина №27

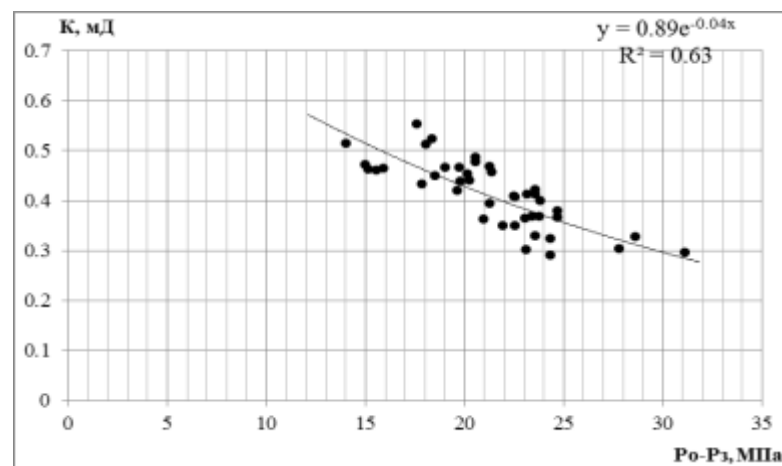


Рисунок 3.4. Графики изменения проницаемости по скважинам №20 и №27 АГКМ с представлением уравнения экспоненциального вида, описывающего ее изменение при падении пластового давления

В качестве примера для скважины №20 будем иметь: значение начальной проницаемости, соответствующее исходному пластовому давлению равно 3.67 мД, коэффициент β , отвечающий за степень ее снижения при падении пластового давления равен -0.07 МПа^{-1} .

Скважины, включенные в дальнейшую работу, использовались как для нахождения распределения проницаемости, так и для определения зависимости параметра изменения проницаемости β от начальной проницаемости (рис. 3.5).

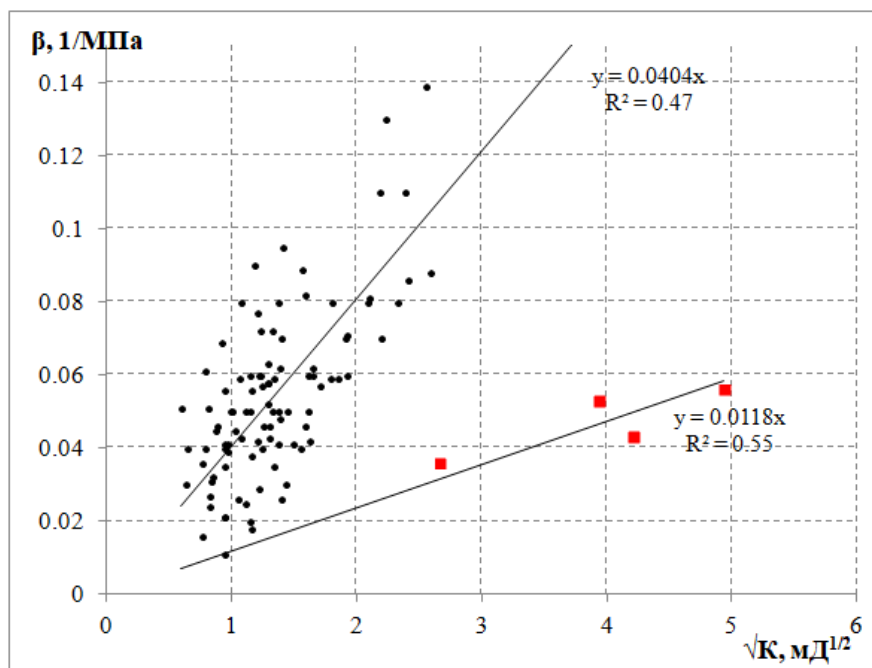


Рисунок 3.5. Зависимости параметра β , характеризующего степень изменения проницаемости в процессе падения пластового давления, от величины проницаемости

Как видно, наблюдаются две характерные зависимости: одна для высокодебитных скважин с проницаемостью свыше 7 мД, другая для остальных скважин, исходная проницаемость которых ниже 7 мД. При этом высокодебитные скважины (цветные точки на рис. 3.5) характеризуются меньшим по абсолютной величине параметром снижения проницаемости β .

Это может говорить о том, что зоны, которые вскрыты такими высокодебитными скважинами, представлены областями дробления пород, наличием проницаемых разломов с берегами с высокой степенью шероховатости, за счет чего сжимаемость в таких зонах незначительна и несущественно превосходит сжимаемость ненарушенной породы. Данный эффект был обнаружен при испытаниях образцов с трещинами. На образцах, где присутствовали раскрытые трещины со смещением и высокой шероховатостью берегов и, соответственно, высокой проницаемостью, проницаемость уменьшалась не столь существенно, как на образцах с меньшей раскрытостью трещин и меньшей проницаемостью.

Таким образом, параметр β , характеризующий степень изменения проницаемости в процессе падения пластового давления, для продуктивного объекта АГКМ зависит непосредственно от величины проницаемости, т.е. фактически зависит от геологического строения массива. При этом характер его изменения еще раз подтверждает зависимость от геологических факторов: для зоны, которые представлены зонами дробления пород, наличием проницаемых разломов с берегами с высокой степенью шероховатости он меняется весьма слабо, а для массива пород, представленного мелкой хаотичной трещиноватостью его изменение весьма значительно.

3.3. Обработка индикаторных диаграмм и определение параметров проницаемости для Юрубчено-Тохомского месторождения.

Как уже отмечалось, породы-коллекторы рифейских отложений Юрубченско-Тохомского месторождения являются породами преимущественно трещинного типа.

Для большинства скважин данного месторождений наблюдается нелинейный вид индикаторной диаграммы (при увеличении депрессии на пласт кривая загибается к оси давлений).

Для условий Юрубчено-Тохомского месторождения нелинейный вид индикаторных диаграмм можно объяснить влиянием трёх факторов:

- влияние выделившегося в зоне воронки депрессии газа, т.к. давление насыщения равно исходному пластовому давлению
- влияние изменения трещинной проницаемости в области воронки депрессии
- влияние изменения вязкости и объёмного коэффициента флюидов в области воронки депрессии.

При обработке индикаторных диаграмм были учтены первые три фактора.

Под обработкой индикаторных диаграмм в данном случае понимается подбор вида аналитического решения, учитывающего все основные эффекты, влияющие на вид индикаторной кривой, а также его параметров. Для решения этой задачи был использован подход С. А. Христиановича, который показал возможность сведения нелинейных задач установившейся фильтрации газожидкостных систем к хорошо изученным задачам движения однородной несжимаемой жидкости в пористой среде [76, 77, 88]. При этом задача приводилась к уравнению Лапласа для некоторой вспомогательной функции H .

$$\frac{\partial^2 H}{\partial^2 x} = 0$$

Функция H носит название функции Христиановича

$$H(p) = \int \frac{k_n(S_n) \cdot K}{\beta(p) \cdot \mu_n(p)} dp + C,$$

где K - абсолютная проницаемость в пласте

$k_n(S_n)$ - относительная фазовая проницаемость нефти,

$\beta_n(p)$ - объёмный коэффициент нефти при пластовом давлении P ,

$\mu(p)$ - вязкость нефти при пластовом давлении P .

Скорость фильтрации нефти в пластовых условиях

$$w_n = -\beta_n(p) \cdot \frac{dH}{dx}$$

Приведенный к поверхностным условиям объёмный расход нефти

$$Q_{H0} = \frac{w_H \cdot F}{\beta_H(p)} = -\frac{dH}{dx} \cdot F$$

В случае радиального притока флюида к вертикальной скважине

$$Q_{H0} = -\frac{dH}{dr} \cdot F = -\frac{dH}{dr} \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot h,$$

где h – работающий интервал скважины.

Таким образом, объёмный дебит нефти определяется по формуле

$$Q_{H0} = \frac{2 \cdot \pi \cdot h \cdot (H_k - H_c)}{\ln \frac{r_k}{r_c}},$$

где H_k и H_c – значения функции Христиановича на расстоянии контура питания и радиуса скважины.

$$H(p) = \int_0^p \frac{k_H(S_H) \cdot K}{\beta(p) \cdot \mu(p)} dp$$

Согласно С.А.Христиановичу, вдоль линии тока флюида в пласте газовый фактор остаётся постоянным и выполняется условие

$$\Gamma = \frac{\rho_\Gamma(p) \cdot \frac{k_\Gamma(S_H)}{k_H(S_H)} \cdot \beta_H(p)}{\rho_{\Gamma 0} \cdot \frac{\mu_\Gamma(p)}{\mu_H(p)}} + r(p),$$

где Γ – текущий газовый фактор;

$r(p)$ – объёмный коэффициент растворимости газа при давлении p ;

$\rho_\Gamma(p)$, $\rho_{\Gamma 0}$ – плотность газа в пластовых и поверхностных условиях.

Тогда, учитывая, что объёмный коэффициент газа определяется как

$$\beta_\Gamma(p) = \frac{V_\Gamma(p)}{V_{\Gamma 0}} = \frac{\rho_{\Gamma 0}}{\rho_\Gamma(p)},$$

и выполнив разделение на переменные S_H и p , соответственно в левой и правой части(3.2.4) получим соотношение.

$$\frac{k_\Gamma(S_H)}{k_H(S_H)} = \frac{\Gamma - r(p)}{\frac{\beta_H(p) \cdot \mu_H(p)}{\beta_\Gamma(p) \cdot \mu_\Gamma(p)}} \quad (3.4)$$

Из этого соотношения нефтенасыщенность S_n можно определить как функцию пластового давления, что представляется вполне логичным, поскольку, чем ниже текущее пластовое давление начального давления насыщения газа, тем больше газа выделится из нефти и тем меньше будет текущая нефтенасыщенность.

Функции зависимости вязкостей и объёмных коэффициентов нефти и газа, а также функция объёмного коэффициента растворимости газа в нефти были приняты из проектного документа [64].

Фазовые проницаемости в системе «нефть-газ» согласно проектному документу были приняты на основе анализа базы данных месторождений-аналогов.

После соответствующих подстановок из уравнения (3.4) получаем связь относительной фазовой проницаемости нефти с пластовым давлением (рис. 3.6).

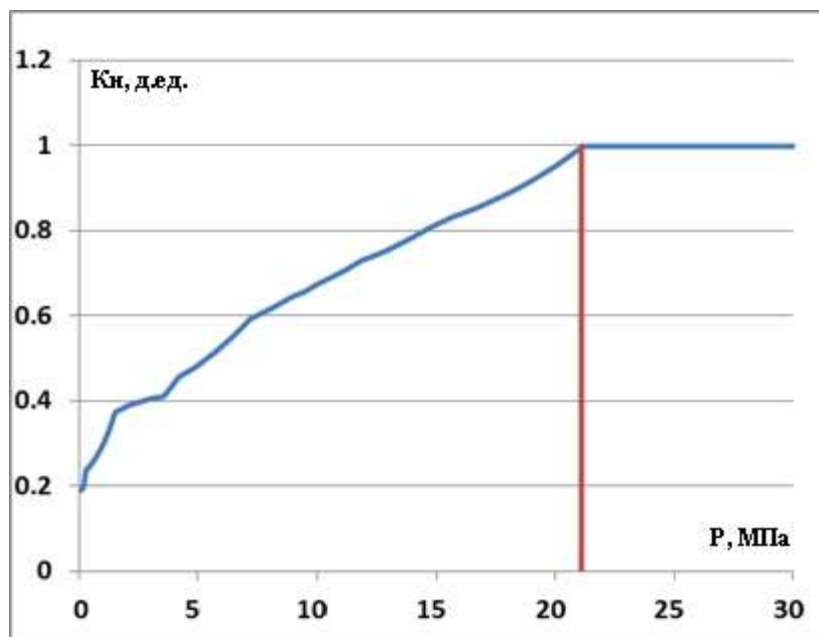


Рисунок 3.6. Зависимость относительной фазовой проницаемости нефти от пластового давления при газовом факторе равном начальному пластовому газосодержанию

Данная функция была пересчитана для условий начального пластового давления и текущего газового фактора для каждой индикаторной диаграммы.

Зависимость абсолютной трещинной проницаемости от эффективного давления была принята в экспоненциальном виде (2.4).

Объёмный дебит нефти, приведенный к поверхностным условиям, с учётом эффекта снижения проницаемости и эффекта разгазирования можно представить в виде:

$$Q_{н0} = \frac{2 \cdot \pi \cdot h \cdot \int_{p_c}^{p_k} \frac{k_H(p) \cdot K_0 \cdot e^{\beta \cdot (p-p_0)}}{\beta_H(p) \cdot \mu_H(p)} dp}{\ln\left(\frac{r_k}{r_c}\right) + S} \quad (3.5)$$

Данное уравнение характеризуется значительным числом неизвестных параметров K_0 , h , S , r_k , β .

Для исключения неизвестных переменных выберем одну из точек индикаторной диаграммы в качестве опорной и, поделив левую и правую часть уравнения (3.5) остальных точек на соответствующие части выбранной точки, для индикаторной диаграммы получим систему уравнений всего с одной неизвестной – параметром β .

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{Q_1}{Q_{op}} = \frac{\int_{p_{c1}}^{p_k} \frac{k_H(S_H(p)) \cdot e^{\beta(p-p_0)}}{\beta_H(p) \cdot \mu_H(p)} dp}{\int_{p_{c-op}}^{p_k} \frac{k_H(S_H(p)) \cdot e^{\beta(p-p_0)}}{\beta_H(p) \cdot \mu_H(p)} dp} \\ \dots \\ \frac{Q_n}{Q_{op}} = \frac{\int_{p_{cn}}^{p_k} \frac{k_H(S_H(p)) \cdot e^{\beta(p-p_0)}}{\beta_H(p) \cdot \mu_H(p)} dp}{\int_{p_{c-op}}^{p_k} \frac{k_H(S_H(p)) \cdot e^{\beta(p-p_0)}}{\beta_H(p) \cdot \mu_H(p)} dp} \end{array} \right.$$

Далее, для каждой индикаторной диаграммы методом наилучшего совмещения подбирался параметр β , наилучшим образом подходящий для совокупности точек. Данный алгоритм был реализован на языке программирования Pascal.

На рисунке 3.7-3.8 приведены примеры обработки индикаторных диаграмм по описанной выше методике для двух скважин.

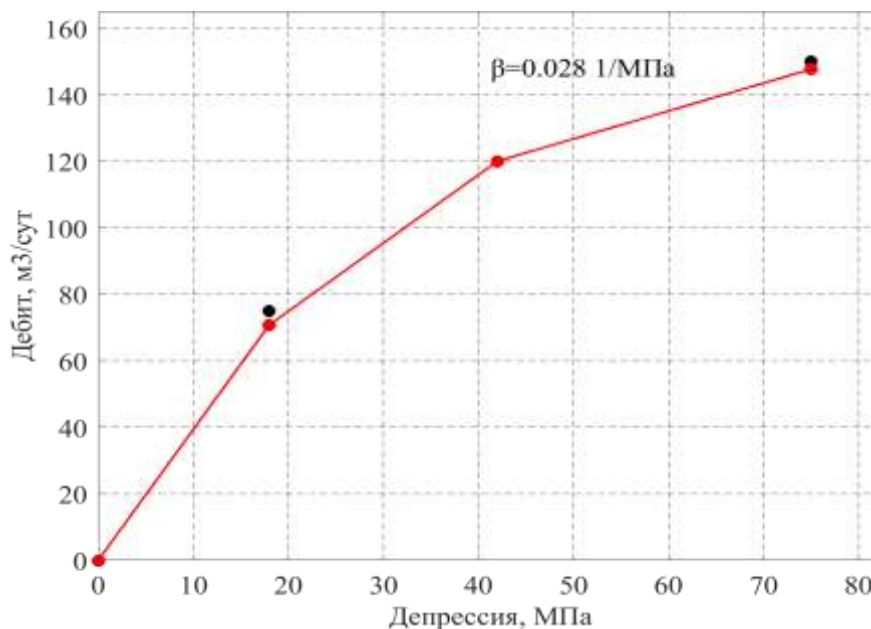


Рисунок 3.7. Обработка индикаторной диаграммы скважины Юр8 Юрубчено-Тохомского месторождения (интервал 2260-2266).

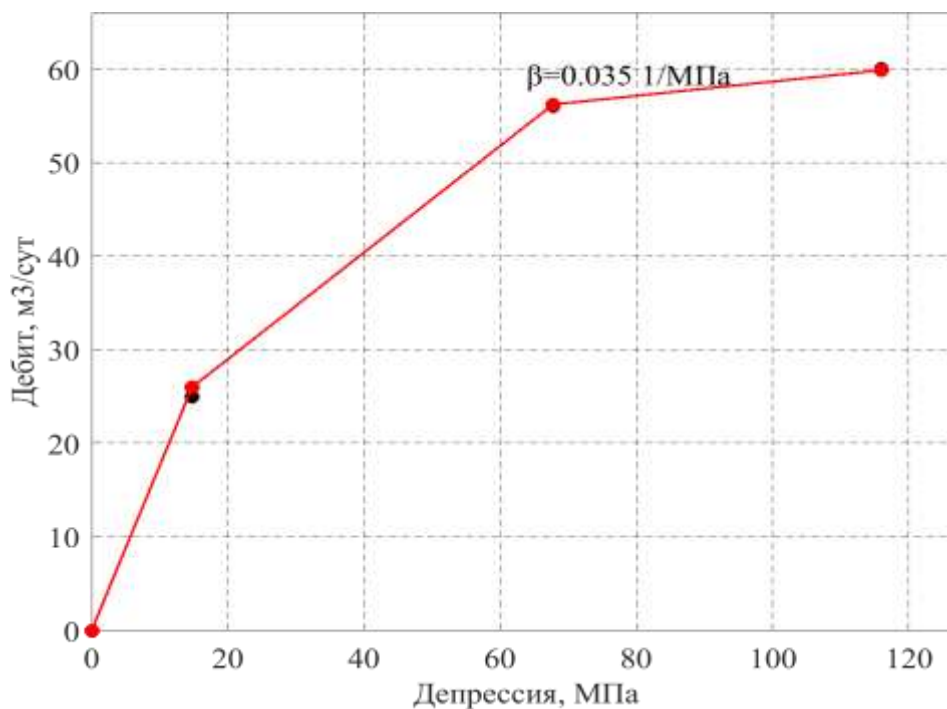


Рисунок 3.8. Обработка индикаторной диаграммы скважины Юр64 Юрубчено-Тохомского месторождения (интервал 2300-2305)

Результаты обработки индикаторных диаграмм вертикальных скважин по приведенной методике приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Параметр β для скважин Юрубчено-Тохомского месторождения

№ испытания	Скважина	Кровля испытания, м	Подошва испытания, м	β , 1/МПа	V_p , м/с
1	ur5b	2285	2305	0.267	6779.3
2	ur7	2481	2500	0.011	6332.0
3	ur8	2260	2266	0.028	6202.1
4	ur8	2271	2284	0.023	5933.3
5	ur14	2427	2432	0.223	6790.2
6	ur14	2438	2450	0.036	6143.8
7	ur16	2312	2323	0.013	
8	ur22	2336	2360	0.257	
9	ur24	2463	2468	0.140	6761.2
10	ur25	2314	2320	0.164	6591.7
11	ur31	2302	2312	0.001	5833.1
12	ur46	2410	2417	0.005	
13	ur50	2332	2338	0.070	
14	ur52	2475	2483	0.017	
15	ur57	2451	2460	0.023	6447.5
16	ur61	2351	2357	0.031	
17	ur61	2380	2385	0.047	6493.5
18	ur64	2280	2287	0.005	6294.5
19	ur64	2300	2305	0.035	6675.6
20	ur71	2351.4	2370	0.115	5924.0
21	ur72	2362	2377	0.020	4666.1
22	ur72	2396	2404	0.008	5404.8
23	ur89	2304	2312	0.009	5920.7
24	ur1046	2436.7	2454.7	0.027	6363.4
25	vd4	2296	2304	0.001	5375.2
26	ur5	2285	2295	0.067	
27	ur5	2285	2295	0.001	
28	ur5	2285	2295	0.041	
29	ur5	2285	2295	0.088	

Далее была построена зависимость параметра β от скорости продольной волны, осредненной в интервале перфорации скважин (рис.3.9).

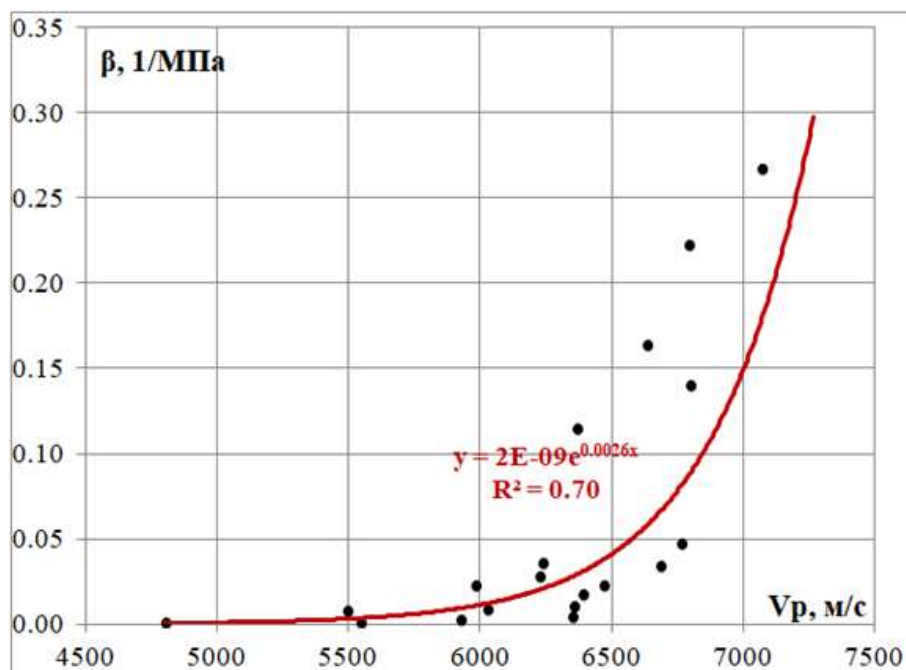


Рисунок 3.9. Зависимость параметра β образцов Юрубчено-Тохомского месторождения от скорости продольной волны V_p в интервале перфорации.

Необходимо отметить, что вид этой зависимости соответствуют зависимости данного параметра от плотности, построенной по результатам лабораторных испытаний образцов керна данного месторождения, а также зависимости данного параметра от скорости продольной волны, построенной по результатам лабораторных испытаний образцов керна месторождения Адамташ (Глава 2). К сожалению, при испытании образцов Юрубчено-Тохомского месторождения не удалось измерить скорость продольной волны в пластовых условиях.

Таким образом, параметр β , характеризующий степень изменения проницаемости в процессе падения пластового давления, для продуктивного объекта Юрубчено-Тохомского месторождения зависит от скорости продольной волны, полученной по данным ГИС скважин, т.е. фактически зависит от геологического строения массива. При этом характер его изменения также подтверждает зависимость от геологических факторов: чем более прочные породы, тем больше скорость продольной волны и тем больше его величина.

3.4. Обработка гидродинамических исследований скважин на стационарных режимах с учётом изменения проницаемости для месторождения Адамташ.

Анализ испытаний скважин на стационарных режимах показал, что для условий месторождения Адамташ классический закон фильтрации газа вида $P_k^2 - P_z^2 = aQ$ не применим из-за искривления индикаторной кривой в координатах $\Delta P^2 - Q$.

Основные факторы, вызывающие подобную нелинейность:

- Наличие инерционной составляющей в законе фильтрации в связи с высокими скоростями фильтрации
- Наличие эффекта снижения трещинной проницаемости в районе воронки депрессии
- Существенное изменение свойств газа (вязкость, сверхсжимаемость) в районе воронки депрессии.
- Выпадение конденсата в призабойной зоне, что снижает фазовую проницаемость газа.

Большинство исследователей при обработке подобных искривленных диаграмм все факторы сводят к фактору инерционной составляющей, и закон фильтрации в таком случае записывается в виде двучленного уравнения притока, с учетом реальных свойств газообразной фазы в воронке депрессии:

$$\frac{p_k^2 - p_c^2}{\mu_{ср}^2 \cdot Z_{ср}} = a \cdot \frac{Q}{\mu_{ср}} + b \cdot \left(\frac{Q}{\mu_{ср}} \right)^2.$$

При этом вязкость $\mu_{ср}$, и коэффициент сверхсжимаемости $Z_{ср}$ принимаются как средние в воронке депрессии.

Для исследования влияния изменения проницаемости вследствие падения пластового давления на закон фильтрации в пласте производился последовательный учета первых трех факторов при интерпретации результатов газодинамических исследований скважин.

В мировой практике для учёта факторов изменения PVT свойств газа в районе воронки депрессии, а также изменения проницаемости при выводе

закон фильтрации вводится функция Лейбензона (функция псевдавления в зарубежных источниках). Закон сохранения массы сжимаемой жидкости (газа) при этом записывается в виде уравнения:

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

где ρ – плотность флюида; m – пористость; w – скорость фильтрации флюида.

В случае установившейся фильтрации, когда давление и плотность флюида в конкретной точке со временем не меняются, $\operatorname{div}(\rho w) = 0$

При интерпретации исследований было принято, что двухчленный закон фильтрации наблюдается только непосредственно вблизи скважины и учитывается введением скин-фактора, зависящего от дебита (D-фактора), а во всей остальной зоне фильтрация происходит по закону Дарси.

Закон Дарси записывается в виде

$$\vec{w} = -\frac{k}{\mu} \operatorname{grad} p.$$

Подставляя скорость фильтрации из закона Дарси в закон сохранения массы получим

$$\operatorname{div} \left(\frac{k\rho}{\mu} \operatorname{grad} p \right) = 0.$$

С целью линеаризации выражения под оператором дивергенции введём функцию L (функцию Лейбензона) такую, что $\operatorname{grad} L = (k \cdot \rho \cdot \operatorname{grad} p) / \mu$.

Таким образом, получаем уравнение $\operatorname{div}(\operatorname{grad} L) = 0$

В цилиндрической системе координат это дифференциальное уравнение имеет решение в виде

$$L = L_k - \frac{L_k - L_c}{\ln \frac{r_k}{r_c}} \cdot \ln \frac{r_k}{r},$$

где r_k , r_c – радиус контура питания и радиус скважины; L_k , L_c – значения функции Лейбензона на расстоянии r_k и r_c соответственно от оси скважины.

Из уравнений (4.1-4.2) получается уравнение притока реального газа к скважине по одночленному закону фильтрации с учётом изменения проницаемости, а также изменения PVT свойств газа в районе воронки депрессии в виде

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot h}{p_0 \cdot \ln \frac{r_k}{r_c}} \int_{p_c}^{p_k} \frac{k(p) \cdot p}{\mu(p) \cdot Z(p)} dp,$$

где Q – объёмный дебит газа при стандартных условиях;

P_0 – давление при стандартных условиях (атмосферное);

P_k, P_c – давление на контуре питания и забойное давление;

$Z(p)$ – коэффициент сверхсжимаемости газа при давлении p ;

$\mu(p)$ – динамическая вязкость газа при давлении p ;

$K(p)$ – коэффициент проницаемости породы при давлении p ;

h – работающий интервал скважины;

ρ_0 – плотность газа в атмосферных условиях.

С учётом наличия скин-фактора и D-фактора это уравнение будет выглядеть следующим образом:

$$Q \cdot \left(\ln \frac{r_k}{r_c} + S + Q \cdot D \right) = \frac{2 \cdot \pi \cdot h}{p_0 \cdot \ln \frac{r_k}{r_c}} \int_{p_c}^{p_k} \frac{k(p) \cdot p}{\mu(p) \cdot Z(p)} dp, \quad (3.6)$$

где S – скин-фактор скважины; D – коэффициент при скин-факторе, зависящем от дебита (D-факторе).

В этом уравнении зависимости вязкости и коэффициента сверхсжимаемости от пластового давления были приняты из таблиц действующего проектного документа.

Зависимость проницаемости от давления $k(p)$ была принята по экспоненциальному закону (2.4).

При этом параметр снижения проницаемости β для каждой скважины был определён по корреляционной зависимости (рис. 2.23) от средней скорости продольной волны в интервале перфорации.

Полученное уравнение (3.6) не имеет простого аналитического решения, поэтому решалось численными методами, в частности, методом подбора оптимального набора определяемых параметров, при котором наблюдается наилучшее соответствие для всех точек индикаторной диаграммы.

Для большинства скважин месторождения Адамташ были проведены гидродинамические исследования на нестационарных режимах с достаточно хорошим качеством. Поэтому коэффициент проводимости K_0h был принят по результатам интерпретации КВД по скважинам.

Таким образом, при переобработке индикаторных диаграмм по уравнению (3.6) уточнялись только величины скин-фактора S и D -фактора. В таблице 3.2 приведены результаты переобработки индикаторных диаграмм.

Таблица 3.2

S и D факторы скважин, полученные в результате обработки индикаторных диаграмм по уравнению (3.6)

скважина	S фактор	D фактор, сут/м ³
20	114.9	0.000220
21	111.3	0.000347
22	53.6	0.000000
23	18.0	0.000175
24	27.7	0.000025
26	107.2	0.000005
32	11.9	0.000235
34	3.3	0.000338
35	49.0	0.000317
36	114.6	0.000015
37	9.59	0.000055
38	35.0	0.000089
39	0.0	0.000006

Примеры подобранных индикаторных диаграмм, построенных с подобранными параметрами, приведены на рисунках 3.10-3.11.

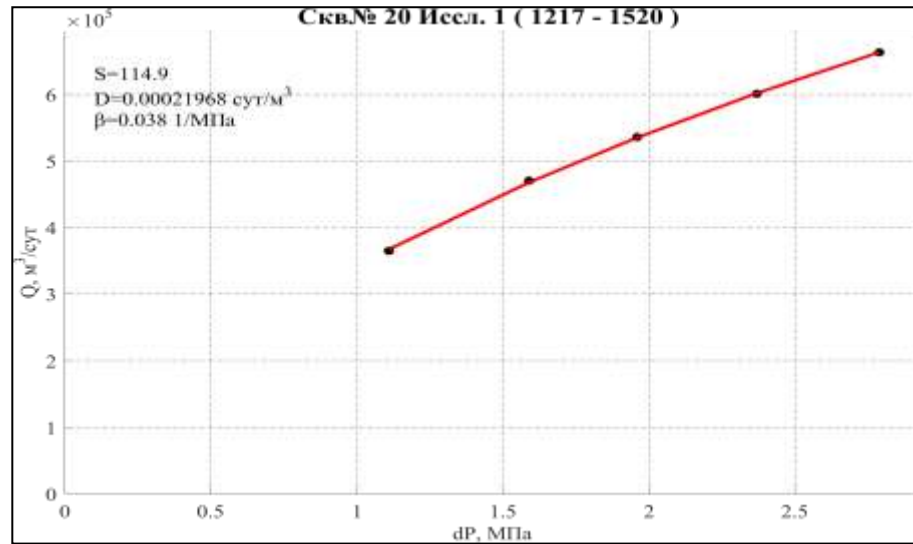


Рисунок 3.10 Фактическая и расчётная с учётом эффекта изменения проницаемости индикаторная диаграмма скважины 20

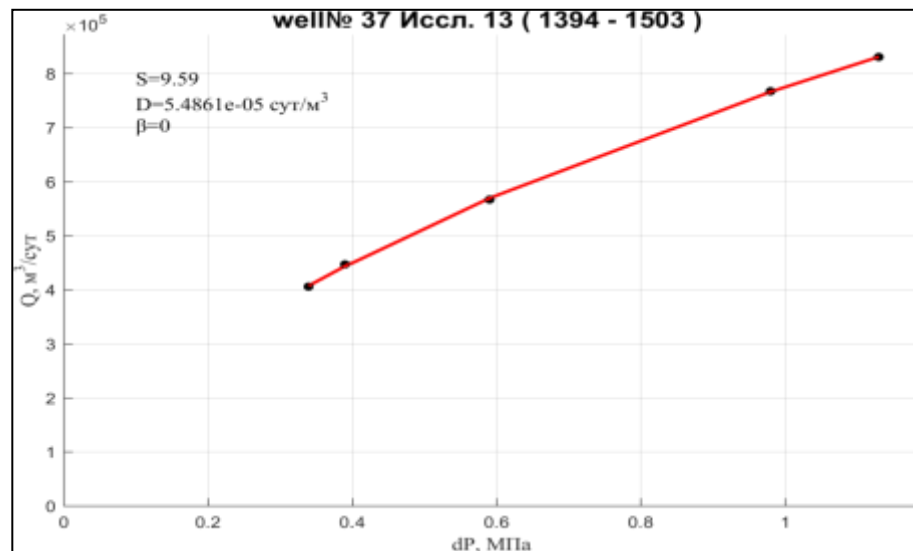


Рисунок 3.11 Фактическая и расчётная с учётом эффекта изменения проницаемости индикаторная диаграмма скважины 37

Таким образом, использование зависимости параметра снижения проницаемости от скорости продольной волны позволило подобрать реальные индикаторные диаграммы, что свидетельствует о корректности данного подхода.

Необходимо отметить, что новые D-факторы, подобранные при использовании зависимости, всегда больше нуля. Данный факт говорит о непротиворечивости данной зависимости условиям индикаторных диаграмм.

Результаты представленных в данной главе исследований позволяют подтвердить второе защищаемое научное положение, а именно параметры сжимаемости трещинных коллекторов, полученные на основе анализа гидродинамических исследований скважин на стационарных режимах.

Выводы по главе 3.

- В ходе выполнения диссертационной работы был выполнен комплекс обработки гидродинамических исследований скважин, направленный на получение параметров снижения проницаемости β и N_s на основе анализа промысловых данных.

- На основе обработки индикаторных диаграмм по 164 скважинам АКГМ установлено, что параметр β , характеризующий степень изменения проницаемости в процессе падения пластового давления, для продуктивного объекта АКГМ зависит непосредственно от величины проницаемости, т.е. фактически зависит от геологического строения массива. При этом для зон, которые представлены зонами дробления пород, наличием проницаемых разломов с берегами с высокой степенью шероховатости проницаемость меняется весьма слабо, а для массива пород, представленного мелкой хаотичной трещиноватостью её изменение весьма значительно.

- На основе анализа 29 индикаторных диаграмм скважин Юрубчено-Тохомского месторождения установлено, что преобладающее большинство из них носит выпуклый к оси дебитов характер. В результате интерпретации для каждой скважины были определены коэффициенты β , характеризующие степень снижения проницаемости. Была построена зависимость величины β от скорости продольной волны акустического каротажа в интервале перфорации. Форма полученной кривой в целом соответствует кривой, определенной в результате компрессионных испытаний образцов керна. Таким образом, параметр β , характеризующий степень изменения проницаемости в процессе падения пластового давления, для продуктивного объекта Юрубчено-Тохомского месторождения зависит

от скорости продольной волны, полученной по данным ГИС скважин, т.е. фактически зависит от геологического строения массива. При этом характер его изменения также подтверждает зависимость от геологических факторов: чем более прочные породы, тем больше скорость продольной волны и тем больше его величина.

- На основе анализа 13 индикаторных диаграмм скважин месторождения Адамташ были уточнены S и D фактор для скважин. С учетом того, что фактор инерционной составляющей в законе фильтрации и фактор снижения трещинной проницаемости при обработке индикаторных диаграмм аналитически неразделимы, коэффициент снижения проницаемости β был принят по корреляционной зависимости от скорости продольной волны, полученной в результате обработки компрессионных испытаний керна. Использование зависимости параметра снижения проницаемости от скорости продольной волны позволило подобрать реальные индикаторные диаграммы.

- В результате выполненного анализа результатов гидродинамических исследований скважин на установившихся режимах фильтрации был использован общий системный подход, позволяющий определить наличие фактора снижения трещинной проницаемости при снижении пластового давления и учесть его в процессе интерпретации гидродинамических исследований скважин.

ГЛАВА 4. ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С УЧЁТОМ ДЕФОРМАЦИИ ПРОДУКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ.

4.1. Прогноз изменения проницаемости продуктивных объектов за счёт смыкания трещин в процессе изменения пластового давления

Аналитические зависимости параметров снижения проницаемости, полученные при анализе результатов компрессионных исследований и гидродинамических исследований скважин, позволяют учесть данный эффект при геолого-гидродинамическом моделировании, а также прогнозировать изменение проницаемости при снижении пластового давления в процессе разработки залежи, то есть рассматривать проницаемость в процессе эксплуатации залежи как динамический параметр.

С использованием полученных зависимостей в пакете геологического моделирования IRAP RMS [89] были построены карты прогнозируемой проницаемости на разные даты.

Для Астраханского газоконденсатного месторождения с использованием зависимости параметра β от начальной проницаемости были построены карты проницаемости на разные даты до 2045 года. На рисунке 4.1. приведены карты проницаемости на 2015 и 2035 г.

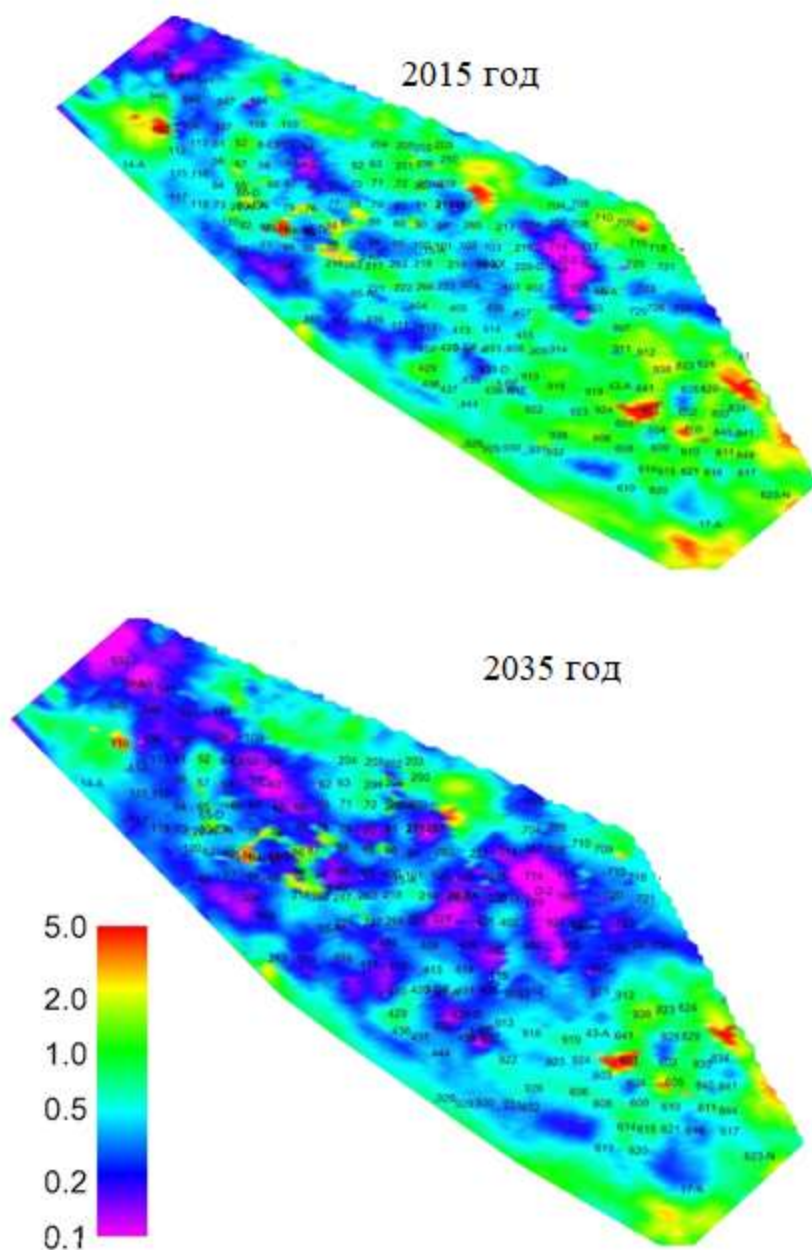


Рисунок 4.1. Прогноз изменения проницаемости для Астраханского газоконденсатного месторождения.

При прогнозировании снижения проницаемости месторождения Адамташ зависимость параметра β от скорости продольной волны V_p была принята по результатам компрессионных испытаний кернa.

Распределение параметра скорости продольной волны было получено по материалам 3D сейсмоки и данных ГИС. Распределение пластового давления было принято по результатам гидродинамического моделирования.

На рисунке 4.2 приведены карты проницаемости пласта на момент времени до начала разработки и на момент времени через 20 лет после начала разработки.

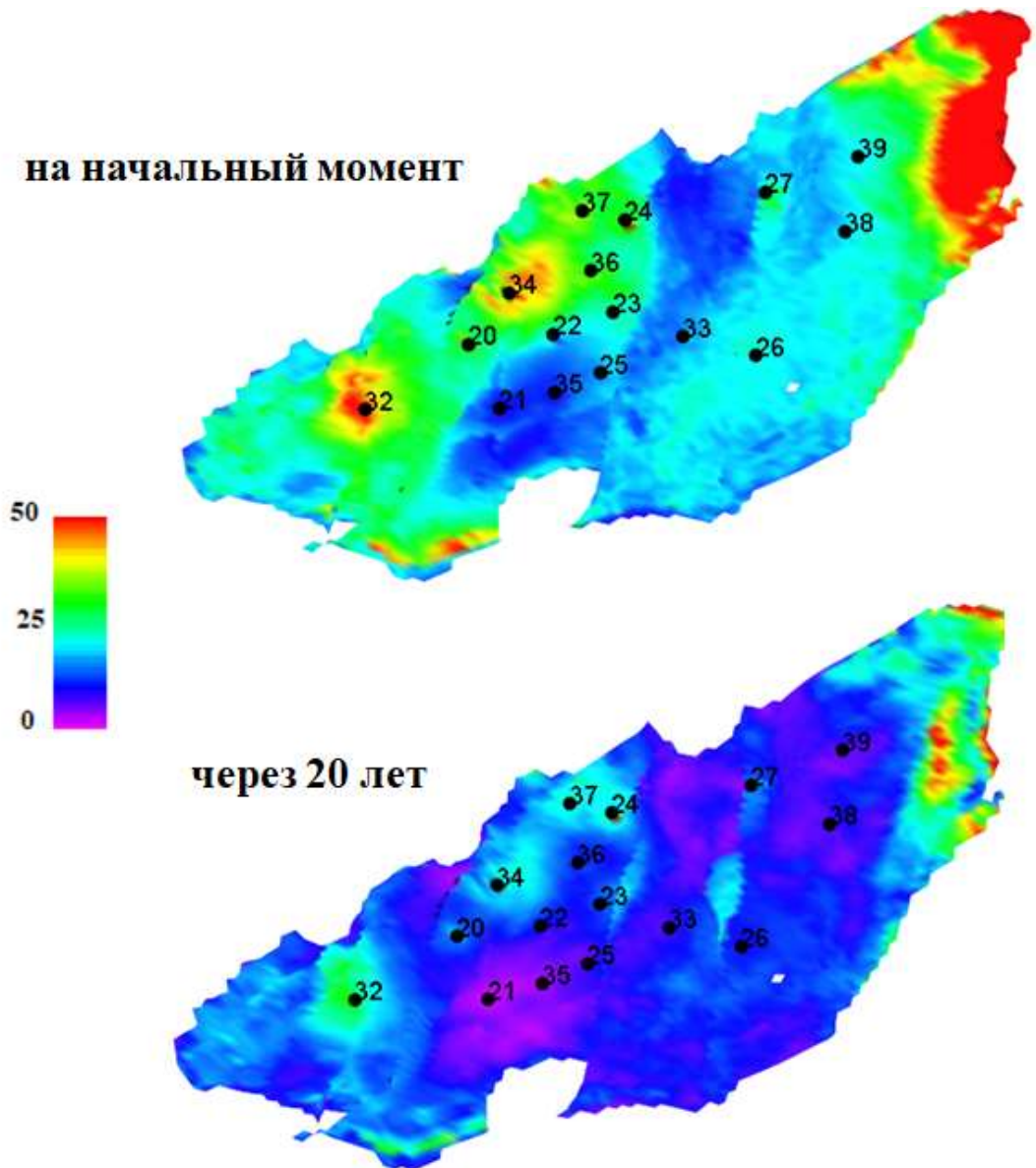


Рисунок 4.2. Прогноз изменения проницаемости для продуктивных объектов месторождения Адамташ.

На рисунке 4.3 представлено снижение проницаемости в процессе падения пластового давления по двум скважинам месторождения Адамташ, посчитанное по разрезу скважины.

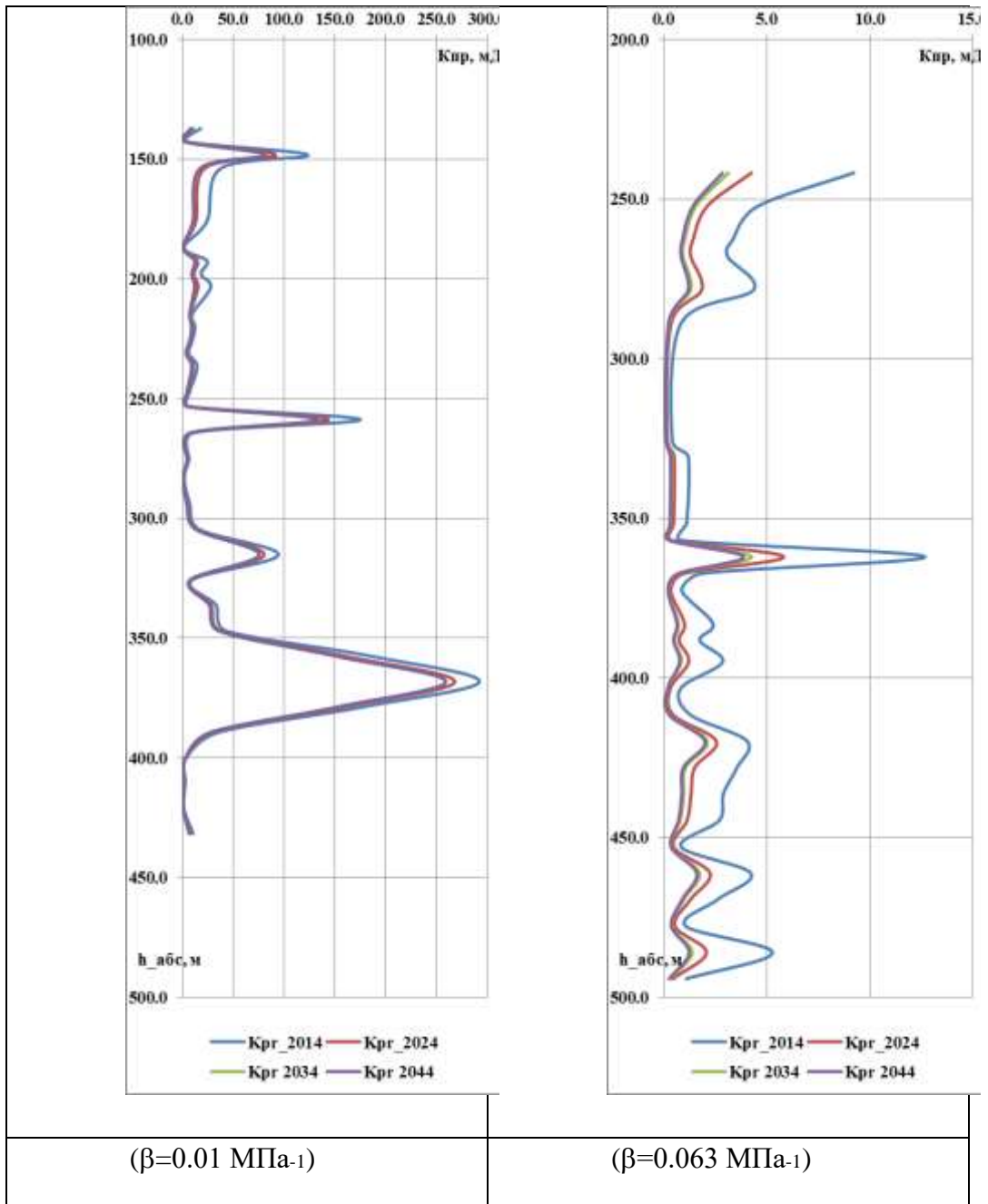


Рисунок 4.3. Изменение профиля проницаемости по скважинам на начало разработки (2014), 2024, 2034, 2044 год

Прогнозное снижение проницаемости для Юрубчено-Тохомского месторождения определялось по зависимости параметра β от скорости продольной волны, полученной в результате анализа гидродинамических исследований скважин.

Распределение скорости продольной волны по латерали и разрезу было произведено по материалам 3D сеймики и данных ГИС. Распределение

пластового давления было принято по результатам гидродинамического моделирования. На рисунке 4.4 приведены карты проницаемости пласта на момент времени до начала разработки и на момент времени через 10 лет после начала разработки.

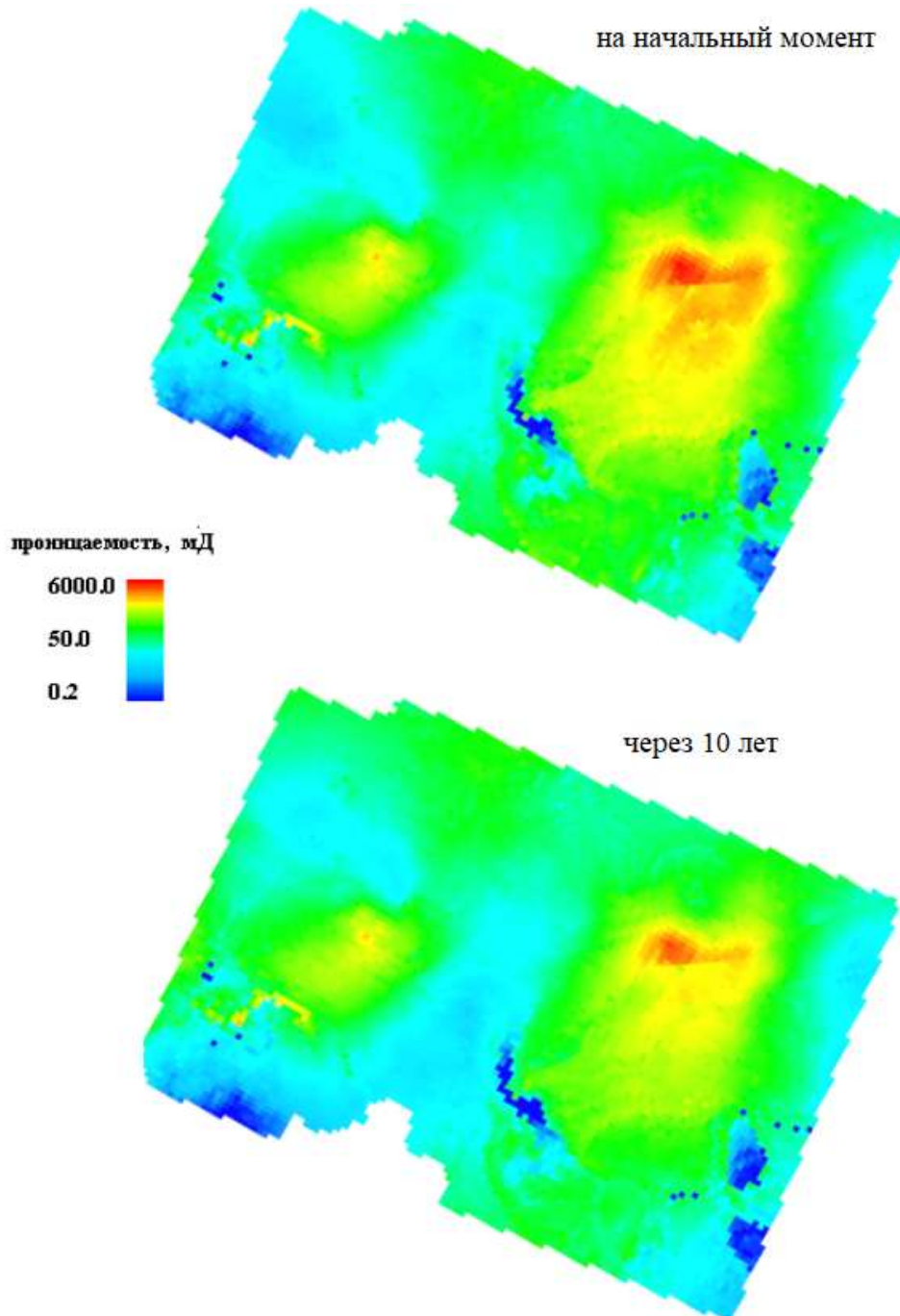


Рисунок 4.4. Прогноз изменения проницаемости для продуктивных объектов участка Юрубчено-Тохомского месторождения.

4.2. Описание и анализ существующей реализации изменения ФЕС пласта в современных программных продуктах для гидродинамического моделирования

При реализации полученного представления изменения проницаемости в результате падения пластового давления в гидродинамической модели возникает проблема корректного учёта полученного закона в конечно-разностных уравнениях гидродинамической модели.

Полное изменение проницаемости при работе скважин можно разделить на две составляющие (рис 4.5):

- Снижение проницаемости коллектора при снижении пластового давления по всей залежи
- Дополнительное снижение проницаемости, возникающее при работе скважины, в районе воронки депрессии.

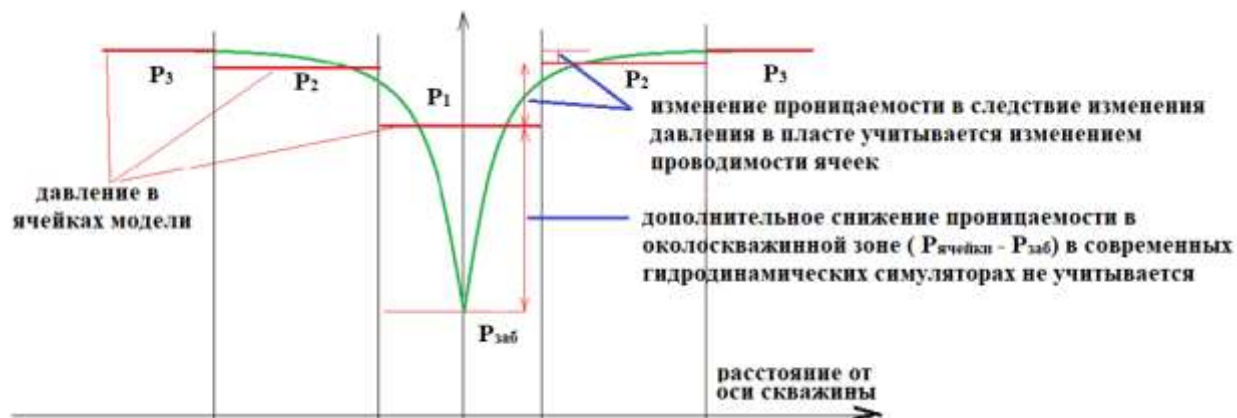


Рисунок 4.5. Реализация учёта изменения проницаемости в существующих гидродинамических симуляторах.

В современных пакетах гидродинамического моделирования эффект снижения проницаемости реализуется посредством использования соответствующих таблиц [90, 91]. В гидродинамическом симуляторе Tempest More для этого служит ключевое слово KVSP, а в пакете Eclipse этот эффект моделируется словом ROCKTAB. Данные ключевые слова позволяют задать изменение проницаемости в ячейке в соответствии с падением давления в ней.

При этом для учёта дополнительного снижения проницаемости в районе воронки депрессии в рассмотренных пакетах гидродинамического моделирования отсутствуют стандартные инструменты.

При выполнении работы было проанализировано три способа решения данной проблемы:

1. Измельчение ячейки в районе скважины.

Суть этого метода заключается в следующем. В районе моделируемой скважины сетка постепенно сгущается до такой степени, чтобы в ячейках, вскрытых скважиной, пластовое давление равнялось забойному давлению скважины.

При попытках реализации данного метода были отмечены следующие недостатки:

- Время расчёта модели со сгущенной в районе скважины сеткой возрастает во много раз, возникают проблемы со сходимостью расчёта.
- Минимальное пластовое давление, которого удалось достигнуть измельчением сетки, в ячейках скважины на значительную величину превышает забойное давление, и как следствие, проницаемость падает в недостаточной степени.

2. Применение внешнего программного модуля, работающего параллельно с Eclipse.

Основная идея метода: на каждом расчётном шаге рассчитывается и вносится в модель дополнительный множитель скважина-пласт, зависящий от депрессии и компенсирующий отсутствие изменения проницаемости в районе депрессионной воронки [37]. Этот метод реализуется либо созданием рестартов на каждом временном шаге с внесением множителей, что приведет к значительному приросту общего времени расчёта, поскольку в таком случае на каждом шаге будет выполняться инициализация модели, либо в использовании ключевого слова READDATA. Но необходимо отметить, что данное ключевое слово не поддерживается модулем E300, в котором реализуются композиционные гидродинамические модели.

3. В случае композиционной гидродинамической модели можно воспользоваться способом «подмены» данного эффекта другим, реализованным в гидродинамическом симуляторе.

Основной недостаток данного метода – неточность реализации физического процесса, а также возможная некорректность работы данного приёма при каких-либо гидродинамических условиях, сформировавшихся в процессе расчёта. В качестве «подменяющего» эффекта можно выбрать добавку к D-фактору, поскольку дополнительное слагаемое $\Delta D \cdot Q^2$ в уравнении (3.6) приводит к такому же дополнительному искривлению индикаторной диаграммы в осях $\Delta p - Q$, как и дополнительное падение проницаемости в районе воронки депрессии и зависит в конечном счёте от самой депрессии.

В ходе выполнения работы были реализованы второй и третий методы.

4.3. Реализация алгоритма изменения ФЕС пласта в процессе падения и восстановления пластового давления в гидродинамическом симуляторе Eclipse.

Модельные задачи

С целью исследования влияния падения пластового и забойного давлений на изменение параметров работы скважин в процессе падения проницаемости, а также корректности работы внешней программы в гидродинамическом симуляторе Eclipse были просчитаны несколько модельных задач.

Каждая модельная задача описывает работу единичной скважины, размещённой в центре куба однородной начальной проницаемости (рис. 4.6).

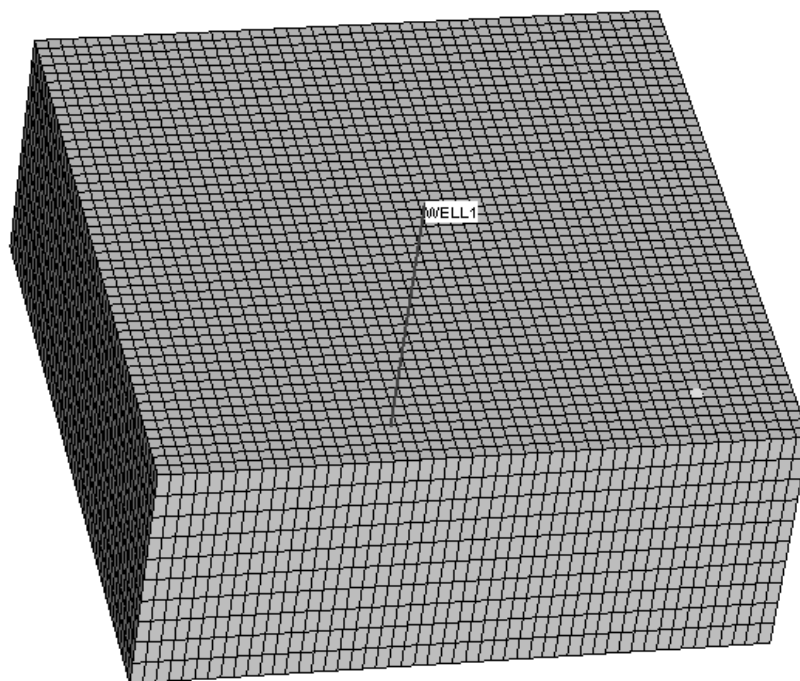


Рисунок 4.6 Конечно-разностная сетка, применяемая в модельных задачах.

Размерность модельной сетки составила 50 x 50 x 10 ячеек. Размер каждой ячейки 20 x 20 x 1 м.

Для исключения дополнительных эффектов, влияющих на закон фильтрации, в модели была задана только одна фаза (вода).

Скважина вскрывает все ячейки на 100 %, то есть фильтрация в модели является строго радиальной.

В качестве граничных условий были заданы дебиты скважин. Вертикальная проницаемость была принята равной нулю для создания условий плоско-радиального притока в скважину для сравнения полученных результатов с аналитическим решением. Размер сетки составил 200x200м

Были просчитаны следующие варианты модельных задач:

- вариант гидродинамического расчёта притока к скважине без изменения ФЕС (сравнение полученных результатов с аналитическим решением, полученным по формуле Дюпюи);

- вариант гидродинамического расчёта притока к скважине, где изменение проницаемости задано только лишь встроенными средствами симулятора Eclipse (ROCKTAB) без учёта дополнительного снижения проницаемости в ячейке, вскрытой скважиной;
- аналитические решения притока к скважине;
- вариант гидродинамического расчёта притока к скважине, с одновременным использованием ключевого слова ROCKTAB для учёта изменения сообщаемости «ячейка-ячейка», а также внешнего программного модуля, реализующего изменение сообщаемости «скважина-пласт».

В программном комплексе Eclipse объёмный дебит каждой фазы в поверхностных условиях определяется по формуле [92]

$$Q_j = T_j \cdot M_{pj} \cdot (p_j - p_w - H_{wj}),$$

где Q_j – объёмный расход фазы в соединении в поверхностных условиях; T_j – коэффициент проводимости соединения; M_{pj} – подвижность фазы в соединении; p_j – давление в блоке сетки, содержащем соединение; p_w – забойное давление; H_{wj} – разница гидростатических давлений между подключенной ячейкой и местом определения забойного давления.

Коэффициент проводимости соединения скважина-пласт в ECLIPSE выражается соотношением:

$$T_j = (\theta \cdot k \cdot h) / (\ln \frac{r_a}{r_w} + S),$$

где θ – угол сегмента соединения со скважиной; kh – эффективная проницаемость, умноженная на толщину соединения; r_w – радиус ствола скважины; S – показатель скин-эффекта; r_a – 'эквивалентный радиус давления' блока сетки, называемый также радиусом Писмана,

Радиус Писмана для прямоугольной ячейки рассчитывается по формуле:

$$r_a = 0.28 \cdot \frac{\sqrt{D_x^2 \cdot \left(\frac{k_y}{k_x}\right)^{\frac{1}{2}} + D_y^2 \cdot \left(\frac{k_x}{k_y}\right)^{\frac{1}{2}}}{\left(\frac{k_y}{k_x}\right)^{\frac{1}{4}} + \left(\frac{k_x}{k_y}\right)^{\frac{1}{4}}},$$

где D_x и D_y — это размеры блока сетки по осям x и y , а k_x и k_y — проницаемости по осям x и y .

Гидродинамический смысл радиуса Писмана - это расстояние, на котором давление в вертикальной цилиндрической системе такое же, как давление в ячейке.

Если в первом приближении считать, что $k_x=k_y$, а $D_x=D_y=a$, то радиус Писмана $r_a \approx 0.2 \cdot a$, где a -размер стороны квадратной ячейки модели.

Подвижность фазы определяется формуле:

$$M_{pj} = \frac{k_{pj}}{B_{pj} \cdot \mu_{pj}},$$

где μ_{pj} – вязкость фазы, k_{pj} – относительная проницаемость фазы, B_{pj} – объёмный коэффициент фазы.

С учётом всех выше упомянутых соотношений приток каждой фазы в скважину на каждом расчётном шаге можно записать в виде:

$$Q = \sum_{j=1}^n \frac{\theta \cdot k_{pj} \cdot K_{pj} \cdot h_j \cdot (p_j - p_w - H_{wj})}{B_{pj} \cdot \mu_{pj} \cdot \left(\ln \frac{r_a}{r_w} + S\right)},$$

где j – номер соединения скважины с ячейкой.

Вариант модельной задачи с постоянной проницаемостью.

На первом этапе с целью сопоставления решения, полученного аналитическим способом, и модельного решения в гидродинамическом симуляторе был посчитан вариант, где проницаемость от давления не зависит.

Основные параметры модельной задачи представлены в таблице

Параметры модельной задачи

Параметр	Значение
Размерность сетки	50x50x10 ячеек
Размеры ячейки	10x10x1 м
Работающий интервал скважины	10 м
Тип флюида	вода
Вязкость флюида в пл. усл	1.65 мПа·с
Начальная абс. проницаемость	20 мД
Об. коэффициент	1
Диаметр скважины	0.146 м
Радиус Писсмана	3.94 м
Пористость	20%

На рисунке 4.7 приведено сопоставление результата моделирования с аналитическим решением.

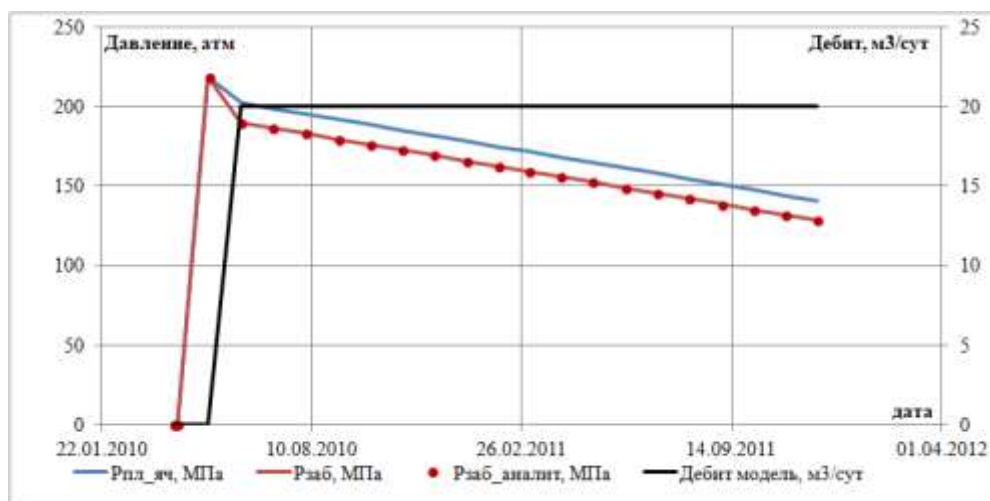


Рисунок 4.7. Сопоставление аналитического и модельного решений для варианта без изменения проницаемости

В процессе расчёта по мере истощения запасов флюида пластовое давление меняется от 218 до 141 атм. При этом, как видно из рисунка, при неизменном дебите депрессия остаётся также неизменной, а аналитическое забойное давление полностью соответствует забойному давлению из модели.

Варианты модельных задач с учётом изменения проницаемости при изменении пластового давления

На следующем этапе моделировались гидродинамические расчёты с учётом изменения проницаемости при изменении пластового давления в пласте.

В первом гидродинамическом расчёте изменение проницаемости было задано только лишь посредством встроенной функции симулятора Eclipse ROCKTAV. Данное ключевое слово позволяет задать изменение проницаемости в ячейках. Величина данного изменения определяется значением давлений в ячейках, при этом не учитывается дополнительное снижение проницаемости в ячейке, вскрытой скважиной. То есть в этом случае приток флюида в скважину описывается уравнением

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot K(p_a) \cdot h \cdot (p_a - p_w)}{B \cdot \mu \cdot \ln \frac{r_a}{r_w}}$$

С целью дополнительного снижения проницаемости в околоскважинной зоне в следующей модельной задаче на каждом временном шаге гидродинамического расчёта был задан дополнительный множитель в правой части уравнения. Данный множитель был посчитан исходя из следующих соображений.

Аналитическое решение притока флюида из ячейки модели в скважину записывается в виде

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot h}{B \cdot \mu \cdot \ln \frac{r_a}{r_c}} \int_{p_c}^{p_a} k(p) dp$$

Предположив в уравнении дополнительный множитель *mult*, учитывающий снижение проницаемости в интервале давлений от p_c до p_a , и, приравняв правые части уравнений, получим формулу данного множителя:

$$mult = \frac{1}{k(p_a) \cdot (p_a - p_w)} \int_{p_c}^{p_a} k(p) dp$$

При экспоненциальном законе изменения проницаемости формула множителя коэффициента сообщаемости «скважина-пласт» записывается в виде:

$$mult = \frac{(e^{\beta \cdot (p_0 - p_a)} - e^{\beta \cdot (p_0 - p_c)})}{\beta \cdot (p_a - p_w) \cdot e^{\beta \cdot (p_0 - p_a)}} = \frac{1 - e^{\beta \cdot (p_a - p_w)}}{\beta \cdot (p_a - p_w)} \quad (4.1)$$

Для реализации данного подхода на языке программирования Pascal был написан программный модуль, работающий параллельно с гидродинамическим симулятором Eclipse и генерирующий на каждом расчётном шаге входной файл, содержащий новые множители к сообщаемости. Алгоритм гидродинамического расчёта с использованием написанного программного модуля представлен на рисунке 4.8.

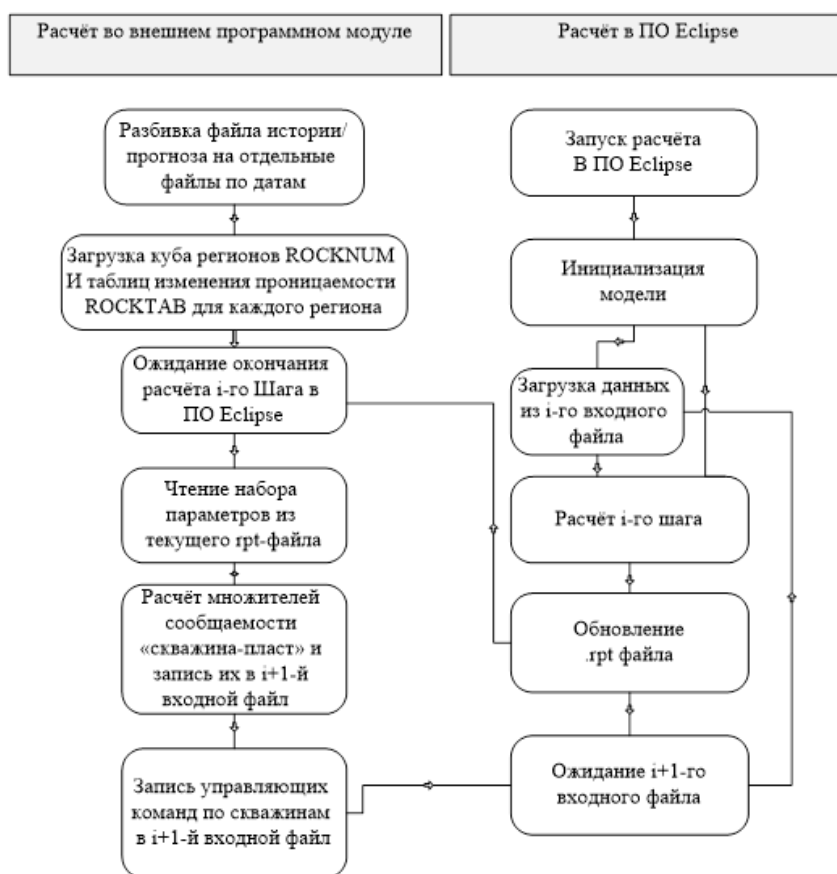


Рисунок 4.8. Алгоритм расчёта гидродинамической модели с зависимостью изменения проницаемости от снижения и восстановления пластового давления, реализованной во внешнем программном модуле.

Досчитав до нужной даты, Eclipse останавливает расчёт и ждёт введения нового входного файла, который генерируется внешней написанной программой. В этот входной файл записываются новые модификаторы проводимости «скважина-пласт», а также управляющие команды задания граничных условий по скважинам.

Помимо решения основной задачи использование внешнего программного модуля позволяет реализовать более гибкое управление расчётом, режимами работы скважин, задавать изменение ФЕС модели по законам, которые невозможно получить встроенными инструментами гидродинамического симулятора Eclipse.

На рисунке 4.9 представлено сравнение решений выше описанных реализованных модельных задач, учитывающих эффект снижения проницаемости, с аналитическим решением.

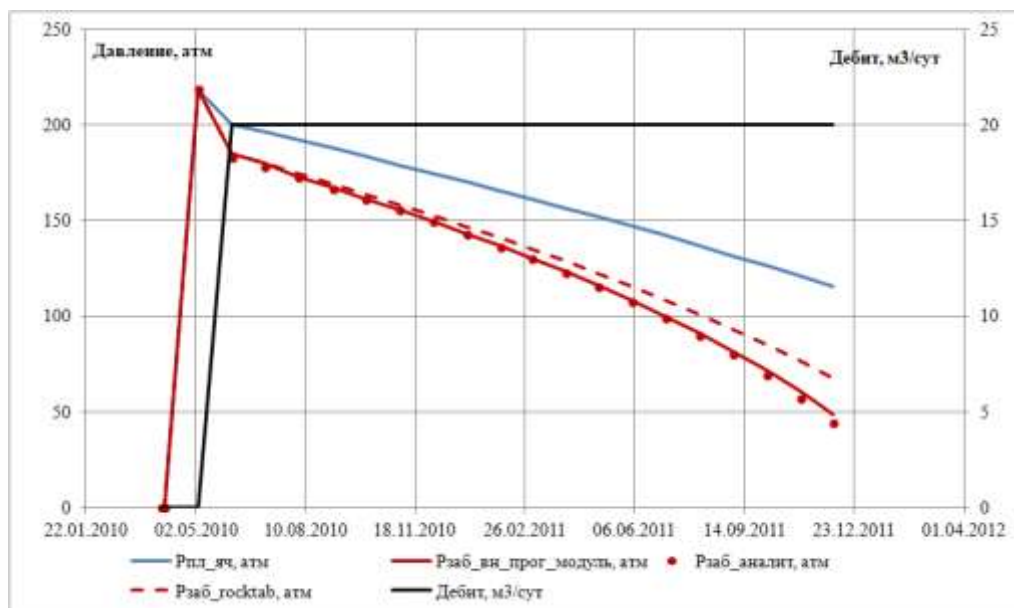


Рисунок 4.9. Сопоставление аналитического и модельных решений для варианта с учётом изменения проницаемости

Как видно из этого рисунка, при неизменном дебите депрессия возрастает по мере снижения пластового давления. В варианте гидродинамического расчёта, где изменение проницаемости задаётся только лишь таблицами ROCKTAB, забойное давление значительно отличается от

забойного давления из аналитического решения. Забойное давление, полученное в результате гидродинамического расчёта с использованием внешнего программного модуля, соответствует аналитическим значениям.

На рисунке 4.10 приведен результат расчёта модельной задачи работы скважины на нескольких режимах с разными дебитами при снижающемся пластовом давлении.

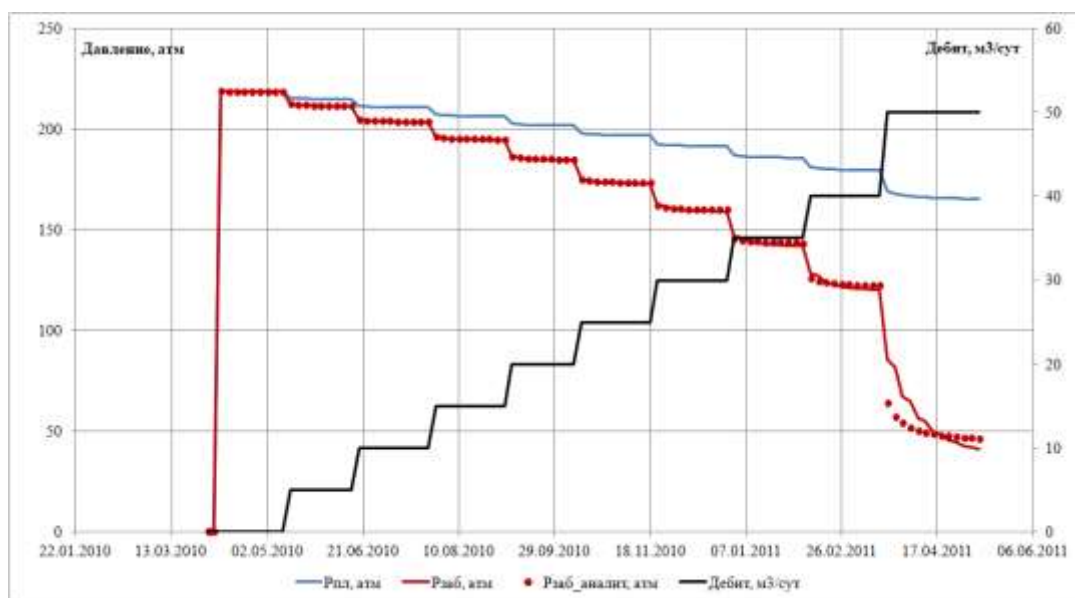


Рисунок 4.10. Сопоставление аналитического и модельного решений для варианта с изменением проницаемости

4.4. Гидродинамическое моделирование процесса разработки рифейской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения с учётом изменения трещинной проницаемости в процессе падения пластового давления.

Описание существующей модели

Любое численное моделирование разработки месторождения начинается с построения его геологической модели, в которой обобщается вся известная информация по геологическим и геофизическим исследованиям месторождения [93, 94].

На следующем этапе моделирования, на базе геологической модели с помощью процедуры Upscaling строится гидродинамическая модель [95].

Гидродинамическая модель адаптируется либо по истории разработки месторождения (задается динамика дебитов по добывающим скважинам, модифицируются фазовые проницаемости, чтобы получить реальную динамику обводненности нефти, подбирается модель и параметры законтурной области, чтобы динамика изменения пластового давления в залежи соответствовала давлениям, полученным при гидродинамических исследованиях скважин), либо непосредственно по гидродинамическим исследованиям скважин. Только после этого производится прогноз показателей разработки на длительный период эксплуатации месторождения – до нескольких десятков лет [96, 97, 98, 99, 100, 101, 102].

Действующая гидродинамическая модель Юрубчено-Тохомского месторождения состоит из 335x187x22 ячеек. Средняя проницаемость по модели 45.7 мД (0...7318 мД) по оси X, 52.1 мД (0...8267мД) по оси Y и 51.9 мД (0...5301мД) по оси Z.

Для моделирования в рамках данной работы был выбран участок исходной модели, на котором имеются данные 3D – сеймики (рис. 4.11).

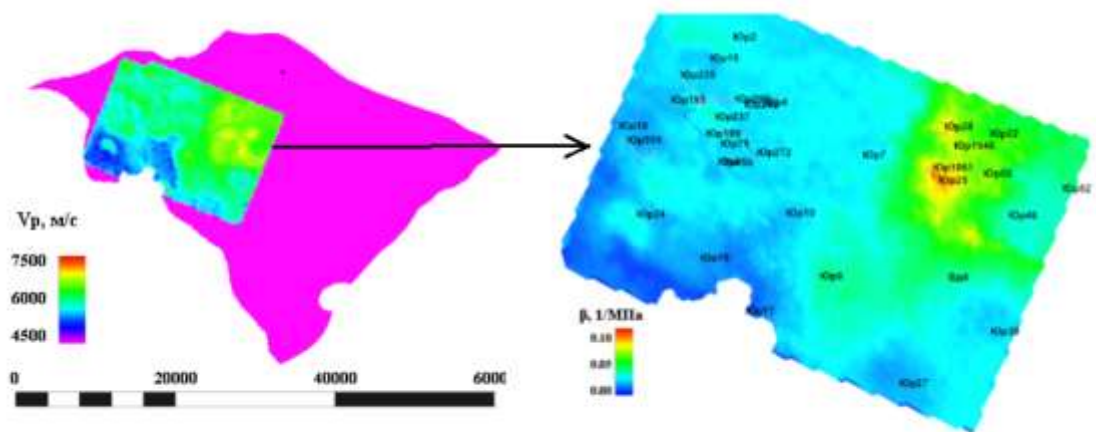


Рисунок 4.11. Моделируемый участок Юрубчено-Тохомского месторождения

На основе параметра скорости продольной волны из материалов 3D сеймики по корреляционной зависимости, полученной из анализа гидродинамических исследований (рис. 3.9), был посчитан куб параметра

снижения проницаемости β . На основе распределения параметра β были созданы 30 таблиц ROCKTAV для разных диапазонов β .

В таблице 4.2 приведены основные характеристики гидродинамической модели выбранного участка Юрубчено-Тохомского месторождения.

Таблица 4.2

Параметры гидродинамической модели участка Юрубчено-Тохомского месторождения

Параметр	Значение
Размерность сетки	107 x 76 x 22 (151524 акт. яч)
Размеры ячейки(средн. знач.)	200 x 200 x 19 м
Тип модели	Black oil
Начальное пластовое давление	21.6 МПа
Средняя проницаемость.	132 мД
Средняя пористость	2.1 %

Пуск проектных скважин, согласно заданным в модели режимам, производится, начиная с 2016г. Управление добычей по скважинам производится согласно следующим показателям и ограничениям:

- задан групповой уровень добычи нефти.
- Коэффициент эксплуатации скважин задан равным 0.9
- Пределы параметров, при которых происходит отключение скважин: максимальная обводненность продукции 98%, минимальный дебит по нефти 1 т/сут;
 - заданы минимальные забойные давления;
 - задан механизм снижения уровня отборов жидкости по скважине на 20% от текущей при наступлении следующих событий: достижение газового фактора 500 м³/м³; достижение обводненности продукции скважины 60%.

- Задана обратная закачка газа в 5 скважинах в объёме 87% от добытого газа.

На первом этапе моделирования проверялась корректность реализации гидродинамической модели с новым законом снижения проницаемости при воспроизведении исторических индикаторных диаграмм скважин.

Моделирование индикаторных диаграмм производилось в гидродинамических расчётах с использованием ключевого слова ROCKTAV совместно с внешним программным модулем, работающим параллельно с Eclipse.

В качестве граничных условий к скважинам прикладывались дебиты из фактических гидродинамических исследований скважин на стационарных режимах. Депрессии, полученные в результате гидродинамических расчётов, сравнивались с соответствующими фактическими депрессиями из индикаторных диаграмм.

Моделировались индикаторные диаграммы по 10 скважинам.

Необходимо отметить, что индикаторные диаграммы по большинству скважин имеют выпуклый к оси дебитов характер. В главе 3 при обработке диаграмм были выделены две основных причины их кривизны: влияние снижения проницаемости в области воронки депрессии, а также влияние пузырьков свободного газа, выделившегося из нефти при снижении давления ниже давлений насыщения.

Прорывов газа из газовой шапки при моделировании индикаторных диаграмм в адаптационных расчётах не наблюдалось ни по одной скважине.

Для исключения взаимного влияния включение скважин в адаптационной модели проводилось по очереди, с отработкой каждой скважины на каждом режиме по трое суток.

При адаптационных расчётах куб проницаемости оставался неизменным. Модифицировалось значение скин-фактора S таким образом,

чтоб значение параметра $\frac{K_0 h}{\ln \frac{r_a}{r_w} + S}$ соответствовало значению из

гидродинамических исследований скважин.

На рисунке 4.12 приведены примеры расчётных и фактических индикаторных диаграмм для четырёх скважин.

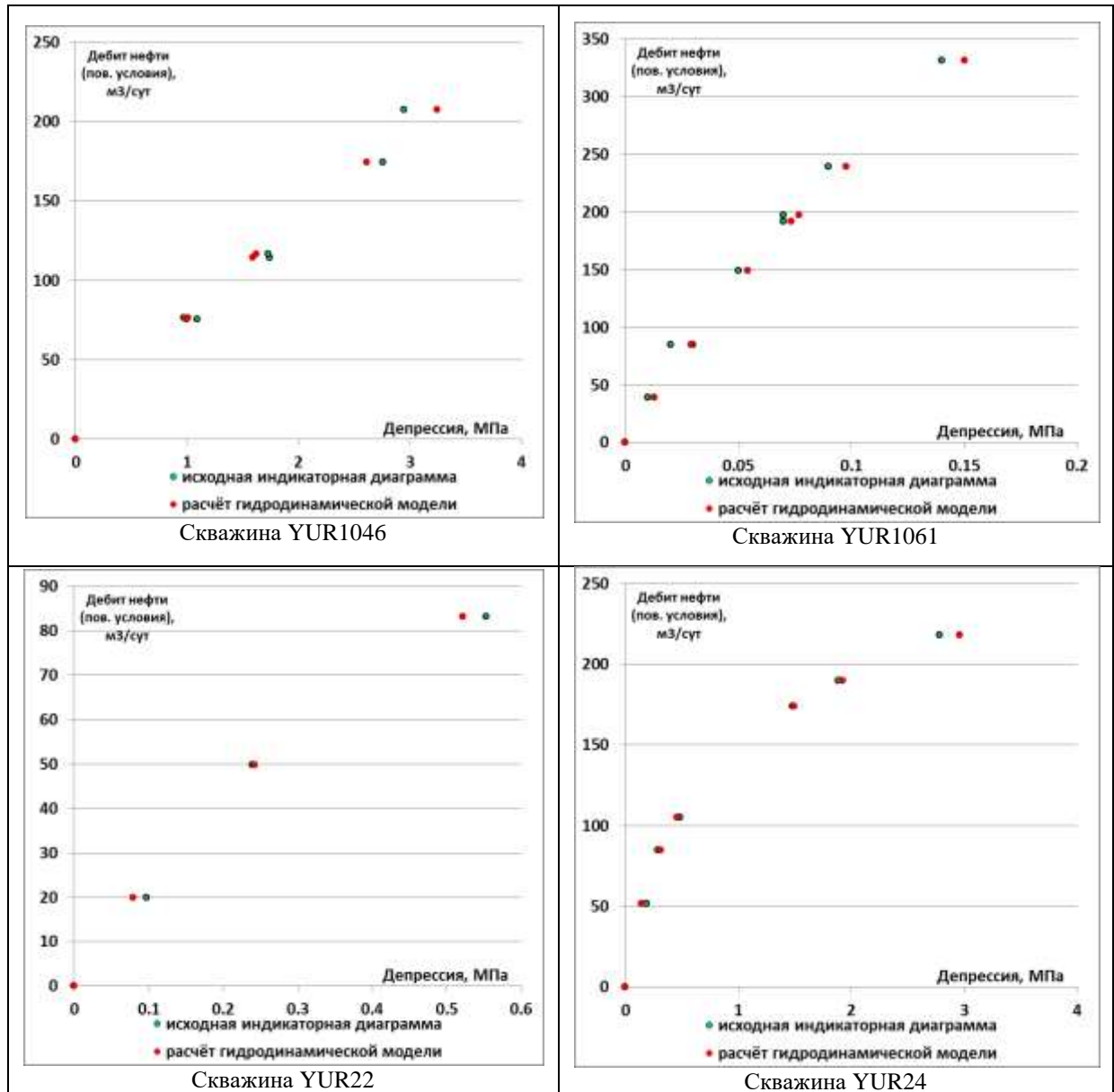


Рисунок 4.12 . Пример воспроизведенных индикаторных диаграмм

Как видно из приведенных графиков, точки реальных и модельных депрессий скважин достаточно близки друг к другу, то есть можно говорить о корректной работе данной методики моделирования. На рисунке 4.13

приведен общий кроссплот соответствия фактических и расчётных депрессий индикаторных диаграмм.

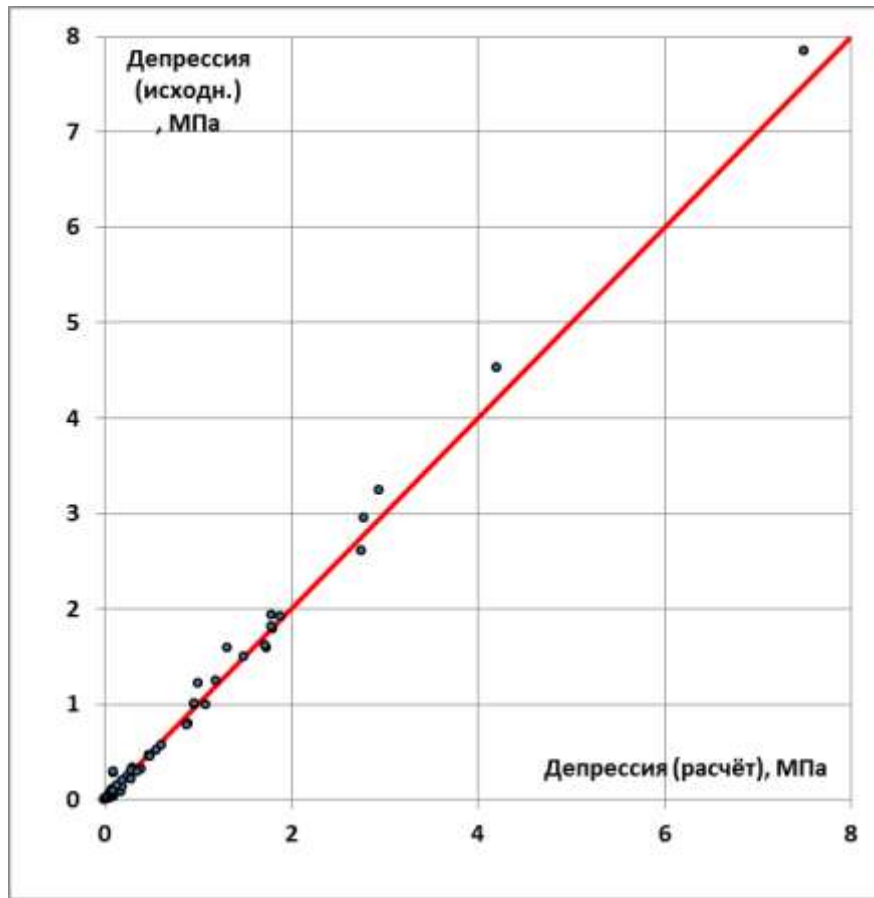


Рисунок 4.13. Кроссплот соответствия депрессий скважин при адаптации

После воспроизведения фактических индикаторных диаграмм скважин на этой же гидродинамической модели были произведены прогнозные расчёты с учётом изменения проницаемости.

В качестве граничного условия гидродинамической модели для всего моделируемого участка был задан групповой уровень добычи нефти.

Моделировались три варианта (рисунок 4.14):

- расчёт без учёта изменения проницаемости;
- расчёт, где изменение проницаемости учитывается только встроенными средствами ПО Eclipse;
- расчёт, где посредством внешнего программного модуля задаётся дополнительное снижение проницаемости в околоскважинной области.



Рисунок 4.14. Сравнение результатов расчётов с учётом и без учёта изменения проницаемости для участка Юрубчено-Тохомского месторождения

Учёт дополнительного снижения проницаемости в ячейке, вскрытой скважиной, приводит к сокращению длительности уровня постоянной добычи на три года.

4.5. Гидродинамическое моделирование процесса разработки газоконденсатного месторождения Адамташ с учётом изменения трещинной проницаемости в процессе падения пластового давления.

Эксплуатационный объект месторождения Адамташ предусматривается разрабатывать в режиме истощения пластовой энергии. Таким образом, согласно действующему проектному документу не предполагается восстановления пластового давления.

При отработке месторождения предполагается ряд технологических ограничений производительности эксплуатационных скважин: по депрессии на пласт, по скорости потока газа на устье, по минимальному устьевому давлению.

Существующая гидродинамическая модель месторождения Адамташ является композиционной. В связи с этим из-за программных ограничений ПО Eclipse, использование внешнего программного модуля не возможно.

В связи с этим учёт дополнительного снижения проницаемости в околоскважинной зоне производился методом замены этого эффекта другим эффектом. В качестве «подменяющего» эффекта была выбрана добавка к D-фактору, поскольку дополнительное слагаемое $\Delta D \cdot Q^2$ в уравнении (3.6) приводит к такому же дополнительному искривлению индикаторной диаграммы в осях $\Delta p - Q$, как и дополнительное падение проницаемости в районе воронки депрессии и зависит в конечном счёте от самой депрессии.

Введя эту добавку, уравнение (3.6) можно переписать в виде

$$Q \cdot \left(\ln \frac{r_k}{r_c} + S + Q \cdot (D + \Delta D) \right) = \quad (4.2)$$

$$2 \cdot \pi \cdot \frac{h}{p_0} \left(\int_{p_c}^{p_a} \frac{k_a \cdot p}{\mu(p) \cdot Z(p)} dp + \int_{p_a}^{p_k} \frac{k(p) \cdot p}{\mu(p) \cdot Z(p)} dp \right),$$

где ΔD – поправка к D фактору; p_a – давление в ячейке, вскрытой скважиной; p_c – давление в ячейке, вскрытой скважиной; $k_a = k_0 \cdot \exp(p_0 - p_a)$ – проницаемость в ячейке, вскрытой скважиной, при давлении p_a .

Значение давления p_a определялось из интегрального уравнения:

$$\frac{\int_{p_c}^{p_k} \frac{p \cdot k(p)}{\mu(p) \cdot Z(p)} dp}{\ln \frac{r_k}{r_c}} = \frac{\int_{p_a}^{p_k} \frac{p \cdot k(p)}{\mu(p) \cdot Z(p)} dp}{\ln \frac{r_k}{r_a}}. \quad (4.3)$$

Посредством численного решения уравнений (4.2-4.3) для каждой индикаторной диаграммы, был определён добавочный D-фактор ΔD .

Далее была построена зависимость параметра ΔD от β .

Необходимо отметить, что, согласно модели, при отработке скважин на режимах индикаторных диаграмм пластовое давление в ячейках «просаживалось» относительно начального пластового давления всего на 0.15-0.2 МПа. Снижение проницаемости при таком малом падении давления даже для самых больших значений β составляет всего порядка одного

процента. В связи с этим эффект снижения трещинной проницаемости сказался только в районе воронки депрессии, и $K_a=K_0$.

В таблице 4.2 приведены результаты переинтерпретации исследований скважин на стационарных режимах.

Таблица 4.2

Результаты переинтерпретации гидродинамических исследований скважин на стационарных режимах с учётом эффекта изменения проницаемости для гидродинамического моделирования

Скважина	ΔD , сут/м ³	β , МПа ⁻¹
20	0.0000130	0.037
21	0.0000623	0.061
22	0.0000000	0.037
23	0.0000023	0.022
24	0.0000005	0.014
26	0.0000250	0.049
32	0.0000024	0.020
34	0.0000029	0.022
35	0.0000155	0.037
36	0.0000025	0.030
37	0.0000004	0.010
38	0.0000712	0.077
39	0.0000016	0.062

На рисунках 4.15 приведена зависимость эквивалентного добавочного D-фактора ΔD от параметра снижения проницаемости β . Как можно видеть из данных графиков, наблюдается достаточно надежная зависимость поправки ΔD от параметра снижения проницаемости β , которую можно использовать в гидродинамических расчетах.

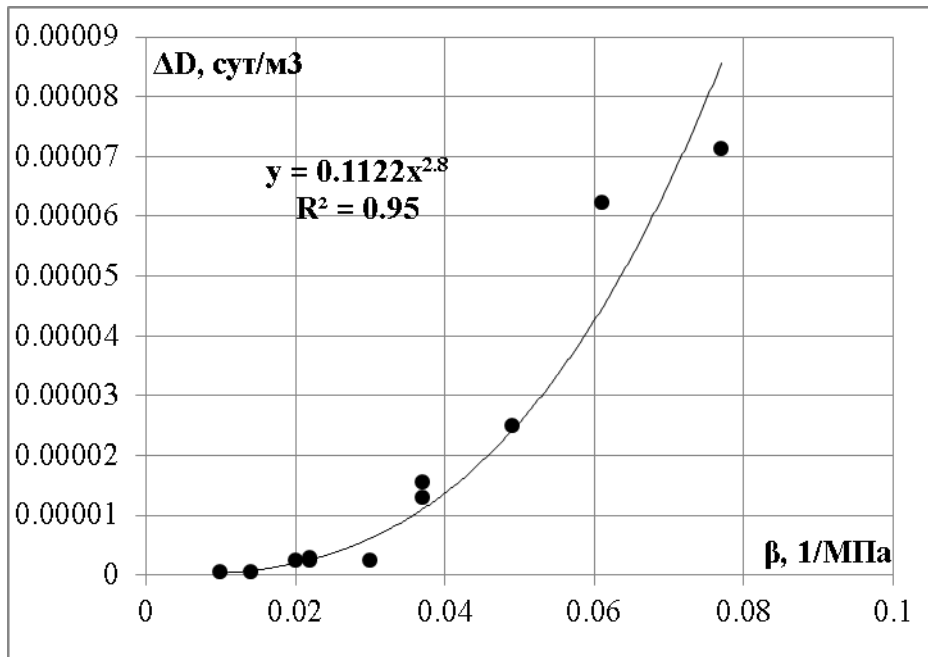


Рисунок 4.15. Зависимость эквивалентного добавочного D-фактора ΔD от параметра снижения проницаемости β .

Следующим этапом работы была реализация полученных законов в гидродинамической модели. Для этого на базе действующей прогнозной гидродинамической модели была создана модель для расчёта индикаторных диаграмм. В качестве граничных условий работы скважин задавался целевой дебит газа. Депрессии скважин, при которых эти дебиты были достигнуты, сравнивались с фактическими депрессиями.

Учёт изменения проницаемости был реализован введением таблиц ROCKTAV. Регионы использования той или иной таблицы ROCKTAV определялись по величине скорости продольной волны в этой ячейке.

Весь диапазон значений V_p в районе залежи (3500-6500 м/с) был разбит на 30 интервалов с шагом 100 м/с. В соответствии с данным разбиением вся модель делится также на 30 регионов, в которых будет действовать та или иная таблица ROCKTAV. При попадании значения V_p в ячейке модели в один из этих интервалов, значение параметра ROCKNUM

(параметр выбор таблицы ROCKTAB) для этой ячейки принималось равным номеру этого интервала.

Значение параметра β для интервала определялось в зависимости от скорости продольной волны, полученной по результатам испытаний керна (рис 2.23).

На рисунке 4.16 приведены графики снижения проницаемости для трех регионов из 30-ти: 1-го региона, 15-го региона и 30-го региона. Первый регион охватывает ячейки модели с V_p в диапазоне 3500-3600 м/с. Коэффициент снижения проницаемости β для первого региона $0.006331 \text{ МПа}^{-1}$. Для пятнадцатого региона $V_p=4900-5000 \text{ м/с}$, $\beta= 0.027 \text{ МПа}^{-1}$. Для тридцатого региона $V_p=6400-6500 \text{ м/с}$, $\beta= 0.131 \text{ МПа}^{-1}$.

На рисунке 4.17 приведен куб распределения регионов ROCKNUM таблиц изменения проницаемости, заданных в расчётах.

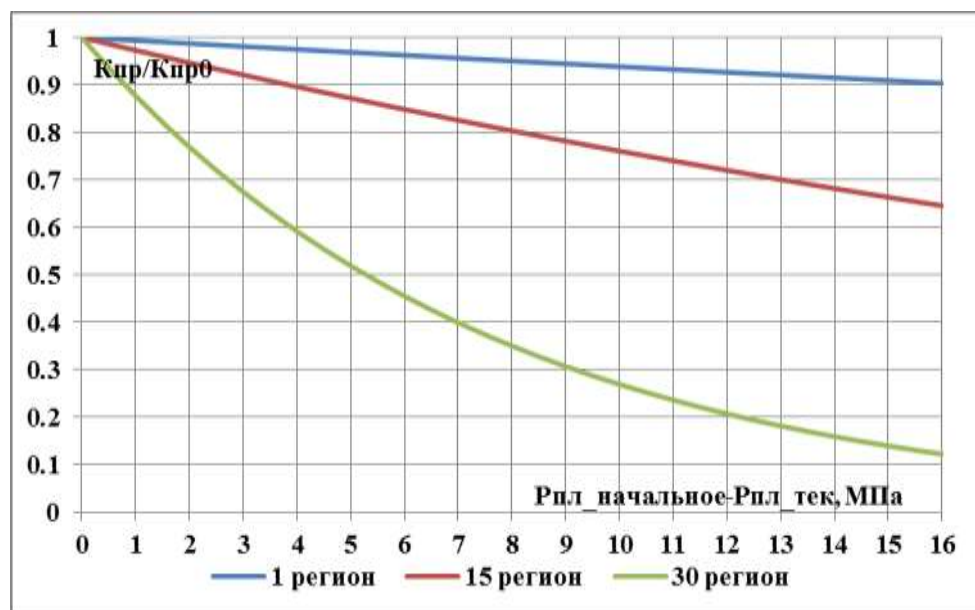


Рисунок 4.16. Изменение проницаемости для трёх случаев

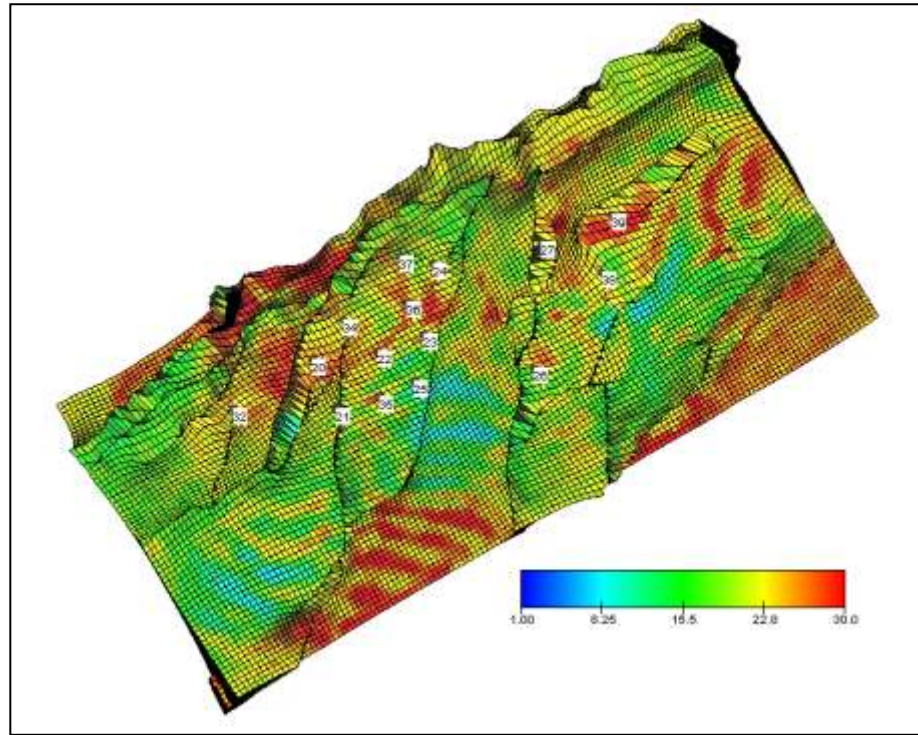


Рисунок 4.17. Распределение регионов ROCKNUM таблиц изменения проницаемости

Моделирование индикаторных диаграмм с использованием подобранных значений S и $D+\Delta D$ показали по большинству скважин достаточное соответствие модельных депрессий фактическим (рис. 4.18).

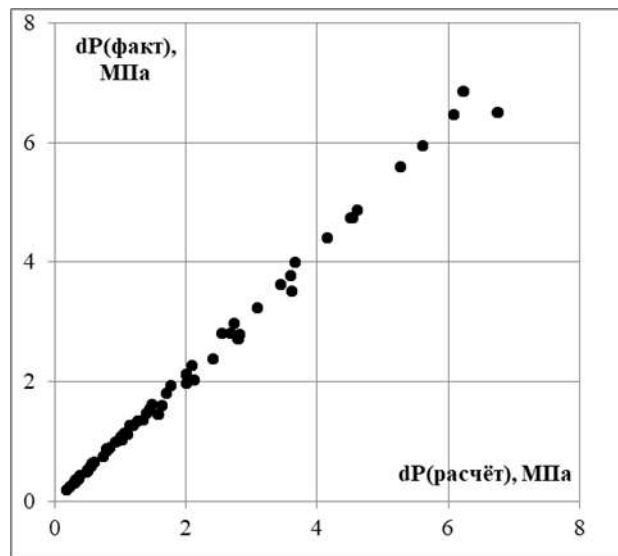


Рисунок 4.18. Кроссплот соответствия модельных депрессий из гидродинамической модели, реализованной с учётом изменения проницаемости, фактическим депрессиям.

После воспроизведения индикаторных диаграмм следующим шагом было выполнение в гидродинамическом симуляторе прогнозного расчёта на утверждённой модели ПТД [69] по сценарию рекомендуемого варианта, но с учётом закона изменения проницаемости при падении пластового давления.

Учёт дополнительного снижения проницаемости в околоскважинной области осуществлялся добавкой к D-фактору, посчитанной по зависимости от β (рис. 4.15).

Для скважин при этом в соответствии с ПТД заданы следующие ограничения:

- по депрессии на пласт,
- по скорости потока газа на устье,
- минимальная скорость потока газа на устье,
- минимальное устьевое давление,
- D фактор до введения поправки определён по формуле Дейка [103, 104, 90].

На рисунках 4.19 приведены графики суточной добычи газа из гидродинамических расчётов для вариантов с учётом и без учёта эффекта изменения проницаемости.

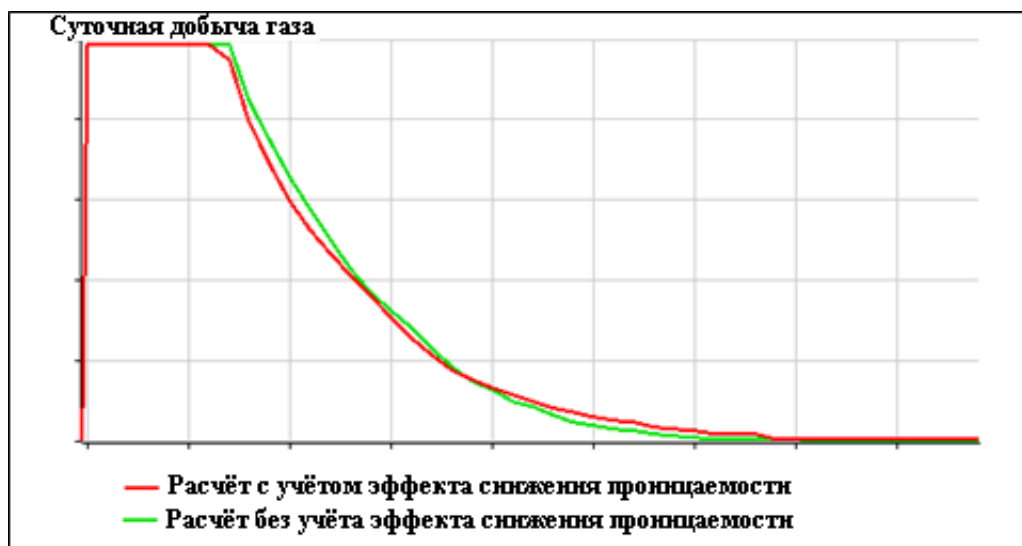


Рисунок 4.19. Сравнение суточной добычи газа для гидродинамических расчётов с учётом и без учёта эффекта изменения проницаемости в процессе падения пластового давления

Результаты расчетов базового варианта разработки месторождения с учетом эффекта снижения трещинной проницаемости при падении пластового давления показывают, что при учёте изменения проницаемости в процессе падения пластового давления заданный уровень добычи перестает выдерживаться всего на полгода раньше, чем без учёта этого эффекта.

Данный факт можно объяснить значительными технологическими ограничениями, накладываемыми на скважины, такими как максимальная скорость потока газа на устье, в связи с чем согласно действующему проектному документу скважины предполагается эксплуатировать на небольших депрессиях.

Таким образом, результаты гидродинамического моделирования на основе разработанного алгоритма учета проявлений деформаций продуктивных объектов трещинно-порового типа подтвердили третье защищаемое положение.

Выводы по главе 4

- На основе результатов исследований, представленных в главах 2-3, были построены карты прогнозного снижения проницаемости за счёт смыкания трещин при изменении пластового давления.
- Разработана методика учёта эффекта снижения проницаемости по залежи в целом и в призабойной зоне в процессе гидродинамического моделирования на основе разработанных аналитических зависимостей, учитывающих геолого-геомеханические особенности деформирования карбонатных коллекторов.
- Были рассмотрены три способа учёта эффекта дополнительного снижения проницаемости в окрестности скважины. Наиболее перспективными были приняты: метод использования внешнего программного модуля, вносящего дополнительный множитель «скважина-пласт» на каждом расчётном шаге, а также метод замещения данного

эффекта другим (поправкой к D фактору при расчёте композиционной модели).

- На языке Pascal был написан внешний программный модуль, рассчитывающий и вносящий дополнительные множители «скважина-пласт» на каждом расчётном шаге. Корректность работы модуля была протестирована на модельных задачах. Результат моделирования при этом совпал с аналитическим решением.

- С использованием внешнего программного модуля в процессе гидродинамического моделирования были воспроизведены нелинейные индикаторные диаграммы скважин Юрубчено-Тохомского месторождения и посчитан прогнозный вариант участка залежи с учётом эффекта изменения трещинной проницаемости.

- С использованием метода замещения эффекта дополнительного смыкания трещин в призабойной зоне введением дополнительной поправки к D-фактору были воспроизведены нелинейные индикаторные диаграммы газоконденсатного месторождения Адамташ. Также с использованием данной методики был просчитан прогнозный вариант.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные научные и практические результаты исследований заключаются в следующем:

1. В результате проведенных испытаний образцов керна с трещинами была получена геолого-геомеханическая модель снижения трещинной проницаемости, позволяющая определить полный набор деформационных кривых трещин для произвольных циклов падения и восстановления внутрипорового давления при использовании геолого-геофизических характеристик - скорости продольной волны, плотности и проницаемости.

2. На основе анализа индикаторных диаграмм по рассмотренным месторождениям с учётом эффекта смыкания трещин был определен параметр снижения проницаемости. Получена зависимость этого параметра также от геолого-геофизических характеристик: скорости продольной волны по данным акустического каротажа в интервале перфорации и проницаемости.

3. Разработана методика учёта эффекта снижения проницаемости по залежи в целом и в призабойной зоне в процессе гидродинамического моделирования на основе разработанных аналитических зависимостей, учитывающих геолого-геомеханические особенности деформирования карбонатных коллекторов.

4. С использованием полученных результатов испытаний образцов, промысловых исследований и разработанного программного обеспечения были воспроизведены нелинейные индикаторные диаграммы скважин Юрубчено-Тохомского месторождения и месторождения Адамташ и просчитаны соответствующие варианты разработки месторождений, учитывающие эффекты изменения проницаемости.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абасов М.Т., Иманов А.А., Джалалов Г.И. Деформация глубокозалегающих природных резервуаров залежей нефти и газа при их разработке // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, № 3-4, 2006. С. 62-66.
2. В.П. С., Черемисин Н.А., Батурин Ю.Е. Влияние снижения пластового давления на фильтрационно-емкостные свойства пород // Нефтяное хозяйство, № 9, 1997. С. 52-57.
3. Дорогоницкая Н.М., Сахибгареев Р.С., Свиридова Л.Б. Деформация полиамиктовых песчано-алевритовых коллекторов Средне-Приобья в зависимости от продолжительности нагрузки // Геология нефти и газа, № 4, 1974. С. 41-45.
4. Исследования влияния деформаций на изменение КИН продуктивных объектов Шершневого месторождения при различных параметрах разработки: Отчёт о работе/ПГТУ; Рук. работы Кашников Ю.А., Фонды ООО "ЛУКОЙЛ-Пермь", Пермь, 2004.
5. Панфилов Б.П. Пластические деформации при формировании разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство, № 8, 1988. С. 33-37.
6. Черемисин А.Н., Черемисин Н.А., Сонич В.П. Особенности моделирования разработки гранулярных коллекторов с упруго-пластическими свойствами // Нефтяное хозяйство, № 2, 2004. С. 60-62.
7. Черемисин Н.А., Сонич В.П., Ефимов П.А. Роль неупругой деформации коллекторов в нефтеотдаче пластов // Нефтяное хозяйство, № 9, 2001. С. 76-79.
8. Chin L.Y., Boade R.R., Nagel N.B., Landa G.H. Numerical Simulation of Ekofisk Reservoir Compaction and Subsidence: Treating the Mechanical Behavior of the Overburden and Reservoir // Eurock'94, 1994. pp. 787-794.

9. Gutierrez M., Lewis R.W. The rolle of geomechanics in reservoir simulation // EUrock'98, 1998. pp. 439-448.
10. Johnson J.P., Rhett D.W., Siemers W.T. Rock Mechanics of the Ekofisk Reservoir in the Evaluation of Subsidence // Journal of Petroleum Technology, July 1989. pp. 717-722.
11. Pattillo P.D., Kristiansen T.G., Sund G.V., Kjelstadli R.M. Reservoir compaction and seafloor subsidence at valhall // Eurock'98, 1998. pp. 377-386.
12. Sulak R.M., Thomas L.K., Boade R.R. 3D Reservoir Simulation of Ekodisk Compaction Drive // Journal of Petroleum technology, October 1991. pp. 1272-1278.
13. Мирчинк М.Ф., Сонич В.П., Ильин В.М., Черников О.А. О необратимом снижении проницаемости песчано-алевролитовых коллекторов в условиях падения пластового давления // Геология нефти и газа, No. 3, 1975. С. 32-35.
14. Добрынин В.П., Мулин В.Б., Куликов Б.Н. Необратимое снижение проницаемости полиамиктовых песчаников Самотлорского месторождения // Нефтяное хозяйство, No. 10, 1973. С. 34-37.
15. Дияшев Р.Н., Мусин К.Н., Иктисанов В.А. Многофакторная оценка деформационных процессов в коллекторах по результаам исследования керна // Нефтяное хозяйство, № 12, 2001. С. 55-59.
16. Tao Q., Ehlig-Economides C.A., Ghassemi A. Investigation of stress-dependent fracture permeability in naturally fractured reservoirs using a fully coupled poroelastic displacement discontinuity model // SPE Annual Technical conference and Exhibition held, 2009.
17. Кашников О.Ю. Исследование и учёт деформационных процессов при разработке залежей нефти в терригенных коллекторах: дисс. на соискание учёной степени кандидата технических наук. Пермь. 2008. 153 с.

18. Barton N.R., Bandis S.C. Deformation and Conductivity Coupling of Rock Joints // International Journal of Rock Mechanics and Mining Science & Geomechanics Abstracts, Vol. 22, 1985. pp. 121-140.
19. Barton N.R., Bandis S.C. Effects of Block Size on the Shear Behaviour of Jointed Rock. Proc. of the 23rd U.S. Symp. on Rock Mech., Issues of Rock Mech., Berkeley, California 1982. New York: A.I.M.E.
20. Barton N.R., Bandis S.C. Fundamentals of Rock Joint Deformation // International Journal of Rock Mechanics and Mining Geomechanics Abstracts, No. 20, 1983. pp. 249-268.
21. Lechnitz W. Mechanische Eigenschaften von Felstrennflächen im direkten Scherversuch. Veroeff.des Inst.fuer Bodenmechanik und Felsmechanik der TH Karlsruhe, 1981.
22. Cho Y., Ozkan E. Pressure-Dependent Natural-Fracture Permeability in Shale and Its Effect on Shale-Gas Well Production // SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 16, No. 2, 2013. pp. 216-228.
23. Erban P.J. Raumliche Finite-Element-Berechnungen an idealisierten Diskontinua unter Berucksichtigung des Scher- und Dilatationsverhaltens von Trennflächen. Aachen. 1986. 220 pp.
24. Rutqvist J. Determination of hydraulic normal stiffness of fractures in hard rock from well testing // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, Vol. 32, No. 5, 1995. pp. 513-523.
25. Rutqvist J. Fractured rock stress-permeability relationships from in situ data and effects of temperature and chemical-mechanical couplings // Geofluids, No. 15, 2015. pp. 48-66.
26. Vega Navarro O.G. Closure of Natural Fractures Caused by Increased Effective Stress, A Case Study: Reservoir Robore III, Bulu Bulo Field, Bolivia // SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 2012.
27. Jones F.O. A Laboratory Study of the Effects of Confining Pressure of Fracture Flow and Storage Capacity in Carbonate Rocks // SPE-AIME, 1975. pp. 21-27.

28. Wittke W. Rock Mechanics, Theory and Applications with case histories, 1990.
29. Zoback M.D. Reservoir geomechanics. Cambridge: University Press, 2007. 449 pp.
30. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. М: Недра, 2007. 467 с.
31. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Попов С.Н., Назаров А.Ю., Матяшов С.В. Численное моделирование индикаторных диаграмм скважин для коллектора трещинно-порового типа // Нефтяное хозяйство, № 6, 2003. С. 62-65.
32. Кашников Ю.А., Гладышев С.В., Попов С.Н., Кашников О.Ю. Изменения фильтрационно-емкостных и физико-механических свойств терригенных коллекторов при продолжительном действии повышенного эффективного давления // Известия вузов. Нефть и газ, № 1, 2006. С. 25-32.
33. Charlez F.P. Rock Mechanics. Paris: Editions Technip, 1997. 333 pp.
34. Plischke B. Finite element analysis of compaction and subsidence. Experience gained from several chalk fields // Eurock'94, 1994. pp. 795-801.
35. Фадеев А.Б. Метод конечных элементов в геомеханике. М: Недра, 1987. 221 с.
36. Ашихмин С.Г., Кашников Ю.А., Якимов С.Ю. Экспериментальные и теоретические исследования трещинной проницаемости коллекторов Юрубчено-Тохомского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, № 2, 2013. С. 36-41.
37. Кашников Ю.А., Шустов Д.В., Якимов С.Ю., Красильникова Н.Б. Гидродинамическое моделирование разработки участка Юрубчено-Тохомского месторождения на основе геолого-геомеханической модели // Нефтяное хозяйство, № 4, 2015. С. 62-67.
38. Кашников Ю.А., Шустов Д.В., Якимов С.Ю., Ашихмин С.Г. Влияние напряженного состояния продуктивного объекта на приёмистость

скважин и эффективность гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство, № 4, 2013. С. 46-48.

39. Кашников Ю.А., Шустов Д.В., Якимов С.Ю., Ашихмин С.Г., Воеводкин В.Л. Разработка геолого-геомеханической модели турней-фаменского объекта Гагаринского месторождения // Нефтяное хозяйство, № 2, 2013. С. 2-6.

40. Викторин В.Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей. М: Недра, 1988. 150 с.

41. Викторин В.Д., Лыков Н.А. Разработка нефтяных месторождений приуроченных к карбонатным коллекторам. М: Недра, 1980. 202 с.

42. Некрасов А.С., Костицын В.И. Геолого-геофизические и гидродинамические исследования карбонатных коллекторов нефтяных месторождений // Вестник Пермского университета. Геология, № 1(9), 2010. С. 14-23.

43. Щипанов А.А. Влияние динамической деформации трещинно-порового коллектора на эффект от увеличения депрессии // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, № 2, 2003. С. 33-37.

44. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М: Недра, 1977. 288 с.

45. Лебединец Л.П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. М: Наука, 1997. 397 с.

46. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М: Недра, 1970. 239 с.

47. Булычев Н.С. Механика подземных сооружений. М: Недра, 1982. 270 с.

48. Турчанинов И.А., Иофис М.А., Каспарьян Э.В. Основы механики горных пород. М: Недра, 1989. 332 с.

49. Щипанов А.А. Математическое моделирование двухфазной фильтрации в деформируемой трещиновато-пористой среде: дисс. на соиск. уч. ст. канд. физ.-мат. наук. Пермь. 2002. 214 с.
50. Распопов А.В., Щипанов А.А. Влияние динамической деформации трещинно-порового коллектора на добычу нефти // Нефтяное хозяйство, № 3, 2002. С. 97-99.
51. Shchipanov A.A. Pressure transient analysis of deformable reservoirs // Journal of Engineering Physics and Thermophysics, No. 2, 2010. pp. 250-262.
52. Shchipanov A.A., Kollbotn L., Murguchev L.M., Thomas K.O. A new approach to deformable fractured reservoir characterisation: case study of the Ekofisk field // SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference. 2010. pp. 995-1010.
53. Терентьев Б.В., Плотников В.В., Щипанов А.А. Изменение емкостных и фильтрационных свойств карбонатных коллекторов при разработке залежей нефти - влияние на результаты моделирования // Геология и геофизика разработки нефтяных и газовых месторождений, № 5-6, 2005. С. 59-67.
54. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М: Недра, 1984. 208 pp.
55. Баренблатт Г.И., Желтов Ю.П., Кочина И.Н. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах // Прикладная математика и механика, Vol. 24, No. 5, 1960. pp. 852-864.
56. Желтов Ю.П. Деформации горных пород. М: Недра, 1966. 198 с.
57. Желтов Ю.П. Механика нефтегазоносного пласта. М: Недра, 1975. 216 с.
58. Николаевский В.Н. Геомеханика и флюидодинамика. М: Недра, 1996. 447 pp.
59. Warren J.E., Root P.J. The behavior of naturally fractured reservoirs // Soc. of Petroleum Engineers Journal, Vol. 3, No. 3, 1963. pp. 245-255.

60. Тиаб Д., Доналдсон Э.Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Перевод с английского. М: Премиум Инжиниринг, 2009. 868 с.
61. Харахинов В.В., Шлёнкин С.И. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Курумбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления. М: Научный мир, 2011. 420 с.
62. Конторович А.Э., Изосимова А.Н., Конторович А.А. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы // Геология и геофизика, Т. 7, № 8, 1996.
63. Подсчёт запасов нефти, газа и конденсата Юрубчено-Тохомского месторождения (в пределах Юрубченского лицензионного участка), ЗАО "Красноярскгеофизика", Красноярск, 2004.
64. Дополнение к технологической схеме разработки Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения, ОАО "РН-КрасноярскНИПИнефть", Красноярск, 2012.
65. Кутукова Н.М., Бирун Е.М., Малахов Р.А. Концептуальная модель строения рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского месторождения // Нефтяное хозяйство, № 11, 2012. С. 4-7.
66. Афанасьев И.С., Антоненко Д.А., Кутукова Н.М. Системная оптимизация проектных решений для Юрубчено-Тохомского мсторождения // Нефтяное хозяйство, No. 6, 2011. pp. 10-13.
67. Богданов В.С., Хромовских Ю.Ю., Гречка О.И. Изучить особенности структуры порового пространства продуктивных отложений Юрубченского месторождения. Иркутск: НПП "Регион-2", 1994. 129 с.
68. Гидродинамическое моделирование разработки первоочередного участка Юрубчено-Тохомского месторождения с учётом изменения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных объектов и

продуктивности скважин в процессе изменения пластового давления: Отчёт о работе, ПГТУ, Пермь, Фонды ОАО "РН-КрасноярскНИПИнефть" 2012.

69. Дополнение к проекту комплексной разработки группы газоконденсатных месторождений Адамташ, Джаркудук-Янги Кизилча и Гумбулак. Технологическая схема разработки месторождения Адамташ, ЗАО "Петролеум Технолоджис", Москва, 2012.

70. Подсчёт запасов газа, серы и сопутствующих компонентов Астраханского сергазоконденсатного месторождения, Саратов, 1987.

71. Проект разработки Астраханского газоконденсатного месторождения. М: ВНИИГАЗ, 2002.

72. Рыжов А.Е. Фильтрационно-емкостные характеристики низкопроницаемых карбонатных пород Астраханского и Карачаганакского газоконденсатных месторождений в связи с разработкой. Дисс. на соиск.уч.ст.кандютехн.наук. М. 1991.

73. Разработка и внедрение геомеханической модели деформирования продуктивного коллектора АГКМ и геомеханических воздействий на пласт: Отчёт о работе/ПГТУ; Рук. работы Кашников Ю.А. Пермь : Фонды ООО "Астраханьгазпром", 2002.

74. Оптимизация размещения и режимов работы новых скважин на основе учёта влияния трещиноватости и геомеханических параметров продуктивных объектов при проектировании и разработке АГКМ: Отчёт о работе/ПГТУ; Рук. работы Кашников Ю.А., Фонды ООО "Астрахангазпром", Астрахань, 2006.

75. Кашников Ю.А., Гладышев С.В., Шустов Д.В., Якимов С.Ю., Комаров А.Ю., Тинакин О.В. Геолого-геомеханическая модель Астраханского газоконденсатного месторождения // Газовая промышленность, № 3, 2012. С. 29-33.

76. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика. М: Институт компьютерных исследований, 2005. 544 с.

77. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. М: Недра, 1993. 415 с.
78. Ashikhmin S.G., Kashnikov Y.A., Yakimov S.Y. The theoretical and experimental analysis of jointed reservoir permeability // *Journal of Mining Science*, Vol. 48, No. 3, 2012. pp. 413-420.
79. Ашихмин С.Г., Кашников Ю.А., Якимов С.Ю. Теоретико-экспериментальные исследования проницаемости трещиноватых коллекторов // *Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых*. Новосибирск. Изд.СО РАН, № 3, 2012. С. 14-24.
80. ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. М: Стандарты, 1985.
81. ГОСТ 26450.2-85 Породы горные. Метод определения абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. М: Стандарты, 1985.
82. ГОСТ 21153.7-75. Породы горные. Метод определения скоростей распространения упругих продольных и поперечных волн. М: Стандарты, 1975.
83. Couples G.D. Geomechanical impacts on flow in fractured reservoirs // *Geological Society London*, 2014. pp. 145-172.
84. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. М: Наука, 1995. 525 pp.
85. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин. М: МАКС ПРЕСС, 2008. 475 pp.
86. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. М: Недра, 1986. 608 с.
87. Якимов С.Ю. Учёт совместного влияния эффекта смыкания трещин и выделения газа при обработке индикаторных диаграмм нефтяных

скважин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ, № 4, 2015. С. 87-92.

88. Щелкачёв В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. Ижевск: НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", 2001. 736 с.

89. Руководство пользователя программного продукта IRAP RMS. М. 2010. 2966 с.

90. Руководство пользователя программного продукта Eclipse. 2003. 2030 с.

91. Руководство пользователя программного продукта Tempest-MORE. М. 2010. 373 с.

92. Техническое описание программного продукта Eclipse. 2003. 1068 с.

93. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. М: ООО ИПЦ "Маска", 2009. 376 с.

94. Лисовский Н.Н. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений. М: ВНИИОЭНГ, 2003. 228 pp.

95. Закиров Э.С. Upscaling в 3D компьютерном моделировании. М: ЗАО "Книга и бизнес", 2007. 344 с.

96. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Стандартные ошибки и их устранение при создании трёхмерной геолого-технологической модели месторождений углеводородов // Горные ведомости, No. 1, 2010. pp. 48-53.

97. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М: Недра, 1982. 407 pp.

98. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Неоднозначность геолого-технологической информации в процессе адаптации гидродинамической модели // Бурение и нефть, № 10, 2008. С. 40-41.

99. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Трёхмерная геолого-технологическая модель месторождения УВ на основе индивидуальной поскважинной адаптации // Газовая промышленность, No. 5, 2010. pp. 36-39.

100. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. М: Ижевск:ИКИ, 2002. 140 с.

101. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидроразрыва пласта. М: Недра, 1999. 212 с.

102. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. Новые представления в 3D геологическом и гидродинамическом моделировании // Нефтяное хозяйство, No. 1, 2006. pp. 34-41.

103. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений / перевод с английского. М: ООО "Премиум инжиниринг", 2009. 572 с.

104. Дейк Л.П. Практика инжиниринга нефтяных пластов / перевод с английского. АНО "Ижевский институт компьютерных исследований", 2007. 652 с.