Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Объединенный институт высоких температур Российской
академии наук

На правах рукописи

Молчанов Дмитрий Анатольевич

Исследование процессов двухфазной фильтрации смеси углеводородов в пористой среде с учетом фазовых переходов

Специальность 1.1.9 —
«механика жидкости, газа и плазмы»

Диссертация на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук
Зайченко Виктор
Михайлович

Москва —2021

Оглавление

Стр.

Введение 4

Глава 1. Литературный обзор 10

1.1 Особенности фазового состояния газоконденсатных флюидов . . 10

1.2 Практические проблемы 13

1.3 Моделирование фазового состояния газоконденсатных систем . . 16

1.3.1 Многокоэффициентные уравнения состояния 18

1.3.2 Кубические уравнения состояния 20

1.3.3 Современные исследования по моделированию фазового состояния газоконденсатных систем 24

1.3.4 Выбор способа расчета теплофизических свойств модельной смеси 29

1.4 Особенности фильтрации газоконденсатных смесей 30

1.4.1 Расчетно-теоретические исследования 30

1.4.2 Экспериментальные исследования 41

Выводы по главе 1 52

Глава 2. Экспериментальный стенд и методы исследований . . 54

2.1 Описание экспериментальной установки 54

2.1.1 Экспериментальный участок и контрольно-измерительная аппаратура 54

2.1.2 Насосная установка 61

2.1.3 Разделительный цилиндр 62

2.1.4 Газовая рампа 63

2.2 Методика проведения экспериментов 65

2.2.1 Подготовка модели пласта 65

2.2.2 Измерение коэффициента проницаемости засыпки экспериментального участка 66

2.2.3 Подготовка экспериментального участка 75

2.2.4 Приготовление модельной смеси 77

2.2.5 Измерение состава модельной смеси 81

2.2.6 Методика проведения экспериментальных исследований . 84

Стр.

Выводы по главе 2 87

Глава 3. Математическое моделирование процесса фильтрации 89

3.1 Система уравнений модели 89

3.2 Расчет вязкости 92

3.3 Расчет коэффициентов фазовых проницаемостей 94

3.4 Дискретный аналог системы дифференциальных уравнений . . . 96

3.5 Программная реализация 99

3.6 Верификация математической модели и расчетных программ . . 100

3.7 Начальные и граничные условия 102

3.8 Термодинамическая модель 104

Выводы по главе 3 110

Глава 4. Результаты расчетов и экспериментов 111

4.1 Результаты расчетов 111

4.2 Результаты экспериментов 121

Выводы по главе 4 129

Заключение 130

Список использованной литературы 131

Список рисунков 141

Список таблиц 147

Приложение А. Руководство пользователя программой PhaseEquilibrium 148

Введение

Исследования процессов течения двухфазных смесей в пористых средах представляют интерес как с точки зрения развития теории фильтрации, так и для решения прикладных задач подземной гидродинамики. Физическое и математическое моделирование подобных процессов необходимо для понимания механизмов массообмена и прогнозирования динамики поведения геотермальных скважин, нефтяных, газовых и газоконденсатных пластовых систем. В случае газоконденсатных пластов задача усложняется наличием фазовых переходов и значительными различиями в подвижности фаз в пористой среде. Кроме того, газоконденсатные смеси в определенной области термобарических параметров, характерных для реальных пластов, проявляют ретроградные свойства, в результате чего при снижении давления ниже давления «точки росы» происходят процессы обратной конденсации и насыщения пористой среды малоподвижным ретроградным конденсатом [1]. В результате такого поведения газоконденсатной смеси значительно снижается дебит скважины вплоть до полной блокировки расхода смеси и возникают неустойчивые режимы фильтрации.

В последние годы наметился повышенный интерес к исследованиям гидродинамики течений углеводородных смесей в пористой среде, что вызвано эксплуатацией большинства газоконденсатных месторождений в режиме «истощения» и необходимостью разработки эффективных методов воздействия на газоконденсатные системы с целью увеличения дебита скважин. В большинстве известных работ рассматриваются отдельные задачи фильтрации углеводородов: динамика изменения структуры пористого коллектора, оценка и учет степени термодинамической неравновесности фазовых переходов, определение вида функций относительных фазовых проницаемостей. Что касается моделирования гидродинамики процесса фильтрации, то основные работы посвящены разработке математических моделей и численным экспериментам. Крайне малое количество экспериментальных работ связано, по всей видимости, с высокой трудоемкостью и сложностью фильтрационных экспериментов при термобарических условиях реальных пластов. Что касается исследований условий возникновения неустойчивых режимов фильтрации, то таких работ практически нет.

В связи с этим экспериментальные и численные исследования режимов фильтрации смеси «метан–н-пентан», моделирующей свойства реального газоконденсатного флюида, результаты которых представлены в диссертационной работе, представляются актуальными и будут способствовать разработке эффективных физических методов повышения продуктивности газоконденсатных скважин.

Целью диссертационной работы является исследование особенностей изотермической двухфазной фильтрации газоконденсатных углеводородных смесей и определение условий возникновения неустойчивых режимов течения на примере бинарной модельной смеси «метан–н-пентан».

Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие **задачи**:

1. Разработать программу расчета фазового состояния многокомпонентных углеводородных систем.
2. Доработать математическую модель процесса изотермической фильтрации углеводородной системы с учетом фазовых переходов и провести численные эксперименты для определения условий возникновения неустойчивых режимов фильтрации.
3. Разработать установку и методику приготовления и контроля полной гомогенизации модельной смеси.
4. Разработать методику изготовления насыпной модели пласта.
5. Разработать и создать на базе фильтрационного стенда «Пласт» стенд «Пласт-2» для физического моделирования неустойчивых режимов изотермической фильтрации модельного газоконденсатного флюида.
6. Выполнить экспериментальные исследования на стенде «Пласт-2» с целью определения условий возникновения неустойчивых, в т.ч. автоколебательных режимов фильтрации бинарной модельной смеси «метан–н-пентан».

Научная новизна:

1. Экспериментально показано, что необходимым условием возникновения неустойчивых, в т.ч. автоколебательных режимов фильтрации модельной смеси «метан–н-пентан» является комбинация параметров состояния (температура, давление, концентрация смеси), соответствующих области обратной конденсации фазовой диаграммы состояния.

2. Экспериментально определены диапазоны давлений и концентраций смеси «метан–н-пентан», при которых реализуются автоколебательные режимы течения.
3. Методом численного моделирования определены условия возникновения режимов фильтрации с периодической блокировкой расхода смеси (образование «конденсатных пробок»).

Практическая значимость:

1. Созданный в процессе работы стенд «Пласт-2» позволяет проводить исследования особенностей фильтрации газоконденсатных смесей, в т.ч. флюидов реальных газоконденсатных месторождений в широком диапазоне термобарических параметров и моделировать физические методы воздействия на пластовые системы с целью предотвращения неустойчивых режимов фильтрации.
2. Разработанный пакет программ расчета фазовых равновесий многокомпонентных углеводородных смесей и процессов фильтрации углеводородного флюида дает возможность моделировать реальные процессы, происходящие в призабойной зоне газоконденсатных месторождений (режимы «на истощение», режимы с периодической блокировкой расхода флюида, автоколебательные режимы), и моделировать физические методы воздействия на газоконденсатную систему.

Результаты экспериментальных и численных исследований, представленные в диссертационной работе, были получены в рамках работы по проекту РНФ № 14-50-00124, Программы фундаментальных исследований государственных академий наук на 2013 – 2020 годы, грантов РФФИ № 17-08-01270 и № 19-08-00280.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Конструкция фильтрационного стенда «Пласт-2», предназначенного для моделирования термодинамических и гидродинамических процессов в реальных газоконденсатных пластах, и методики подготовки и проведения экспериментов.
2. Результаты экспериментальных исследований процессов изотермической фильтрации углеводородной смеси «метан–н-пентан», в т.ч. условия возникновения автоколебательных режимов.
3. Программа расчета фазового равновесия многокомпонентной углеводородной системы с включениями азота, сероводорода и диоксида серы.

4. Результаты численного моделирования режимов фильтрации с периодической блокировкой расхода флюида.

Достоверность. В основу физических моделей и математических алгоритмов, использованных при проведении исследований, положены общепринятые методики описания фундаментальных законов фильтрации и термодинамики фазовых превращений в многокомпонентных системах. Экспериментальные исследования проводились с использованием современного оборудования, обеспечивающего повторяемость полученных результатов. Для проверки корректности результатов было проведено тестирование компьютерных кодов, реализующих выбранную математическую модель процессов фильтрации, и принятых допущений.

Апробация работы. Основные положения и результаты работы докладывались и обсуждались на следующих научных конференциях:

1. XXVII International Conference on Interaction of Intense Energy Fluxes with Matter, п. Эльбрус, Кабардино-Балкарская республика, 01.03.2013 – 06.03.2013.
2. Двадцатая ежегодная международная научно-технической конференция студентов и аспирантов «РАДИОЭЛЕКТРОНИКА, ЭЛЕКТРОТЕХНИКА И ЭНЕРГЕТИКА», г. Москва, 27.02.2014 – 28.02.2014.
3. XXIX International Conference on Equations of State for Matter, п. Эльбрус, Кабардино-Балкарская республика, 01.03.2014 – 06.03.2014.
4. 6-я Межрегиональная конференция «Нефть и газ Юга России», г. Краснодар, 02.09.2014 – 04.09.2014.
5. VII Школа молодых ученых им. Э.Э. Шпильрайна «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов», г. Махачкала, Республика Дагестан, 06.10.2014 – 08.10.2014.
6. International Congress on Energy Efficiency and Energy Related Materials (ENEFM2014), Oludeniz, Fethiye/Mugla, Turkey, 16.10.2014 – 19.10.2014.
7. XXX International Conference on Interaction of Intense Energy Fluxes with Matter, п. Эльбрус, Кабардино-Балкарская республика, 01.03.2015 – 06.03.2015.
8. IV Международная конференция «Возобновляемая энергетика: Проблемы и перспективы», г. Махачкала, Республика Дагестан, 21.09.2015 – 24.09.2015.

9. XXXI International Conference on Equations of State for Matter, п. Эльбрус, Кабардино-Балкарская республика, 01.03.2016 – 06.03.2016.
10. I международная научно-практическая конференция «Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем» SPRS-2016, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка, 12.09.2016 – 14.09.2016.
11. XXXII International Conference on Interaction of Intense Energy Fluxes with Matter, 2017.
12. XI Школа молодых ученых «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов» имени Э.Э. Шпильрайна, 2018.
13. XXXIII International Conference on Equations of State for Matter, п. Эльбрус, Кабардино-Балкарская республика, 01.03.2018 – 06.03.2018.
14. XXXIV International Conference on Interaction of Intense Energy Fluxes with Matter, п. Эльбрус, Кабардино-Балкарская республика, 01.03.2019 – 06.03.2019.
15. Международная научно-практическая конференция «ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ, ПРОМЫШЛЕННАЯ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ — 2020», г. Севастополь, 21.09.2020 – 24.09.2020.
16. Международная научно-практическая конференция «ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ, ПРОМЫШЛЕННАЯ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ — 2021», г. Севастополь, 20.09.2021 – 23.09.2021.
17. I Международный научно-практический семинар «ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ: ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ», п. Развилка, Московская область, 01.07.2021 – 02.07.2021.

Личный вклад. Автором лично разработаны программные коды для расчета фазового состояния многокомпонентных углеводородных смесей и визуализации полученных в результате физического моделирования данных, методики подготовки модельных смесей и проведения экспериментальных исследований. Автор принимал непосредственное участие в модернизации экспериментальной установки, в анализе и интерпретации полученных данных, а также в формулировке выводов и в обосновании моделей. Все публикации подготовлены лично автором или в соавторстве.

Публикации. Основные результаты по теме диссертации изложены в 25 печатных изданиях, в т.ч. 4 — в журналах из перечня ВАК, 5 — в изданиях, индексируемых в библиографической базе данных Scopus, 16 — в тезисах до-

кладов и сборниках трудов конференций. В процессе работы над диссертацией получено 1 свидетельство о регистрации программы для ЭВМ.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения и 1 приложения. Объём диссертации составляет 151 страницу, включая 85 рисунков и 13 таблиц. Список литературы содержит 95 наименований.

Благодарности. В первую очередь я хочу поблагодарить моего научного руководителя доктора технических наук В.М. Зайченко за его терпение и доверие на протяжении нашего сотрудничества. Также хочу выразить благодарность ведущему инженеру В.А. Суслову и технику В.В. Пронину за неоценимую помощь в проектировании и создании экспериментального стенда «Пласт-2» и в проведении экспериментов; доктору технических наук Л.Б. Директору за помощь в планировании экспериментов, в доработке математической модели процесса фильтрации, за обсуждение полученных результатов и поддержку на протяжении всей работы над диссертацией.

Глава 1. Литературный обзор

В главе приведен литературный обзор работ, посвященных исследованию процессов фильтрации газоконденсатных флюидов. Описаны особенности фазового поведения газоконденсатных смесей и практические проблемы разработки газоконденсатных месторождений. Рассмотрены основные методы моделирования фазового состояния углеводородных систем. Сформулированы задачи исследования.

1.1 Особенности фазового состояния газоконденсатных флюидов

Углеводородная система при натурных термобарических условиях может находиться в жидком, газообразном или парожидкостном фазовом состоянии [2]. Физическое состояние системы наглядно изображается на фазовых диаграммах, позволяющих определить вид фазового перехода при осуществлении какого-либо термодинамического процесса, а также соотношение содержания жидкости и пара при заданных условиях. Обычно фазовые диаграммы строятся в координатах «давление – температура», «давление – объем», «давление – содержание компонента в системе». С.Дж. Пирсон классифицировал углеводородные залежи по фазовому состоянию их флюида и построил сводную PT-диаграмму для углеводородных газов и жидкостей [3]. На диаграмме, приведенной на рисунке 1.1, представлены изменения в состоянии фаз при постоянном объеме.

Области I, II, III характеризуются однофазным состоянием вещества, область IV — двухфазным. Пунктиром отмечены изолинии мольной доли L жидкой фазы в парожидкостной системе, значение L указано в процентах. Следует отметить наличие трех характерных точек: критической точки C, криконденбары p_{cc} и крикондентермы T_{cc}. В критической точке сходятся линии точек росы и упругости пара, а газовая и жидкая фазы становятся тождественными по своим свойствам. Наибольшее давление, при котором жидкость и пар могут находиться в равновесном состоянии, называется криконденбарой, а наибольшая температура — крикондентермой. Точки p_{cc} и T_{cc} на фазовой диа-

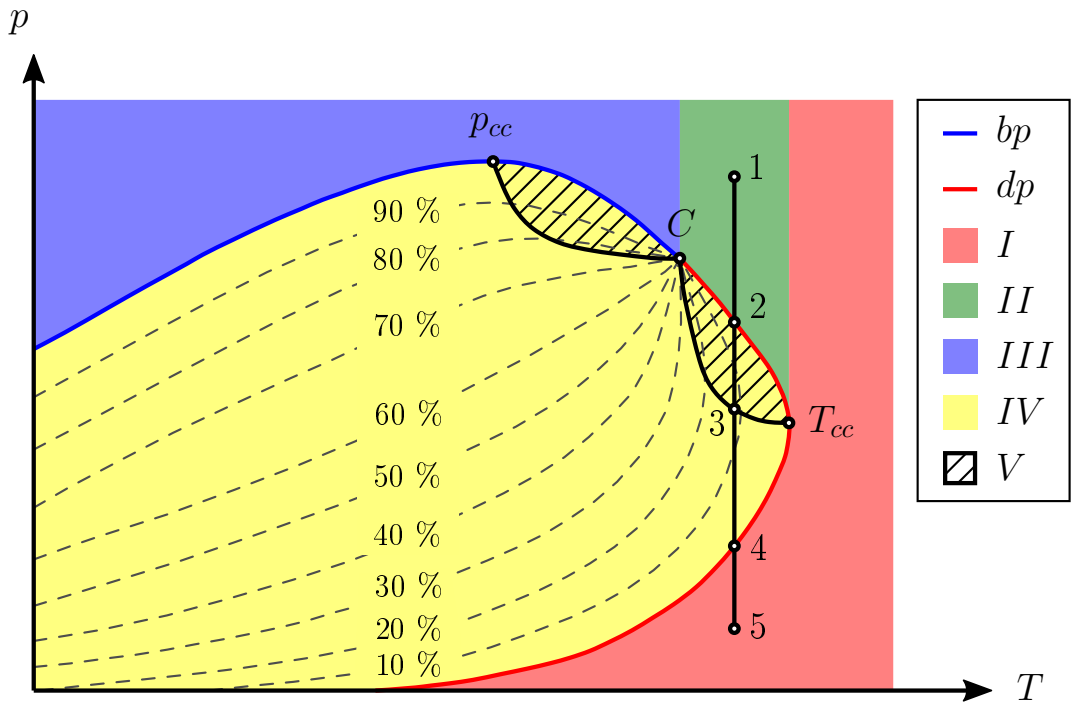


Рисунок 1.1 — Фазовые соотношения и возможные типы нефтяных и газовых залежей со сложными углеводородными смесями: bp — линия упругости пара; dp — линия точек росы; I — газовые залежи; II — газоконденсатные залежи; III — недонасыщенные нефтяные залежи; IV — насыщенные нефтяные залежи; V — ретроградные области [3]

грамме указывают на наличие областей, в которых возможно осуществление обратных классическим закономерностям изменения упругости паров и растворимости процессов — ретроградных. В качестве примера таких явлений можно привести конденсацию при изотермическом снижении давления или при изобарном увеличении температуры.

Ретроградные свойства смеси углеводородов можно объяснить существованием вандерваальсовых сил взаимодействия между ее молекулами. Голландский физик Я.Д. Ван-дер-Ваальс в 1873 году предложил уравнение состояния газа, с помощью которого можно было описать фазовые переходы пар-жидкость и сверкритическое состояние вещества [4]:

$$p = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{v^2}, \tag{1.1}$$

где p — давление; v — молярный объем; R — универсальная газовая постоянная; T — температура; a, b — коэффициенты.

Ван-дер-Ваальс модифицировал уравнение состояния идеального газа, введя две поправки: коэффициент a являлся мерой притяжения отдельных молекул друг к другу при заданном расстоянии между ними, коэффициент b учитывал объем, занимаемый молекулами вещества. Величина a/v^2, называемая «внутренним давлением», прибавляется к внешнему давлению, так как она обусловлена силами взаимного притяжения молекул и сонаправлена с внешним давлением при уменьшении объема. Несмотря на то, что точность уравнения Ван-дер-Ваальса при околокритических параметрах является невысокой, оно позволяет дать простое объяснение ретроградным процессам.

В парожидкостной системе ван-дер-ваальсовые силы формируют упругую пленку на поверхности жидкости вследствие одностороннего притяжения молекул поверхностного слоя, а молекулы вещества стремятся покинуть жидкость из-за их теплового движения. Также силы притяжения определяют растворимость вещества и распределение молекул между фазами. Размер молекул влияет на величину этих сил — чем больше молекулярное притяжение, тем больше коэффициент a и менее летуче данное вещество. При условии термодинамического равновесия в каждой фазе будет содержаться часть вещества. Образование жидкой фазы невозможно при давлении ниже давления насыщенных паров, а также при закритических значениях температуры. В первом случае большие расстояния между молекулами существенно уменьшат силы притяжения, во втором — высокие значения кинетической энергии молекул будут препятствовать конденсации.

Наиболее ярко ретроградные явления наблюдаются в околокритическом состоянии, когда газовая и жидкая фазы становятся похожи по своим свойствам. В прямых процессах конденсации и испарения определяющим фактором формирования фаз является взаимное притяжение тяжелых молекул, способствующее их переходу из пара в жидкость. При ретроградных процессах становятся важными взаимодействия между тяжелыми и легкими молекулами, так как газовая фаза становится достаточно плотной, чтобы позволить захватить находящиеся в жидкости тяжелые молекулы.

На рисунке 1.1 изображен изотермический процесс 1-2-3-4-5. Изначально углеводородная система находится в однофазном сверхкритическом состоянии. По мере снижения давления на участке 1–2 фазовое состояния системы не изменяется. В точке 2 описываемый процесс пересекает кривую точек росы, и происходит образование первой капли жидкости. На участке 2–3 наблюдает-

ся ретроградная конденсация: несмотря на снижение давления мольная доля жидкости увеличивается, пока не достигнет своего максимального значения в точке 3. На участке 3–4 происходит процесс нормального испарения и мольная доля жидкости уменьшается. В точке 4 испаряется последняя капля жидкости, и пар становится ненасыщенным. Участок 4–5 характеризуется снижением давления в однофазной газовой системе. Изменение мольной доли жидкости L в процессе 1-2-3-4-5 приведено на рисунке 1.2.

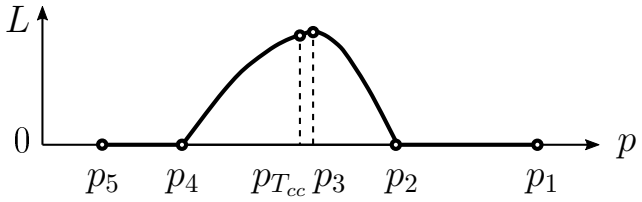


Рисунок 1.2 — Зависимость мольной доли жидкой фазы L от давления p

1.2 Практические проблемы

При разработке газоконденсатных месторождений происходит значительное изменение продуктивности скважин. В редких случаях добывные возможности скважин улучшаются, но зачастую происходит существенное уменьшение компонентоотдачи, приводящее не только к снижению технико-экономических показателей разработки залежи, но и к полной остановке эксплуатации скважин и их консервации [1].

Основными причинами снижения продуктивности скважин в процессе эксплуатации газоконденсатных месторождений являются следующие факторы:

- ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора в призабойной зоне скважин;
- ухудшение технического состояния ствола скважин;
- накопление жидкости в стволе скважины, вызванное изменением фазового состояния газоконденсатного флюида или прорывом воды.

Наиболее существенное влияние оказывает изменение фильтрационных параметров порового пространства пласта вблизи скважины, происходящее за счет снижения как абсолютной, так и относительной проницаемости коллектора. Уменьшение абсолютной проницаемости призабойной зоны связано

с процессами деформации и разрушения породы, а также с заполнением пор коллектора глинистым раствором и его фильтратами. К причинам уменьшения относительной проницаемости относятся увеличение водонасыщенности, изменение смачивания породы, вызванное буровым раствором, адсорбция асфальтенов и смол из пластового флюида. Все перечисленные факторы приводят к изменению расхода углеводородной смеси и полей давления в призабойной зоне коллектора и объединяются под общим названием «скин–эффект» [5; 6]. Накопление ретроградного конденсата у забоя скважины обычно не относится к «скин-эффекту», однако его влияние на уменьшение фазовой проницаемости призабойной зоны может быть определяющим. При этом даже небольшое ухудшение фильтрационных свойств коллектора в призабойной зоне может значительно уменьшить производительность скважины.

Накопление ретроградного конденсата в призабойной зоне скважины связано с различием фазовых проницаемостей жидкости и газа. В большинстве случаев относительные проницаемости являются функциями насыщенности s_i. Насыщенность пористой среды какой-либо фазой определяется как отношения занятого данной фазой объема ΔV_i к общему объему активных пор ΔV_p [7]:

$$s_i = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_p}, \quad i = 1, 2, \tag{1.2}$$

где индекс 1 соответствует газовой фазе, индекс 2 — жидкой фазе. Для двухфазной системы справедливо равенство

$$s_1 + s_2 = 1, \tag{1.3}$$

поэтому только одна из насыщенностей является независимой переменной. В настоящей работе в качестве такой переменной используется газонасыщенность и вводится обозначение $s = s_1$.

Типичный вид относительных фазовых проницаемостей газовой (k_1) и жидкой (k_2) фаз приведен на рисунке 1.3. Характерной особенностью этих кривых является наличие предельных значений газонасыщенностей s^* и s_*, определяющих подвижность фазы в пористом пространстве коллектора. Движение более смачивающей газовой фазы осуществляется при $s > s_*$, менее смачивающая жидкая фаза движется при $s < s^*$, совместная фильтрация обеих фаз возможна в случае $s_* < s < s^*$.

Значение относительной проницаемости $k_2(s_*)$ близко к единице, в то время как $k_1(s^*)$ существенно меньше единицы, то есть присутствие связанной жидкой фазы затрудняет движение газовой фазы, однако наличие связанного газа практически не меняет характер фильтрации жидкости.

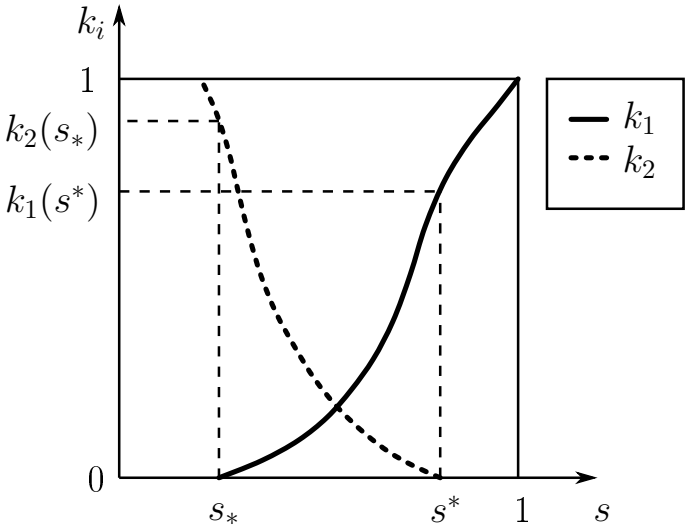


Рисунок 1.3 — Графики зависимости относительных проницаемостей от газонасыщенности [7]

На фазовые проницаемости также может влиять сжимаемость порового пространства [8], то есть изменение пористости коллектора в зависимости от пластового давления. Чем выше пластовое давление, тем меньше значение фазовых проницаемостей.

В призабойной зоне скважины термобарические условия существенно отличаются от пластовых, что приводит к неравномерному накоплению ретроградного конденсата. Вдали от скважины на расстоянии R, превышающем радиус забоя R_b, количество сконденсированной жидкости определяется только давлением и составом углеводородного флюида, данная область характеризуется дифференциальной конденсацией — «статической» (рисунок 1.4). В области «динамической» конденсации, расположенной вблизи скважины ($R \leqslant R_b$), значительную роль начинают играть процессы массопереноса, так как скорость фильтрации газовой фазы может быть гораздо выше скорости движения жидкости. Если влагонасыщенность пласта s_2 ниже критического значения $s_2^{cr} = 1 - s^*$, то образовавшаяся жидкость остается неподвижной. При этом из новых порций пластового флюида выделяется ретроградный конденсат, который не успевает фильтроваться вместе с газом к скважине, и, таким образом, происходит накопление жидкости.

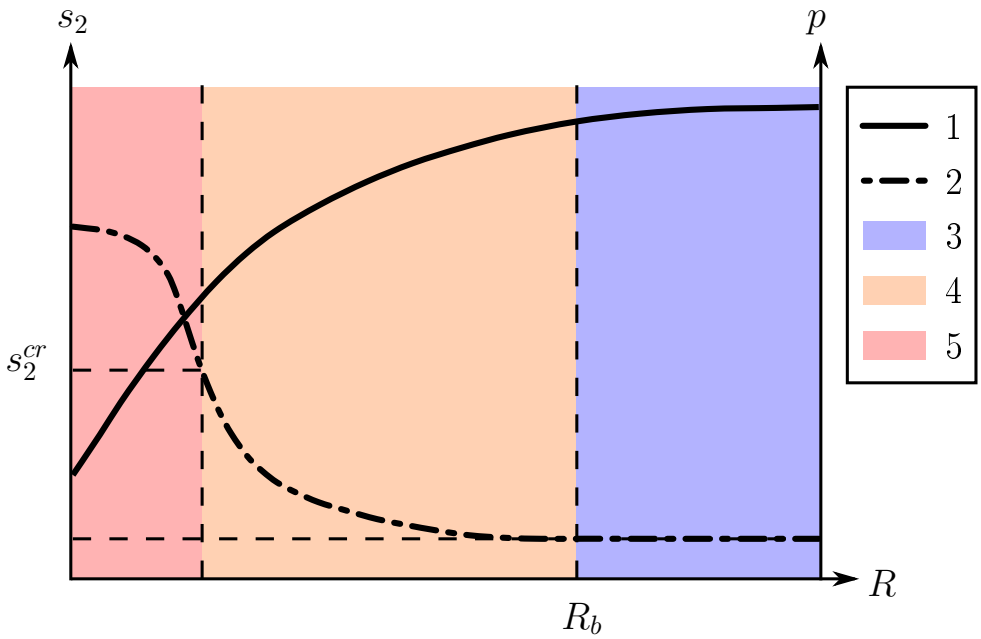


Рисунок 1.4 — Схема «динамической» конденсации газоконденсатной смеси в призабойной зоне скважины: 1 — давление; 2 — влагонасыщенность; 3 — область «статической» конденсации; 4 — область «динамической» конденсации; 5 — область двухфазного потока [1]

Резкое увеличение влагонасыщенности приводит к существенному уменьшению фазовой проницаемости коллектора по газу, тем самым снижается общая продуктивность скважины. Подобные эффекты были отмечены на многих месторождениях как в России, так и за рубежом [1], причем изменение дебита скважин не пропорционально снижению пластового давления.

1.3 Моделирование фазового состояния газоконденсатных систем

Потребность в развитии методов описания фазового равновесия многокомпонентных систем появилась еще во время промышленной революции XIX века, и на протяжении последующих десятилетий исследования в данной области были связаны с необходимостью увеличения эффективности эксплуатации месторождений природных углеводородов, оптимизации технических процессов транспортировки и переработки добываемого сырья.

Можно выделить 3 основных подхода к моделированию парожидкостного равновесия углеводородных систем [9]:

1. Применение эмпирических методов, например, принципа давления схождения. Данный графоаналитический способ активно использовался до середины 70-х годов прошлого века, однако имел плохую точность расчета в случае присутствия в смеси сероводорода и диоксида углерода.
2. Комбинирование различных методов для описания свойств фаз: жидкая фаза моделируется на основе теории регулярных растворов, газовая — с помощью уравнения состояния. Однако при увеличении давления точность расчета коэффициентов активности компонентов в жидкой фазе стремительно уменьшается, тем самым повышая погрешность всего расчета фазового равновесия.
3. Использование одного уравнения состояния для моделирования свойств всех равновесных фаз, сосуществующих в многокомпонентной системе. Преимущество данного метода заключается в том, что многие параметры смеси можно рассчитать с помощью компактного аналитического уравнения.

Применение единых уравнений состояния выгодно отличается от двух других подходов к математическому моделированию парожидкостного равновесия природных углеводородных систем возможностью расчета не только компонентных составов сосуществующих фаз, но и их теплофизических свойств. При этом количество фаз может превышать две, а смесь может содержать неуглеводородные компоненты. Неудивительно, что использование и развитие единых уравнений состояния стало основным методом расчета парожидкостного равновесия углеводородных флюидов уже с середины 70-х годов прошлого века.

Первые уравнения состояния реальных газов, сформулированные голландскими учеными Ван-дер-Ваальсом и Камерлингом-Оннесом во второй половине XIX века, послужили огромным скачком в понимании фазового поведения флюидов. Существует множество различных уравнений состояния, применяемых для описания свойств систем природных углеводородов [10]. Эти уравнения подразделяются на два типа: кубические и многокоэффициентные.

1.3.1 Многокоэффициентные уравнения состояния

Многокоэффициентные уравнения состояния основаны на разложении уравнения состояния идеального газа в виде бесконечного степенного ряда:

$$\frac{pv}{RT} = 1 + \frac{B}{v} + \frac{C}{v^2} + \frac{D}{v^3} + \cdots , \tag{1.4}$$

где p — давление; v — молярный объем; T — температура; R — универсальная газовая постоянная; B, C, D, ... — второй, третий, четвертный и т. д. вириальные коэффициенты.

М. Тисен впервые предложил представить уравнение состояния реального газа в такой форме в 1885 году [11], однако основное развитие оно получило после работ Х. Камерлинга-Оннеса в 1901 году, который исследовал различные варианты уравнения и назвал его коэффициенты вириальными [12]. Вириальные коэффициенты описывают различные силы межмолекулярного взаимодействия: коэффициент B отражает парные взаимодействия, коэффициент C — тройные и так далее. Таким образом, уравнение состояния в вириальной форме является одним из немногих уравнений состояния, которое можно строго обосновать теоретически, что позволяет рассчитать вириальные коэффициенты методами статистической термодинамики, задаваясь потенциалом межмолекулярного взаимодействия.

Для многих газов значение второго вириального коэффициента известно, что позволяет рассчитывать термодинамические свойства таких веществ для давлений, не превышающих половину критического давления. При больших давлениях требуются значения вириальных коэффициентов более высоких порядков, определение которых является трудоемким процессом. К тому же само уравнение состояния невозможно решить аналитически, что приводит к дополнительным затратам машинного времени при поиске корней итерационными способами.

Уравнение Бенедикта-Вебба-Рубина

В 1940 году М. Бенедикт, Дж. Вебб и Л. Рубин разработали 8-коэффициентное уравнение для легких углеводородов и их смесей [13]:

$$p = RT\rho_m + \rho_m^2 \left(RT(B + b\rho_m) - (A + a\rho_m - a\alpha\rho_m^4)\right) - \\ -\frac{\rho_m^2}{T^2}\left(C - c\rho_m(1 + \gamma\rho_m^2)e^{-\gamma\rho_m^2}\right), \tag{1.5}$$

где A, B, C, a, b, c, α, γ — коэффициенты; ρ_m — мольная плотность; e — число Эйлера. Также авторы предложили два многокоэффициентных уравнения для расчета летучести и энтальпии. Уравнение Бенедикта-Вебба-Рубина показало хорошую точность расчета термодинамических свойств метана, этана, пропана и н-бутана, однако при высоких плотностях вещества или низких температурах происходило значительное расхождение с экспериментальными данными.

Уравнение Старлинга-Хана

В 1971 году Старлинг модифицировал уравнение Бенедикта-Вебба-Рубина [14]:

$$p = \rho_m RT + \rho_m^2 \left(BRT - A - \frac{C}{T^2} + \frac{D}{T^3} - \frac{E}{T^4}\right) + \\ +\rho_m^3 \left(bRT - a - \frac{d}{T}\right) + \rho_m^6 \alpha \left(a + \frac{d}{T}\right) + \frac{c\rho_m}{T^2}(1 + \gamma\rho^2)e^{-\gamma\rho^2}, \tag{1.6}$$

где A, B, C, D, E, a, b, c, d, α, γ — коэффициенты. Затем, в 1972 году он совместно с Ханом получил корреляционные зависимости этих коэффициентов от ацентрического фактора Питцера, критических давления и температуры [15]. Данная модификация позволила рассчитывать термодинамические свойства веществ с высокой точностью даже при криогенных температурах — 120–170 K. Однако расчеты парожидкостного равновесия по этому уравнению требуют на

порядок больше машинного времени, чем расчеты по кубическому уравнению состояния.

1.3.2 Кубические уравнения состояния

Кубические уравнения состояния в общем случае являются модифицированными версиями уравнения Ван-дер-Ваальса. Такие уравнения имеют корни практически во всем диапазоне объемов при заданных температуре и давлении системы, причем они могут быть найдены аналитически. Поэтому различные вариации кубических уравнений состояния на протяжении десятилетий активно применяются в инженерных расчетах.

В нефтегазовой промышленности наиболее широкое распространение при моделировании фазового состояния и теплофизических свойств многокомпонентных углеводородных систем получили два кубических уравнения: Редлиха-Квонга и Пенга-Робинсона [16].

Уравнение Редлиха-Квонга

В середине XX века Редлих О. и Квонг Дж.Н.С. опубликовали новую модификацию уравнения Ван-дер-Ваальса, в которой слагаемое, отвечающее за действие сил межмолекулярного притяжения, было изменено в целях более точного описания поведения жидкой фазы при различных плотностях [17]:

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a(T)}{v(v+b)}. \tag{1.7}$$

Сама температурная зависимость $a(T)$ представлена в следующей форме:

$$a(T) = a_c \alpha(T) = a_c \sqrt{\frac{T_c}{T}}, \tag{1.8}$$

где a_c — коэффициент, зависящий от критических параметров вещества; T_c — его критическая температура.

Уравнение состояния Редлиха-Квонга показывало хорошую точность при расчете свойств паровой фазы чистых веществ и их смесей, если молекулы их компонентов имели похожее строение. Также рассчитанное по этому уравнению значение критического коэффициента сжимаемости было ближе к реальным его значениям. Однако для описания свойств жидкой фазы или смесей с различной конфигурацией молекул их компонентов погрешность расчетов была слишком велика.

Следует отметить, что для расчета коэффициентов a и b для чистого вещества требуется знать значения только 2 параметров — его критической температуры T_c и критического давления p_c. Данное уравнение состояния не было основано на строгой термодинамической теории, но форма была подобрана очень удачно, что позволило в будущем модифицировать его множество раз, увеличивая точность модели.

В 1966 году Вильсон Г. М. предложил рассчитывать коэффициент a с помощью трех параметров — к использованным ранее критическим давлению и температуре добавился ацентрический фактор Питцера ω [18], характеризующий степень отклонения молекул вещества от шаровой симметрии, что стало важным шагом в развитии кубических уравнений состояния [19].

В 1967 году Чу П. Л. и Прауснитц Дж. М. внесли изменения в формулы расчета параметров a и b в уравнении Редлиха-Квонга [20]:

$$\begin{cases} a = \Omega_a R^2 \dfrac{T_c^{2,5}}{p_c}; \\ b = \Omega_b R \dfrac{T_c}{p_c}, \end{cases} \tag{1.9}$$

где Ω_a и Ω_b — зависящие от температуры безразмерные коэффициенты, значения которых различны для различных веществ и могут быть определены с использованием экспериментальных pVT-данных для каждой из фаз. Однако авторы отмечали, что точность моделирования свойств паровой фазы при таком подходе гораздо выше, чем жидкой, поэтому для расчета свойств жидкости рекомендовалось использовать теорию регулярных растворов.

В 1970 Дж. Иоффе и Д. Зудкевич предложили использовать условие равенства летучестей паровой и жидкой фаз на линии насыщения, что позволило применить полученные для жидкости значения коэффициентов Ω_a и Ω_b в расчете термодинамических свойств паровой фазы [21].

В 1972 году итальянский инженер Г. Соаве предложил следующую форму для температурной зависимости α [22]:

$$\begin{cases} \alpha(T) = \left(1 + m\left(1 - \sqrt{\dfrac{T}{T_c}}\right)\right)^2; \\ m = 0{,}480 + 1{,}574\omega - 0{,}176\omega^2. \end{cases} \tag{1.10}$$

Данная модификация уравнения состояния Редлиха-Квонга оказалась очень удачной, поскольку улучшила точность расчета не только свойств паровой фазы, но и газированнной жидкости.

В 1976 году Р. Симоне и Е. Беар опубликовали разработанные ими зависимости для расчета коэффициентов Ω_a и Ω_b, причем для вычисления каждого из них использовалось три параметра: критическая температура, критическое давление и ацентрический фактор вещества [23].

Уравнение Пенга-Робинсона

В 1976 году Пенг и Робинсон предложили свой вариант кубического уравнения состояния ван-дер-ваальсового типа [24]:

$$p = \frac{RT}{v - b} - \frac{a(T)}{v(v + b) + b(v - b)}. \tag{1.11}$$

В данной модификации изменено не только второе слагаемое в правой части уравнения, отвечающее за действие сил межфазного притяжения, но и формула расчета параметра m, входящего в температурную зависимость α:

$$m = 0{,}37464 + 1{,}54226\omega - 0{,}26992\omega^2. \tag{1.12}$$

Сама форма температурной зависимости α была рассчитана по методике Соаве. Указанные улучшения привели к тому, что критический коэффициент сверхсжимаемости стал ближе к реальному диапазону его значений.

О. Ю. Баталин с соавторами [9] сравнивали в своей книге точность моделирования фазового равновесия «пар–жидкость» с использованием уравнений

состояния Соаве-Редлиха-Квонга и Пенга-Робинсона. Приведенный анализ свидетельствует о том, что точность расчетов парожидкостного равновесия по данным уравнениям практически одинакова, однако уравнение Пенга-Робинсона и его модификации позволяют более точно рассчитать плотность жидкой фазы.

Таким образом, уравнение Пенга-Робинсона стало одним из наиболее распространенных и точных способов расчета фазового равновесия многокомпонентных систем в инженерной практике при давлениях до 30 МПа. В случае превышения указанного давления проявляются существенные погрешности при моделировании термодинамических свойств: плотность жидкой фазы обычно занижается, а паровой — завышается.

Четырехкоэффициентное уравнение состояния

В 1992 году Баталин О. Ю., Брусиловский А. И. и Захаров М. Ю. разработали обобщенное кубическое уравнение состояния многокомпонентных углеводородных систем, которое адекватно моделировало фазовое равновесие и теплофизические свойства при температурах до 473 К и давлениях до 100 МПа [9]:

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{(v+c)(v+d)}, \tag{1.13}$$

где a — температурозависимый коэффициент; b, c, d — постоянные для заданного вещества коэффициенты.

Предложенное авторами уравнение показало хорошую точность расчета многих теплофизических свойств смесей за исключением теплоемкости жидкой фазы [25]. При определенных значениях независимых параметров и температурной функции уравнение состояния приводится к уравнениям Соаве-Редлиха-Квонга и Пенга-Робинсона.

1.3.3 Современные исследования по моделированию фазового состояния газоконденсатных систем

В. М. Булейко с коллегами изучали особенности трансформации фазовой диаграммы в пористой среде [26]. Тонкопоровая среда может существенно изменить фазовые диаграммы углеводородной системы по сравнению с данными, полученными в свободном объеме. Присутствие воды также значительно изменяет физические процессы в пористых средах. Ключевую роль играет сорбция песком высококипящих компонентов, и, как следствие, изменение состава смеси и формы пограничной кривой на фазовой диаграмме.

M. El Aily с соавторами [16] проводили экспериментальные исследования по истощению газоконденсатных систем при постоянных массе и объеме. Ими была разработана новая эмпирическая модель для оценки давления точки росы для газоконденсатных пластов в зависимости от состава углеводородного флюида и температуры пласта. Предложенная модель была создана на основе промысловых и лабораторных данных PVT-анализа 202 образцов газоконденсатной жидкости, отобранных из различных месторождений в широком диапазоне пластовых давлений и температур. Точность модели сравнивалась с уравнениями состояния Соаве-Редлиха-Квонга и Пенга-Робинсона. Образцы газового конденсата были использованы для проверки достоверности предлагаемой модели по указанным уравнениям состояния.

На рисунке 1.5 представлены графики зависимости расчетных значений давления начала конденсации образцов от экспериментальных значений для новой корреляции и для уравнения состояния Пенга-Робинсона. Абсолютная ошибка новой корреляции не превышает 2,58%.

H. Liu с соавторами [27] исследовали образцы газового конденсата высокого давления, отобранные из реальных месторождений в Таримском районе Китая. Были определены составы пластовых флюидов, давления начала конденсации и коэффициенты сжимаемости при различных температурах. Термодинамические модели, сочетающие кубические уравнения состояния с различными методами выбора псевдокомпонентов тяжелых фракций, были сопоставлены и оптимизированы для описания фазового поведения и свойств образцов газоконденсатного флюида в условиях высоких давления и температуры. Были рассчитаны критические свойства псевдокомопонентов при

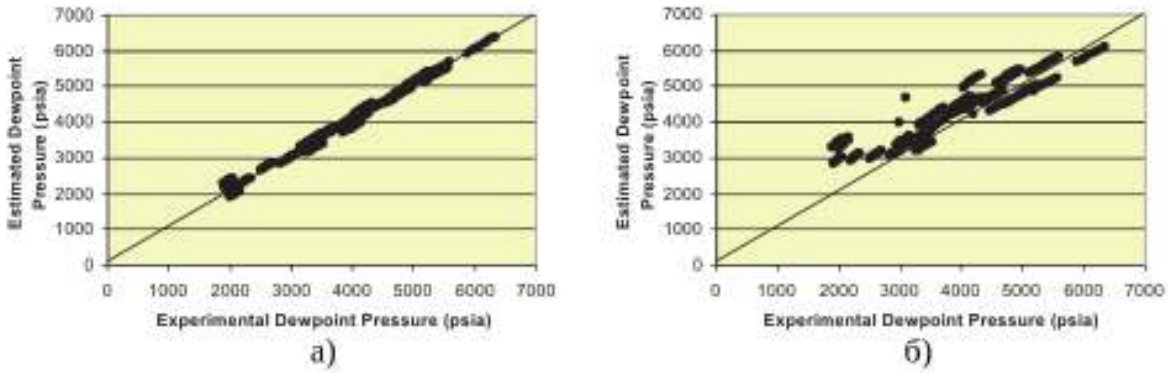


Рисунок 1.5 — Зависимость расчетного давления начала конденсации от экспериментального: а) — новая корреляция, б) — уравнение состояния Пенга-Робинсона [16]

различных методах их выбора. На рисунке 1.6 приведено предсказанное изменение количества ретроградной жидкости, выделившейся из образцов при снижении давления.

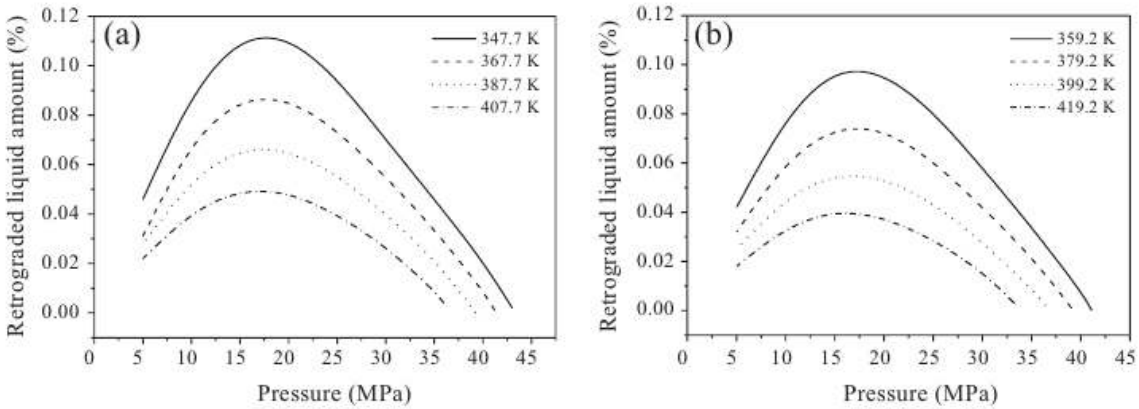


Рисунок 1.6 — Зависимость количества выделившейся ретроградной жидкости от давления: а) — образец газоконденсата №1, б) — образец газоконденсата №2 [27]

M. Arabloo с коллегами [28] разработали основанную на нейросетях математическую модель для прогнозирования давления точки росы в газоконденсатных пластах в зависимости от состава углеводородного флюида и пластовой температуры. Модель была разработана и протестирована с использованием общего набора из 562 экспериментальных значений давления начала конденсации для флюидов различных газоконденсатных месторождений. Приведенная на рисунке 1.7 абсолютная ошибка определения давления точки росы

не превышает 6,3%, среднеквадратичное отклонение составляет 0,926 МПа. Достоверность модели была проверена для пластовой температуры и показала, что модель успешно отражает тенденцию изменения давления точки росы в зависимости от температуры.

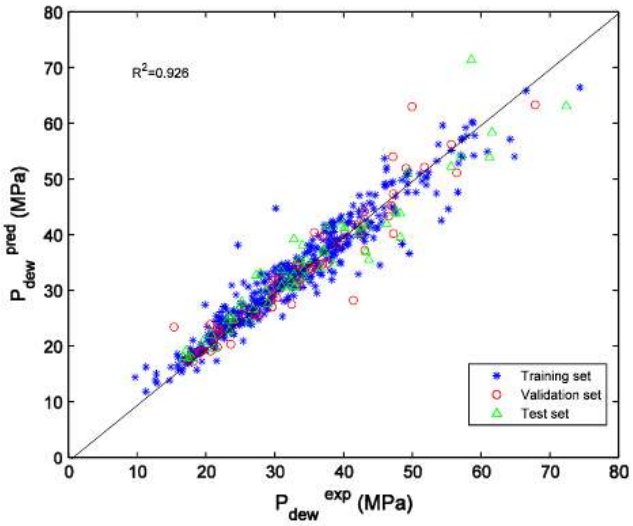


Рисунок 1.7 — Сравнение предсказанных значений давления начала конденсации с экспериментальными данными [28]

A. Shariati с соавторами [29] в своей работе экспериментально измерили точки кипения и точки росы многокомпонентной углеводородной смеси, представляющей модель газоконденсатного флюида. Были приготовлены десять образцов похожего состава, для этих систем были определены криконденбары и крикондентермы в диапазоне температур от 240 до 410 K и при давлениях до 21,6 МПа. Для определения ретроградных свойств модельных смесей использовалось уравнение состояния Пенга-Робинсона, которое показало хорошую согласованность с экспериментальными данными. На рисунке 1.8 приведено сравнение расчетной и экспериментальной фазовых диаграмм приготовленных смесей.

M. Petitfrere и D. V. Nichita предложили метод редукции для расчета фазового состояния многофазных смесей с любым числом равновесных фаз [30]. Были разработаны две версии данного метода — первая является прямым продолжением двухфазного метода восстановления [31], вторая, использующая минимизацию свободной энергии Гиббса, учитывает преимущества симметрии и позволяет построить матрицу Якоби, вычисляя только половину ее элементов. Для смесей с большим количеством компонентов, которые имеют ненулевые

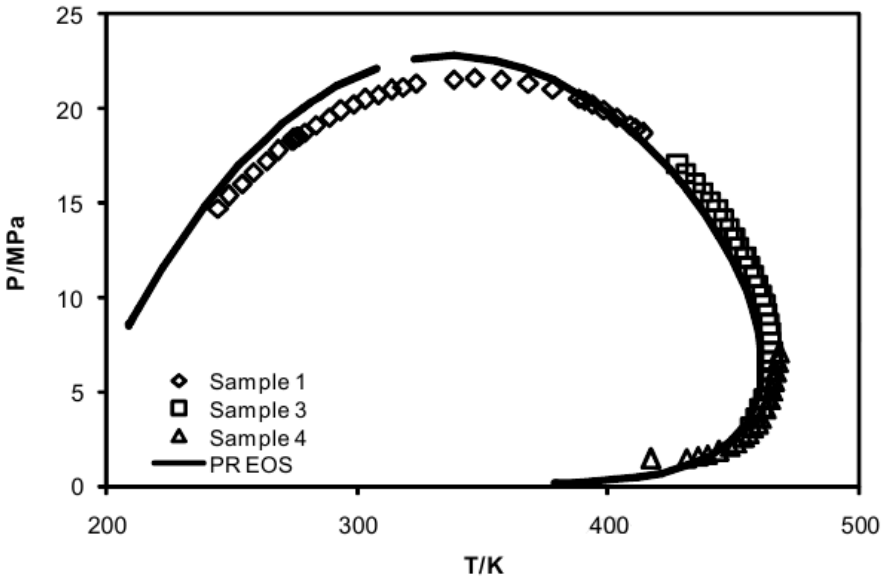


Рисунок 1.8 — Сравнение расчетной и экспериментальной фазовых диаграмм модельных смесей [29]

значения коэффициентов парного взаимодействия, предложенный метод может быть как минимум на один порядок быстрее, чем традиционные способы расчета фазового равновесия, использующие метод последовательных приближений или метод Ньютона.

Т. С. Ющенко и А. И. Брусиловский разработали современный математический метод расчета фазовых равновесий газоконденсатных систем с учетом присутствия рассола в пластовых средах [32]. Фазовая диаграмма подобных систем приведена на рисунке 1.9. Разработанный метод основан на трехпараметрическом кубическом уравнении состояния Пенга-Робинсова и правиле смешения Гурона-Видала. Применимость метода PVT-моделирования иллюстрируется сравнением результатов расчетов и экспериментальных данных на примерах бинарных смесей воды с метаном, этаном, пропаном, н-бутаном, азотом, диоксидом углерода и сероводородом. Использование правила смешивания Гурона-Видала с коэффициентами, предложенными в статье, позволяет надежно рассчитать газоконденсатную смесь в широком диапазоне давлений, температур и составов, а также создать корректную PVT-модель трехфазного равновесия в природных газоконденсатных системах, содержащих соляные водные растворы.

А. Герасимов с коллегами [33] предложили метод прогнозного расчета термодинамических свойств и фазового равновесия сложных углеводородных

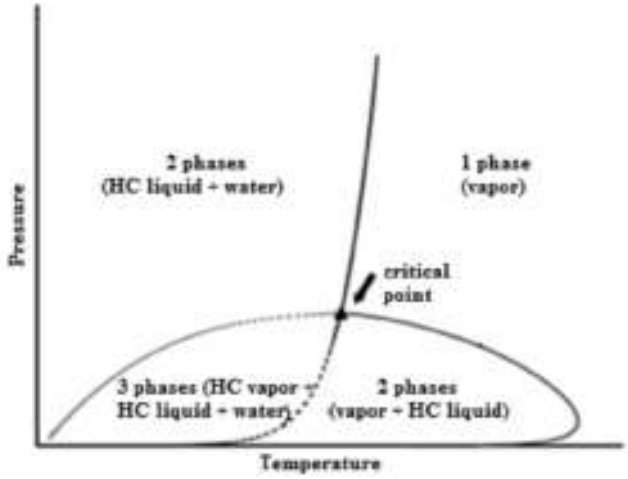
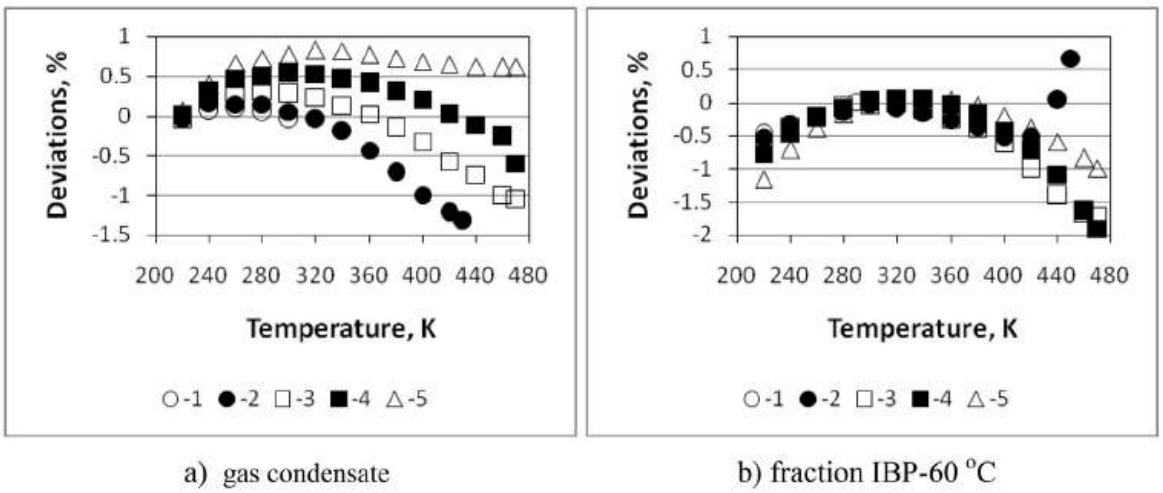


Рисунок 1.9 — Фазовая диаграмма системы «газоконденсатная смесь – вода»

смесей (нефтяных и газоконденсатных фракций) неизвестного состава на основе двух обобщенных уравнений состояния, ранее разработанных авторами. Метод применим для жидкого, газообразного и сверкритического флюида в диапазоне температур от точки замерзания до 700 K и при давлениях до 100 МПа. Расчет термодинамических свойств производится в рамках расширенного трехпараметрического принципа соответствующих состояний. Для расчета фазового равновесия используются данные о кривой дистилляции, на основе которых многокомпонентная смесь описывается десятью псевдокомпонентами. Такой подход обеспечивает термодинамическую согласованность и дает возможность для надежных расчетов фазовых равновесий свойств сложных углеводородных смесей. На рисунке 1.10 представлены средние абсолютные отклонения плотности газоконденсата Вуктыльского месторождения.

Г. Э. Норман с соавторами [34] выполнили расчеты фазовых диаграмм углеводородных систем с помощью методов молекулярной динамики. Сравнение экспериментальных и расчетных фазовых диаграмм бинарной углеводородной смеси представлено на рисунке 1.11. В качестве межатомного потенциала взаимодействия использовался переносимый потенциал для фазовых взаимодействий — TraPPE. Этот потенциал позволяет воспроизводить экспериментальные теплоты адсорбции углеводородов на силикатных материалах, что дает возможность рассчитывать фазовые диаграммы углеводородных смесей в пористой среде. Такой подход в силу своей универсальности позволяет также определить фазовые проницаемости различных пористых сред. Авторы ука-



a) gas condensate b) fraction IBP-60 °C

Рисунок 1.10 — Средние абсолютные отклонения плотности газоконденсата Вуктыльского месторождения на изобарах: 1 — 0.1 МПа, 2 — 5 МПа, 3 — 15 МПа, 4 — 30 МПа, 5 — 50 МПа [33]

зывают на существенное влияние наличия микропор в породах газоносных пластов на фазовую диаграмму газовых смесей.

1.3.4 Выбор способа расчета теплофизических свойств модельной смеси

В настоящей работе в качестве модельной газоконденсатной смеси использовалась бинарная смесь, состоящая из метана и н-пентана. Для расчета ее фазового состояния и теплофизических свойств было выбрано четырехкоэффициентное уравнение состояния, предложенное А.И. Брусиловским. Оно обладает приемлемой точностью в исследуемом диапазоне термобарических условий и легко решается численно. При планировании экспериментальных исследований расчетные значения использовались в качестве ориентировочных, так как фазовая диаграмма в пористой среде может изменяться из-за капиллярных эффектов.

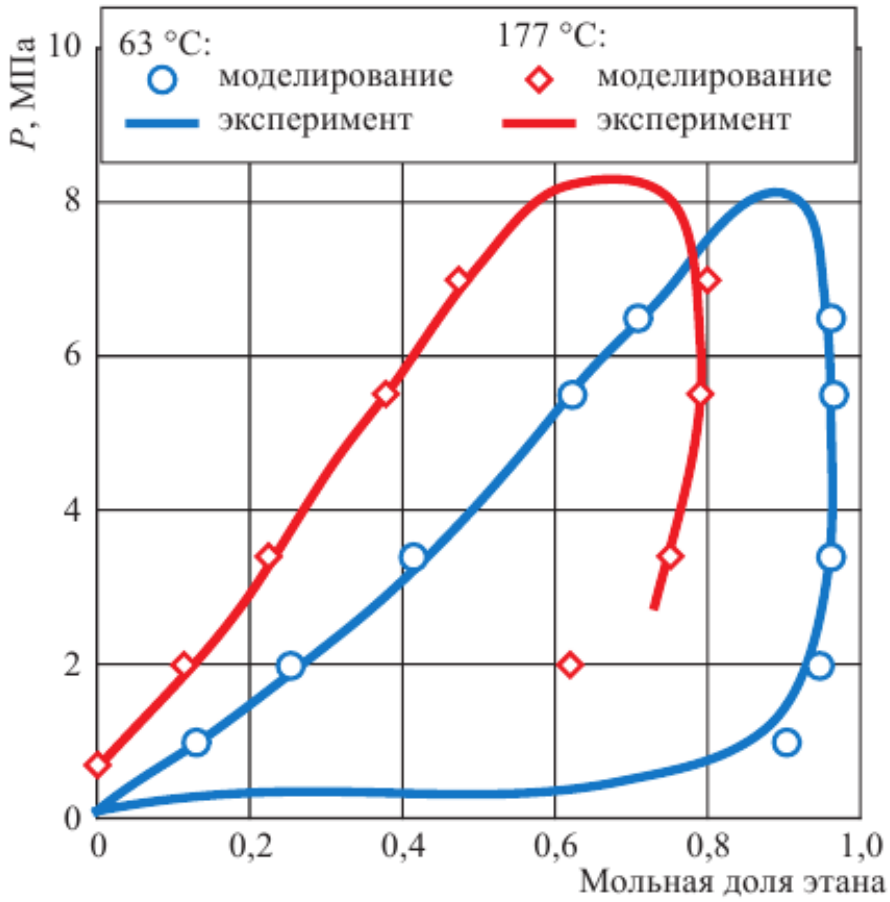


Рисунок 1.11 — Экспериментальные и расчетные фазовые диаграммы смеси «этан–н-гептан» [34]

1.4 Особенности фильтрации газоконденсатных смесей

1.4.1 Расчетно-теоретические исследования

Н. К. Магеррамов и А. К. Мирзаджанзаде рассматривали простейший одномерный случай фильтрации газоконденсатной смеси в пористой среде с учетом относительных фазовых проницаемостей газа и жидкости и ретроградных свойств флюида [35]. Был проведен расчет влагонасыщенности пласта в зависимости от расстояния от скважины. Авторы указывали на проблему извлечения конденсата при газонасыщенности пласта выше критического значения s^*.

S. Siregar с коллегами [36] оценили эффективность использования азота для испарения ретроградного конденсата. Было проведено моделирование одномерного процесса вытеснения газоконденсатной смеси, состоящей из ме-

тана, бутана, тетродекана и азота, двумя агентами — метаном и азотом. На рисунке 1.12 представлено сравнение доли сконденсировавшейся жидкости в зависимости от мольной доли закачанного вытесняющего агента. Результаты исследований показали, что применение метана в сайклинг-процессе позволяет значительно снизить количество ретроградного конденсата по сравнению азотом. Однако при высоких значениях числа Пекле извлекаемость тяжелых фракций пластового флюида при использовании азота приближается к таковой при использовании метана. В целом же метан позволяет существенно повысить производительность скважины, но такой процесс экономически выгоден только в ограниченном числе случаев, например, когда есть доступ к магистральному газу.

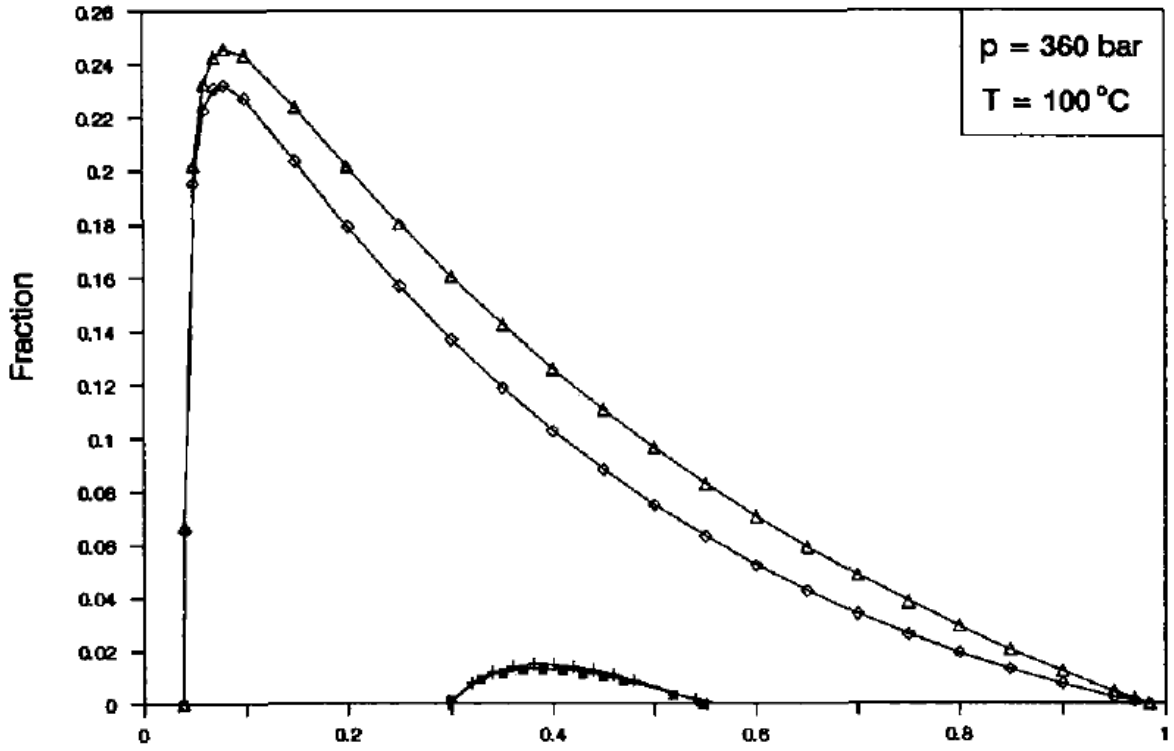


Рисунок 1.12 — Сравнение доли сконденсировавшейся жидкости в зависимости от мольной доли закачанного вытесняющего агента [36]

А. Ю. Бабейко и О. Ю. Динарьев рассматривали проблему стационарного осесимметричного двухфазного течения многокомпонентной смеси через пористую среду с фазовыми переходами [37]. В работе показано, что система уравнений для двухфазного многокомпонентного процесса течения вместе с уравнениями фазового равновесия сводится к системе двух обыкновенных дифференциальных уравнений для давлений в газовой и жидкой фазах. Показано, что при достижении в скважине давления начала конденсации в призабойной

зоне начинается активное накопление жидкой фазы, приводящее к значительному ухудшению условий эксплуатации. Количество выпавшего конденсата в пласте зависит от его содержания в исходной пластовой смеси и соотношения вязкостей газовой и жидкой фаз. Чем выше вязкость конденсата, тем больше он накапливается в поровом пространстве коллектора.

R. S. Barnum с соавторами [38] провели исследования процесса ухудшения производительности газоконденсатной скважины и изменения ее дебита во времени. Работа включает в себя данные по работе скважин на 17 газоконденсатных месторождениях и демонстрирует, насколько серьезно уменьшается добыча газа из-за ретроградных явлений. На рисунке 1.13 приведено сравнение промысловых данных по дебиту скважины с результатами математического моделирования. Приведены данные лабораторных исследований относительной проницаемости газоконденсата, которые были использованы в разработке математической модели призабойной зоны скважины. Результаты моделирования показали существенное снижение производительности скважины из-за насыщения призабойной зоны ретроградным конденсатом, что хорошо согласуется с экспериментальными данными.

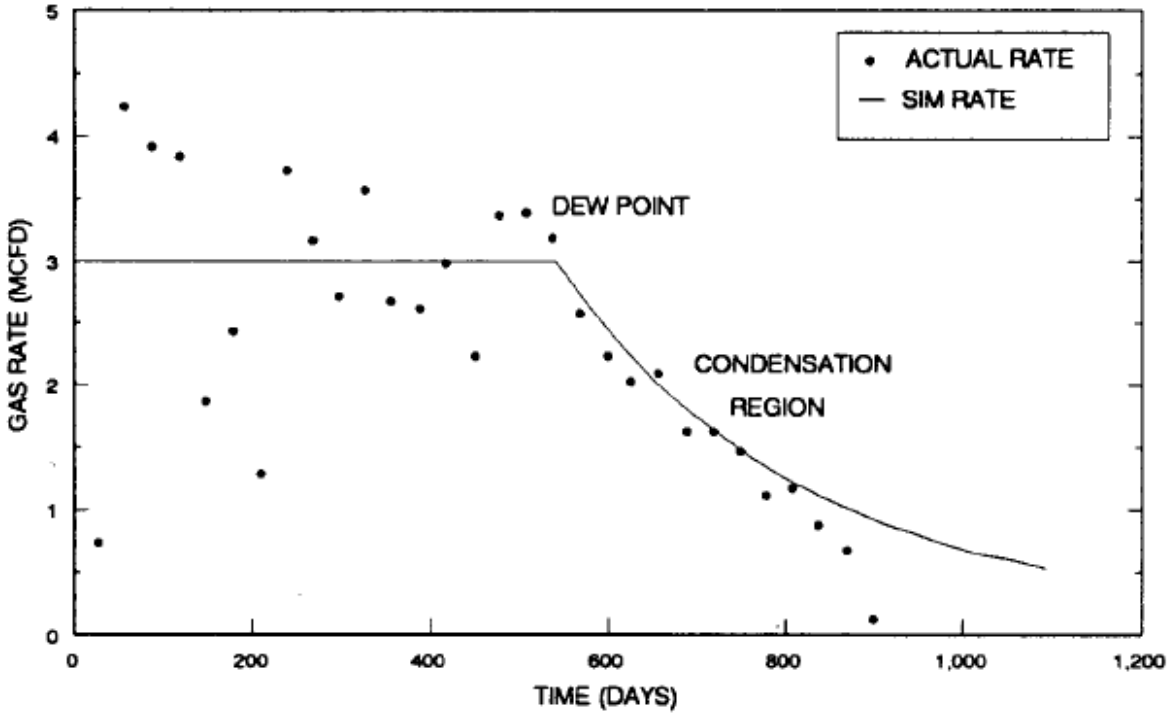


Рисунок 1.13 — Изменение производительности скважины по газу во времени [38]

О. Ю. Динарьев изучал плоскую задачу о стационарном двухфазном течении многокомпонентной смеси через пористую среду с фазовыми переходами [39]. Показано, что в случае фильтрации газоконденсатной смеси система уравнений движения вместе с уравнениями фазового равновесия может быть решена в квадратурах, если известно решение двух вспомогательных задач: геометрической задачи конформного отображения окрестности скважины на прямоугольник и физико-химической задачи описания термодинамических свойств смеси. Первая задача решалась в рамках комплексного анализа, вторая — с помощью полуэмпирических уравнений и данных лабораторных экспериментов. Приведены решения для вертикальной и горизонтальной скважин в конечном продуктивном пласте для смесей с заданными свойствами.

Б. Х. Хужаеров и В. Ф. Бурнашев разработали трехмерную математическую модель совместной многофазной фильтрации нефтегазоконденсатной системы с водой в пористой среде пласта с учетом растворимости газа в других фазах и испарения конденсата в газовую фазу [40]. Для численного решения этой модели использовался метод конечных разностей. Было проведено сравнение различный способов увеличения компонентоотдачи нефтегазоконденсатных месторождений и в качестве наиболее оптимального способа эксплуатации подобных месторождений выбран комбинированный метод обводнения — затопление водой и закачка газа в газовую зону пласта.

M. Bozorgzadeh и A. C. Gringarten предложили метод оценки размера призабойной области скважины, занятой ретроградным конденсатом, при условии неизменности профиля насыщения пласта в процессе образования конденсата [41]. Авторы использовали псевдодавление сухого газа и независимое определение накопления газа и жидкости для областей вокруг скважины и сверхкритического газа для областей вдали от нее. Метод был проверен по промысловым данным испытаний скважины газоконденсатного месторождения в Северном море. На рисунке 1.14 представлены графики зависимости влагонасыщенности S_o от радиуса, отложенного от оси скважины, по которым можно определить протяженность зоны накопления конденсата.

L. F. Ayala H. с коллегами [42] изучали механизмы извлечения и процессы фильтрации, происходящие в газоконденсатных коллекторах с естественным трещиноватостью, и описали характеристики истощения таких углеводородных систем. Данное исследование подтвердило, что добыча углеводородов в естественно разорванном газоконденсатном пласте может быть в значительной

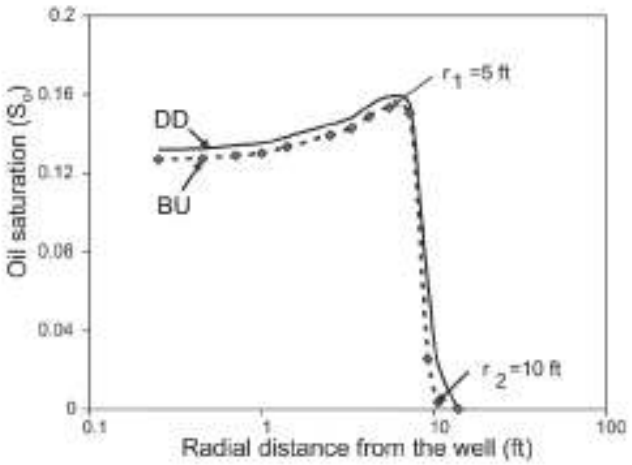


Рисунок 1.14 — Радиус зоны выпавшего вокруг скважины конденсата: DD — период снижения давления в пласте, BU — период восстановления пластового давления [41]

степени обусловлена именно градиентами концентрации, а не только градиентами давления в соответствии с законом Дарси. Указано, что капиллярная абсорбция пластового флюида в пористую среду может оказывать существенное влияние на процесс разработки месторождения при определенных условиях.

M. R. Maleki с соавторами [43] предложили модель двойных пористостей и проницаемостей для трещиноватых пород газоконденсатных месторождений, указывая на то, что ретроградный конденсат заполняет трещины, тем самым существенно снижая проницаемость пласта такого типа. Разработанная модель увеличивает точность прогноза эксплуатации месторождения, позволяя планировать мероприятия по увеличению компонентоотдачи скважин. На рисунке 1.15 наблюдается хорошее соответствие расчетных значений газового дебита скважины промысловым данным. Авторы рассмотрели несколько вариантов увеличения пластового давления и пришли к выводу, что оптимальным агентом для закачки является метан, но возможно использование и углекислого газа, так как это поможет не только увеличить дебит скважин, но и утилизировать CO_2, тем самым улучшив экологическую ситуацию в целом.

Ю.И. Калугиным совместно с коллегами [44] была решена краевая задача для оптимизации распределения дебита между скважинам с целью максимального извлечения конденсата из газоконденсатного месторождения на основе математической модели двухфазной многокомпонентной фильтрации углеводородных смесей. Авторами был разработан алгоритм эффективного

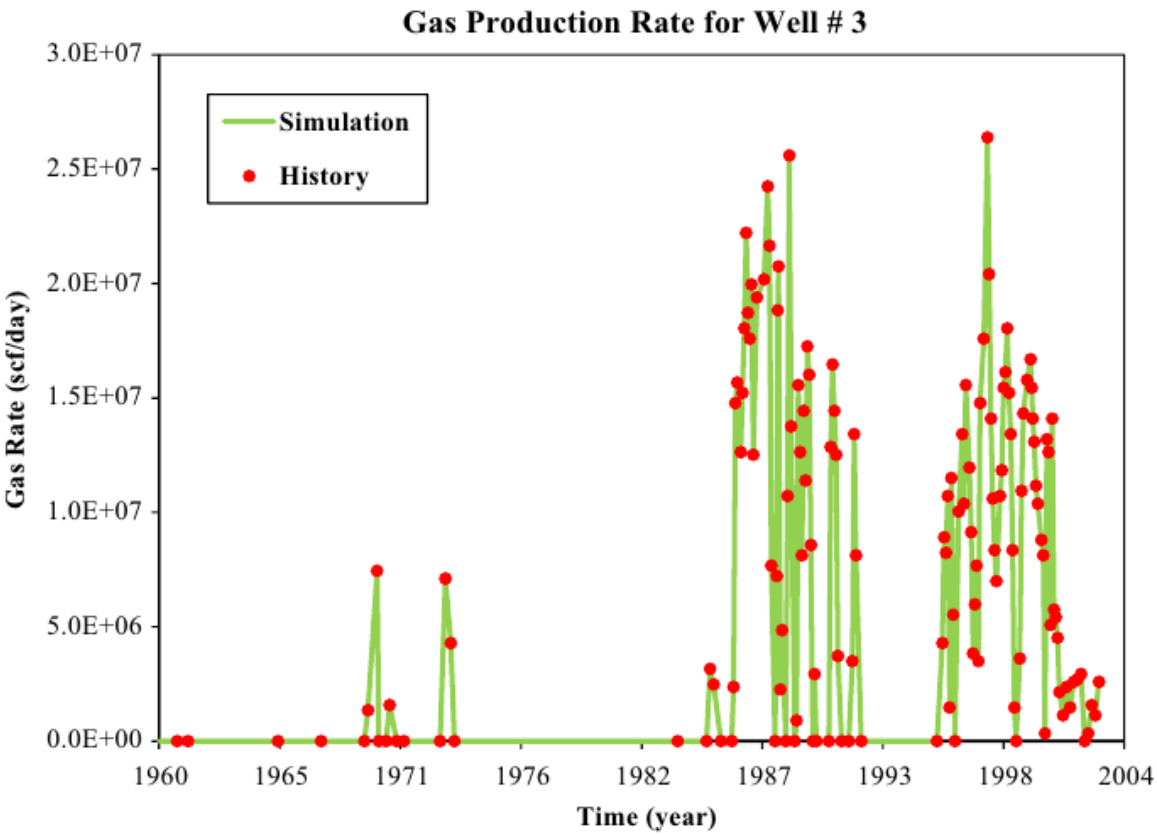


Рисунок 1.15 — Сравнение результатов моделирования с промысловыми данными по газовому дебиту скважины [43]

освоения природных газоконденсатных месторождений, в котором учитывались ограничения по расходу отдельных скважин, а также их перекрытие для проведения ремонтных работ. На рисунке 1.16 приведено сравнение оптимального и текущего режимов разработки месторождения. Предложенная модель была проверена на экспериментальных данных Котелевского газоконденсатного месторождения, расположенного в Украине. Была продемонстрирована возможность повышения конденсатоотдачи более чем на 12% за счет уменьшения внутрипластовых потоков и предотвращения последующего дополнительного образования конденсата (в режиме истощения) или преждевременного прорыва «сухого газа» в добывающих скважинах (в случае сайклинг-процесса).

A. Rahimzadeh с коллегами [45] изучали влияние накопления неподвижного конденсата на перепад давления вблизи ствола скважины. Были разработаны две модели одиночной скважины — с гомогенным и гетерогенным типами пород, по результатам моделирования были количественно определены падения давления, вызванные накоплением конденсата на основе изменения относительной проницаемости газа в призабойной зоне скважины. Представлена взаимосвязь

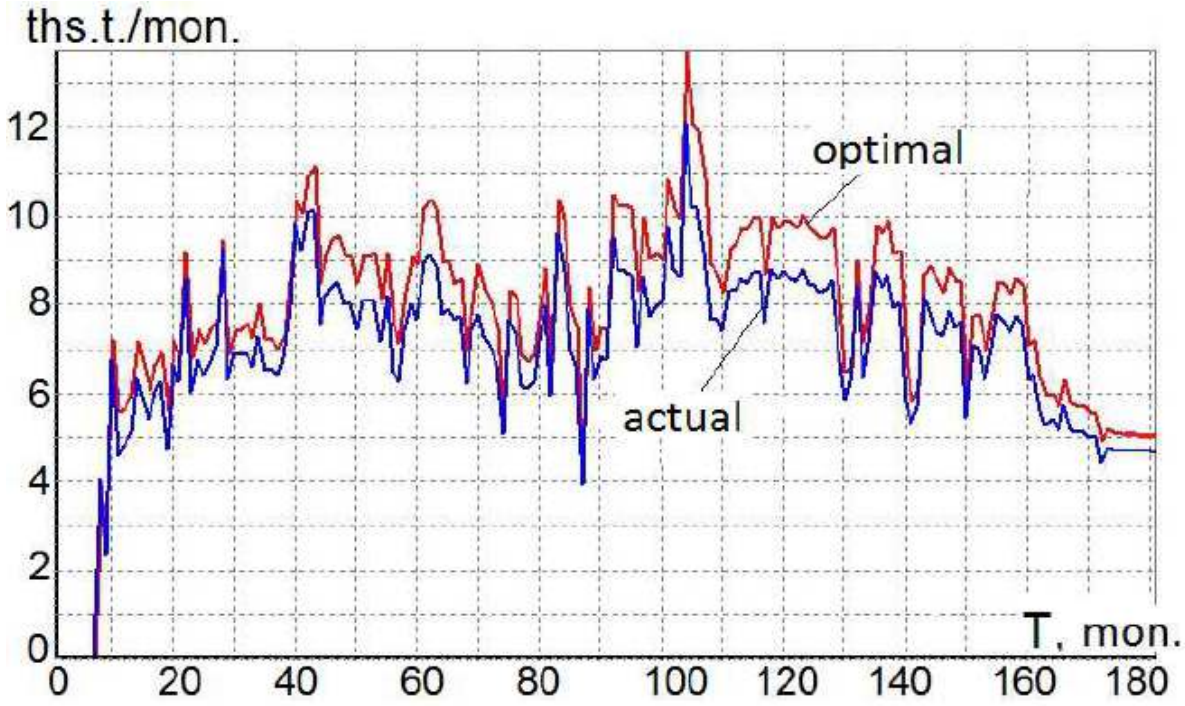


Рисунок 1.16 — Различные режимы разработки Котелевского газоконденсатного месторождения [44]

падения давления конденсата, скорости газа и свойств породы, приведенная на рисунке 1.17.

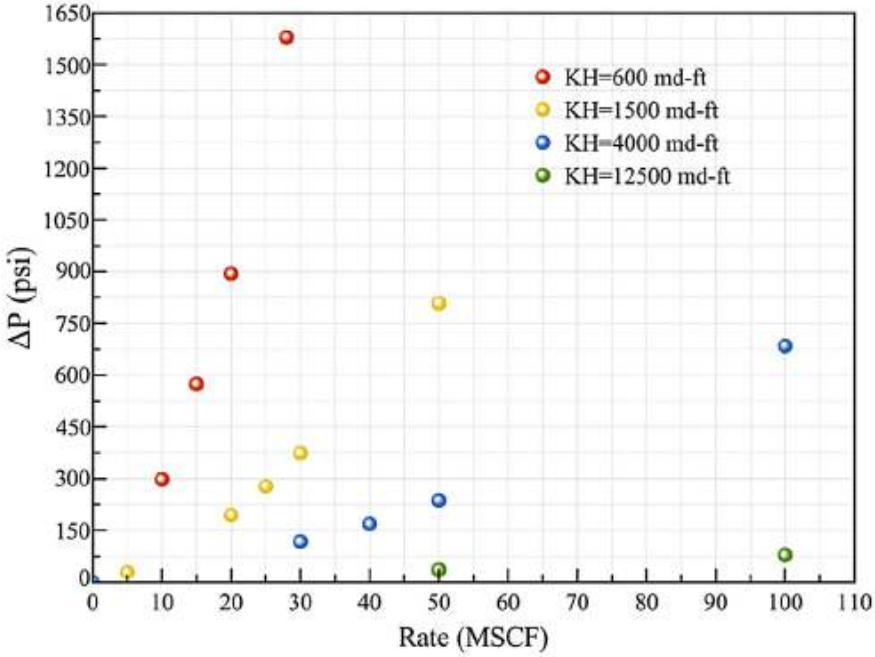


Рисунок 1.17 — Влияние накопления конденсата в призабойной области на производительность скважины [45]

J. Jiang и R. M. Younis описали модель газоконденсатных сланцевых коллекторов со сложной трещиноватой системой, позволяющую прогнозировать процессы переноса и фазового поведения в таких месторождениях в целях эффективного и экологически безопасного управления добычей [46]. Разработанная модель учитывает относительные проницаемости компонентов пластового флюида, молекулярную диффузию и сорбцию. При расчете фазового равновесия учитывается влияние капиллярного давления, значение которого в нанопорах сверхплотной матрицы сланцевых пород достаточно велико. Для анализа фазовой стабильности используется модифицированный алгоритм «negative-flash», основанный на методе Ньютона. Были проведены предварительные имитационные исследования, которые показали целесообразность применения углекислого газа с целью повышения степени извлечения углеводородов. На рисунке 1.18 видно существенное увеличение дебита газовой фазы при осуществлении циклической закачки углекислого газа.

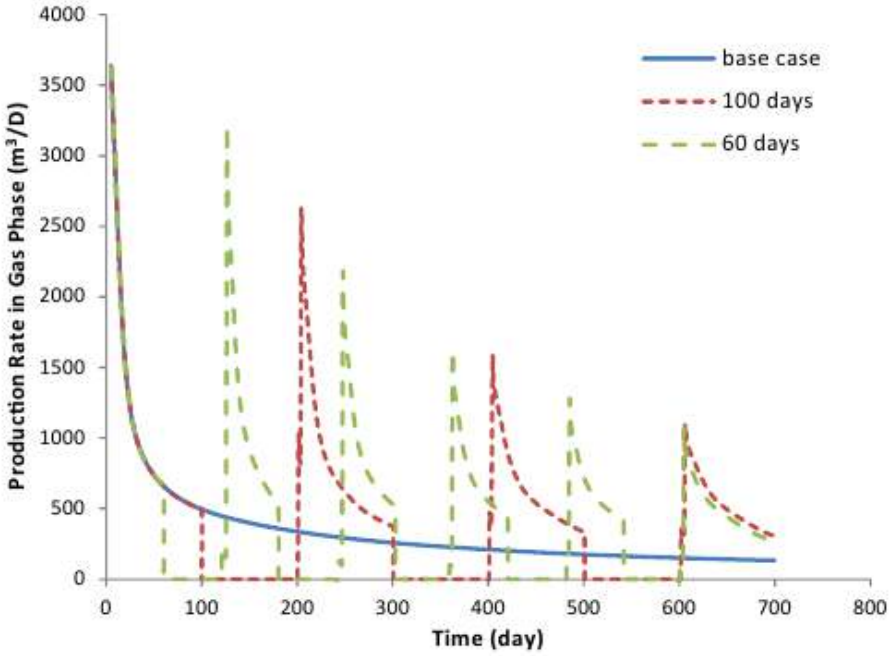


Рисунок 1.18 — Дебит газовой фазы при различных режимах циклической закачки углекислого газа [46]

В статье H. Jia and X. Wu описывается разработанная численная модель скважины с учетом капиллярного давления и гистерезиса в горной породе, с помощью которой исследовался механизм потери жидкости для глушения скважин при различных перепадах давления и его влияние на продуктивность скважины [47]. На рисунке 1.19 приведено сравнение результатов расчета

с реальными данными, полученными на газоконденсатном месторождении Yakela-Dalaoba в Китае. Моделирование показало, что жидкость для глушения может насыщать призабойную зону скважины во время ее капитального ремонта, что приводит к увеличению капиллярного давления и влияет на фазовое поведение углеводородной системы, тем самым вызывая изменение нефте-, газо- и водонасыщенности и параметров процесса фильтрации. При этом возможно дальнейшее увеличение потерь жидкости для глушения, что снижает продуктивность скважины после капитального ремонта.

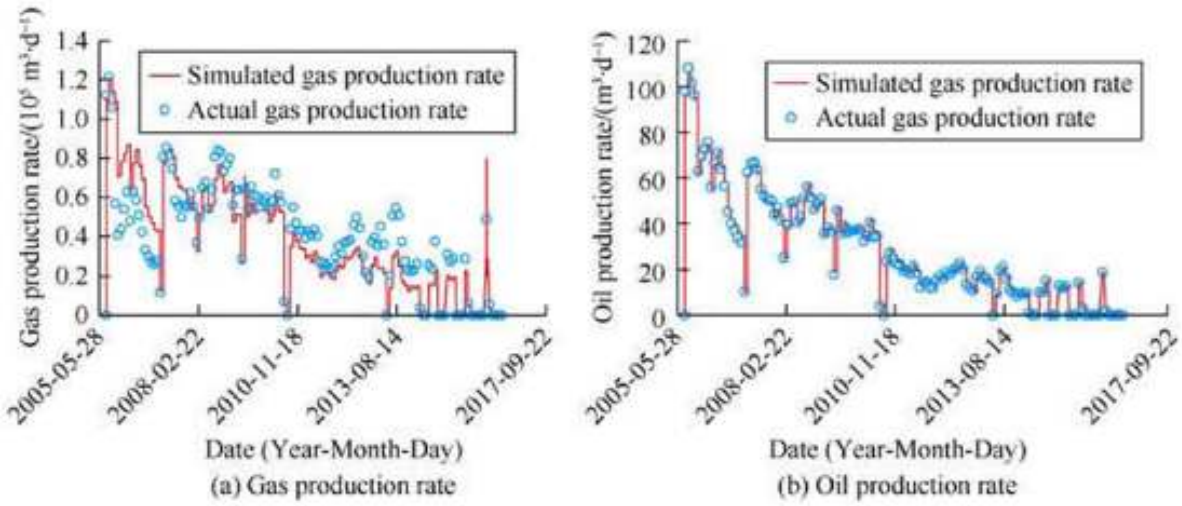


Рисунок 1.19 — Сравнение расчетных значений дебита газа (а) и нефти (б) с промысловыми данными [47]

H. Tu с соавторами [48] разработали математическую модель, описывающую свойства углеводородной смеси при постоянном расширении в неравновесных условиях. Авторы предположили, что конденсат образует сплошную пленку при контакте с газовой фазой смеси, при этом модель не требует применения уравнений состояния, а использует только уравнения массопереноса и материального баланса. Реализован физический метод моделирования газоконденсатной системы семью псевдокомпонентами, который показывает удовлетворительную точность расчета насыщенности пласта ретроградным конденсатом. На рисунке 1.20 приведено сравнение расчетных и экспериментальных значений насыщенности ретроградным конденсатом для различных углеводородных смесей. Было доказано, что более высокая скорость падения давления может не только уменьшить ретроградную конденсацию, но также улучшить извлечение пластового флюида.

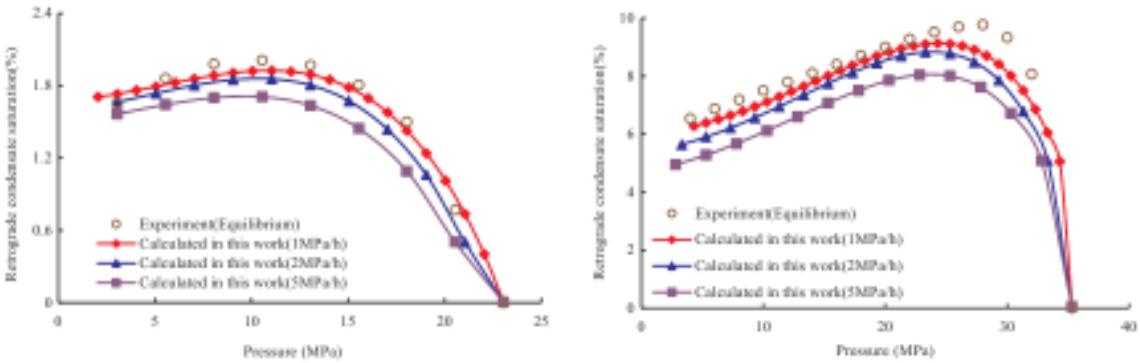


Рисунок 1.20 — Графики насыщенности ретроградным конденсатом для смеси с содержанием конденсата 80 г/см^3 (а) и 235 г/см^3 (б) [48]

K. Ganie с коллегами [49] в своей статье описывают проблему накопления ретроградного конденсата в призабойных областях скважин и предлагают механизм образования жидкостных пробок в поровом пространстве пласта, которые препятствуют дальнейшему движению газа к скважине, при этом снижая относительные фазовые проницаемости пласта. В качестве нового метода увеличения компонентоотдачи месторождения предлагается использовать поверхностно-активные вещества с наночастицами, которые уменьшают поверхностное натяжение между пластовым коллектором и углеводородным флюидом, тем самым увеличивая относительные фазовые проницаемости и, в итоге, дебит самой скважины. Схема действия таких наночастиц приведена на рисунке 1.21.

F. Gholampour и H. Mahdiyar предложили новую модель зависящих от инерционных сил относительных фазовых проницаемостей применительно к газоконденсатным месторождениям [50]. Рассматривался так называемый эффект сцепления — влияние скорости фильтрации на относительную проницаемость газовой фазы. Было высказано предположение, что эффект сцепления является результатом действия сил инерции из-за их способности к разрушению конденсатных мостиков. Полученная корреляция для оценки относительной проницаемости газоконденсатного флюида оказалась более простой по сравнению с зависимостями, построенными на основе капиллярных сил. Точность полученной зависимости была подтверждена экспериментальными данными.

A. Hassan с соавторами [51] подготовили обзор способов моделирования накопления ретроградного конденсата в призабойной области скважины. Описаны различные методы увеличения компонентоотдачи газоконденсатных

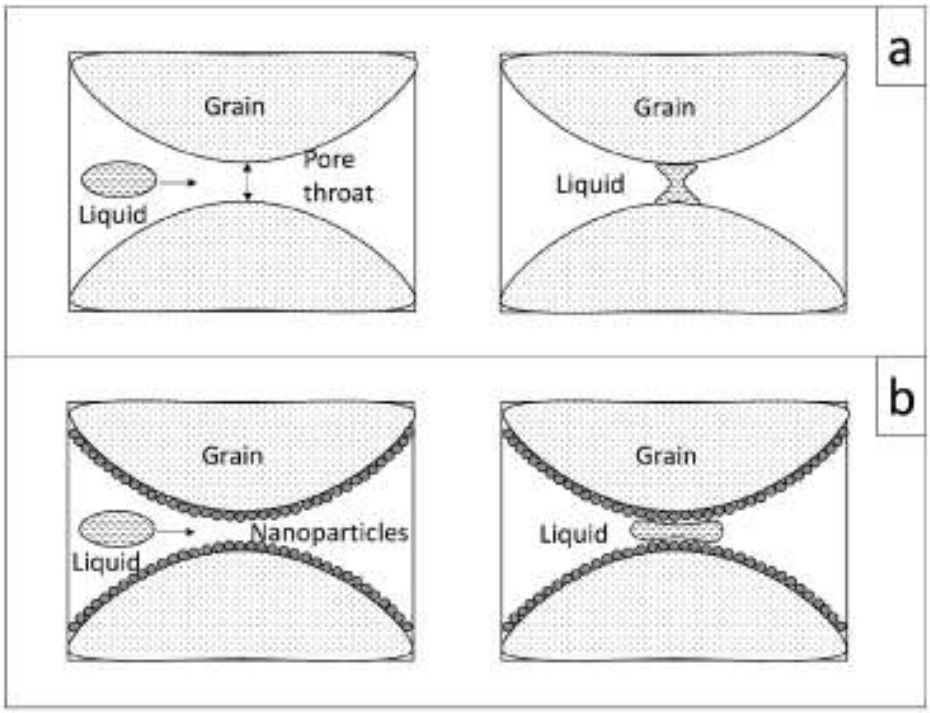


Рисунок 1.21 — Поведение капли жидкости в поровом пространстве без обработки (а) и после обработки (б) [49]

месторождений, указаны их достоинства и недостатки. Совместное применение нескольких методов должно обеспечить уменьшение образования ретроградного конденсата вплоть до полного предотвращения его выпадения. Авторами предложен новый метод удаления конденсата с помощью термохимической обработки, результат его осуществления приведен на рисунке 1.22.

D. Janiga с коллегами [52] в своей работе объединили пять алгоритмов естественной оптимизации с полномасштабной имитационной моделью для определения оптимального режима разработки газоконденсатного месторождения. Результаты численного эксперимента указывают на то, что исследуемые алгоритмы имеют различные степени устойчивости в рамках решения данной задачи. Алгоритмы «Particle swarm optimization» (PSO) и «Moth-flame optimization» (MFO) обеспечивают лучшие результаты по качеству решения и скорости сходимости. Применение естественного метода оптимизации (алгоритм PSO) может увеличить добычу конденсата на 42,36% в сочетании с сокращением образования жидкости с 21,22% до 11,20%.

M. P. P. C. Santos и M. S. Carvalho разработали полностью неявную изотермическую композиционную сетчатую модель пор для ретроградного потока газа в пористых средах с большим числом капилляров, в которых капиллярными си-

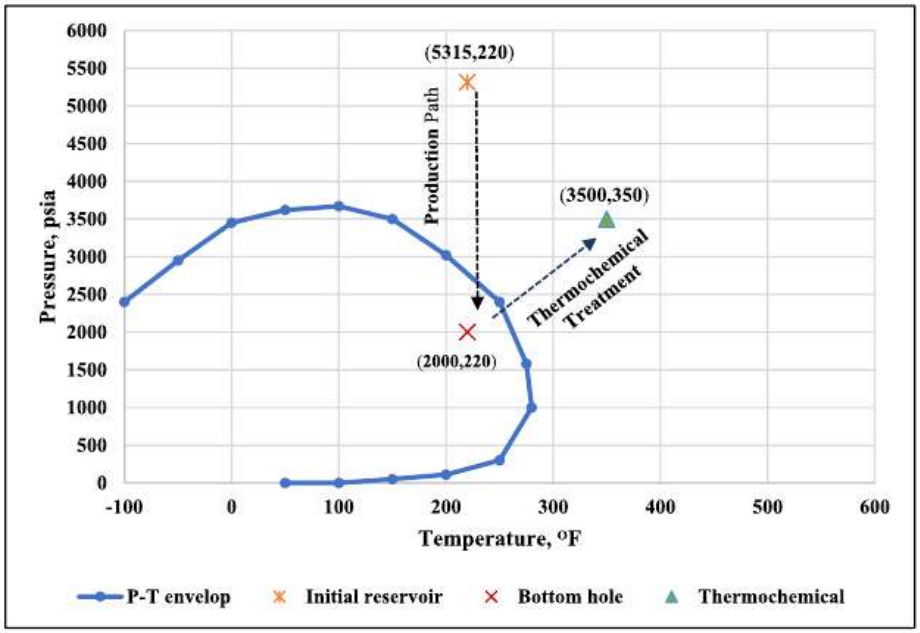


Рисунок 1.22 — Влияние термохимической обработки на фазовое состояние газоконденсатного флюида [51]

лами можно пренебречь [53]. Для решения нелинейных уравнений движения и термодинамических расчетов распределения давления и скорости потоков каждого компонента применяется метод Ньютона. Модель использовалась для прогнозирования относительной проницаемости газовой и жидкой фаз при большом числе капилляров в двумерном приближении. Результаты моделирования представлены на рисунке 1.23.

1.4.2 Экспериментальные исследования

В. Митлин исследовал процессы фильтрации многокомпонентной смеси в пористой среде с учетом фазовых переходов и показал, что при определенных значениях давления, температуры и состава флюида возможно получение нестационарного режима течения [54]. Был предложен аналитический критерий возникновения данного режима. Автором проведен численный анализ плоско-радиальной задачи работы газоконденсатной скважины при натурных термобарических условиях. Показано, что наблюдаемые неустойчивости связаны с ретроградными свойствами пластового флюида. Показано, что автоколебания являются релаксационными колебаниями в распределенной системе.

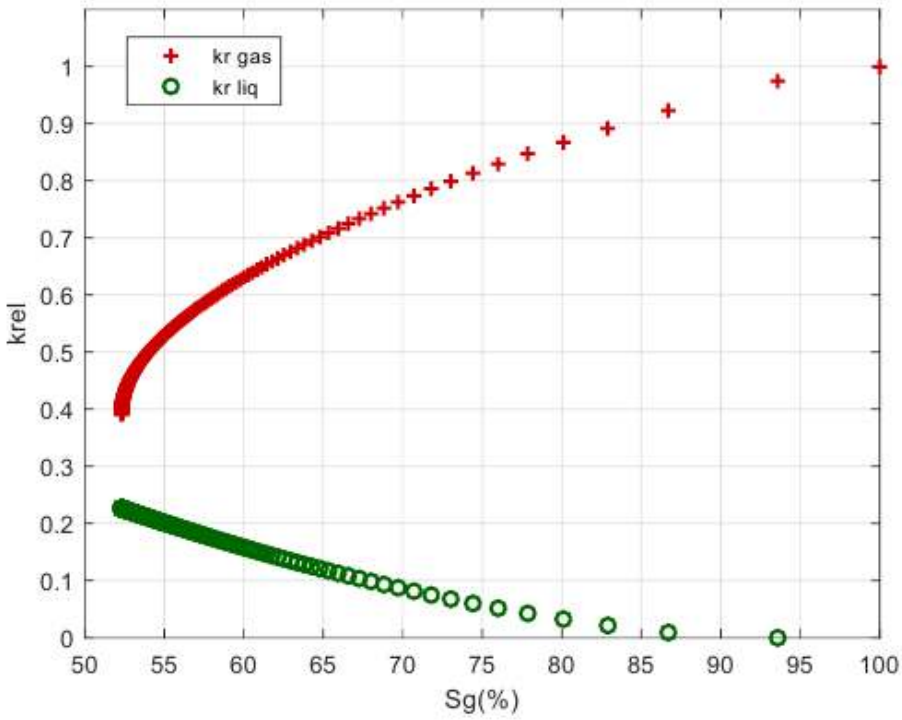


Рисунок 1.23 — Относительные фазовые проницаемости при температуре 303 K [53]

На рисунке 1.24 приведены графики изменения давления и влагонасыщенности на скважине во времени: наблюдаются как затухающие, так и устойчивые колебания в зависимости от дебита.

Теоретические выкладки были подтверждены экспериментально на линейной модели пласта. На рисунке 1.25 приведены графики изменения скорости модельной смеси на выходе из модели для двух разных экспериментов.

J. K. Ali с соавторами [55] провели комплексные экспериментальные и модельные исследования особенностей фильтрации и фазового поведения газоконденсатного флюида, наблюдаемых в призабойной области скважины во время ее разработки. Экспериментальные данные использовались в аналитических моделях для оценки изменений продуктивности скважины в зависимости от наличия подвижного и неподвижного конденсата вблизи ее ствола. Было показано, что проявляются как уменьшающие продуктивность скважины эффекты — действие сил инерции, снижение проницаемости коллектора, так и увеличивающие ее — капиллярное уменьшение насыщенности керна, эмульсионный режим течения флюида и удаление высоковязких компонентов. Исследовались как ламинарные, так и турбулентные режимы фильтрации. На рисунке 1.26 указаны оптимальные параметры добычи газоконденсатной смеси.

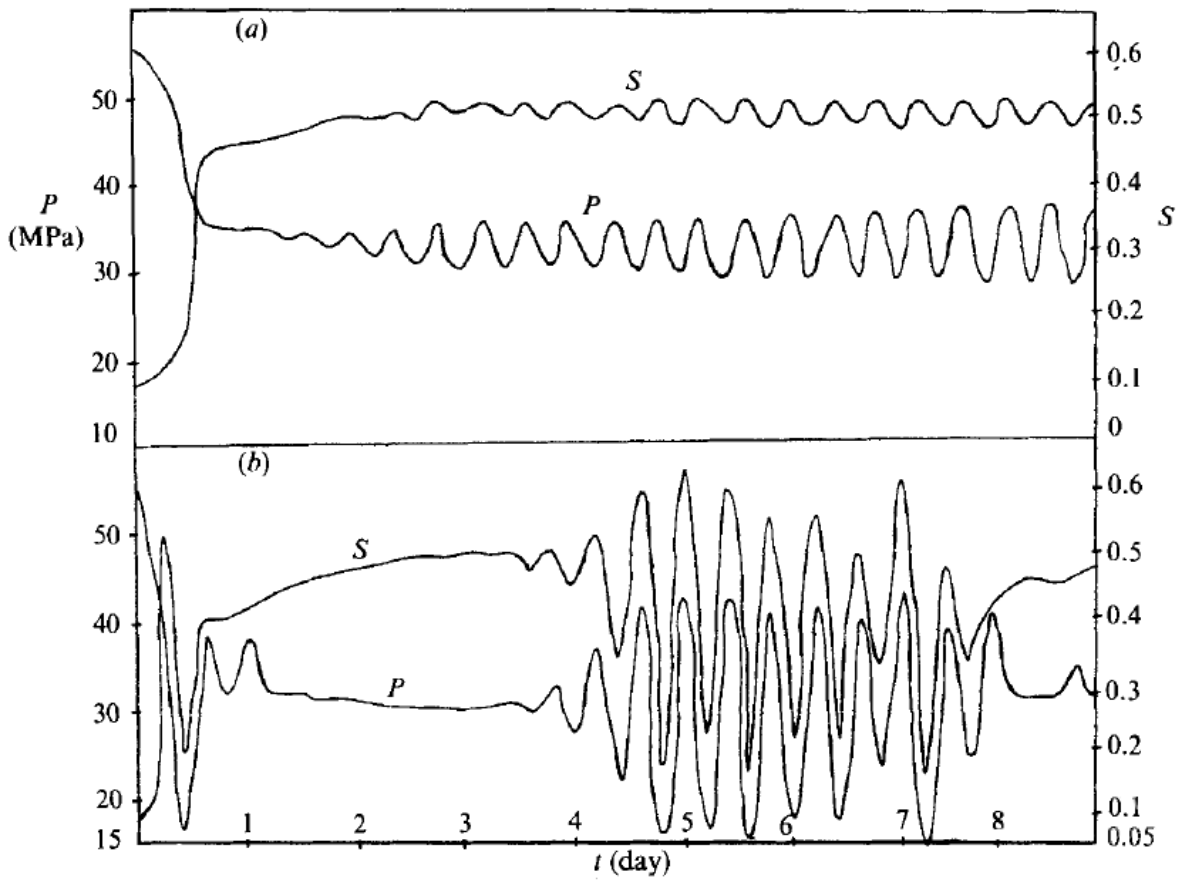


Рисунок 1.24 — Динамика изменения давления p и влагонасыщенности s в скважине: а) дебит 324 т/день; б) дебит 420 т/день [54]

C. Shi с коллегами [56] изучали различные процессы, наблюдаемые при разработке газоконденсатного месторождения: изменение компонентного состава флюида, накопление конденсата и его последующее извлечение. По мнению авторов, ключевым фактором, влияющим на производительность газоконденсатной скважины, является относительная проницаемость, которая, в свою очередь, зависит от накопления конденсата. На рисунке 1.27 приведены профили влагонасыщенности при различных значениях забойного давления. Проведено моделирование изменения состава многокомпонентных газоконденсатных флюидов, сопоставлены различные стратегии добычи и предложены оптимальные методы для увеличения компонентоотдачи скважины. Проведены экспериментальные исследования по насыщению керна двухкомпонентной модельной газоконденсатной смесью, состоящей из метана и н-бутана, подтвердившие резкие изменения в составе жидкости, наблюдаемые при моделировании.

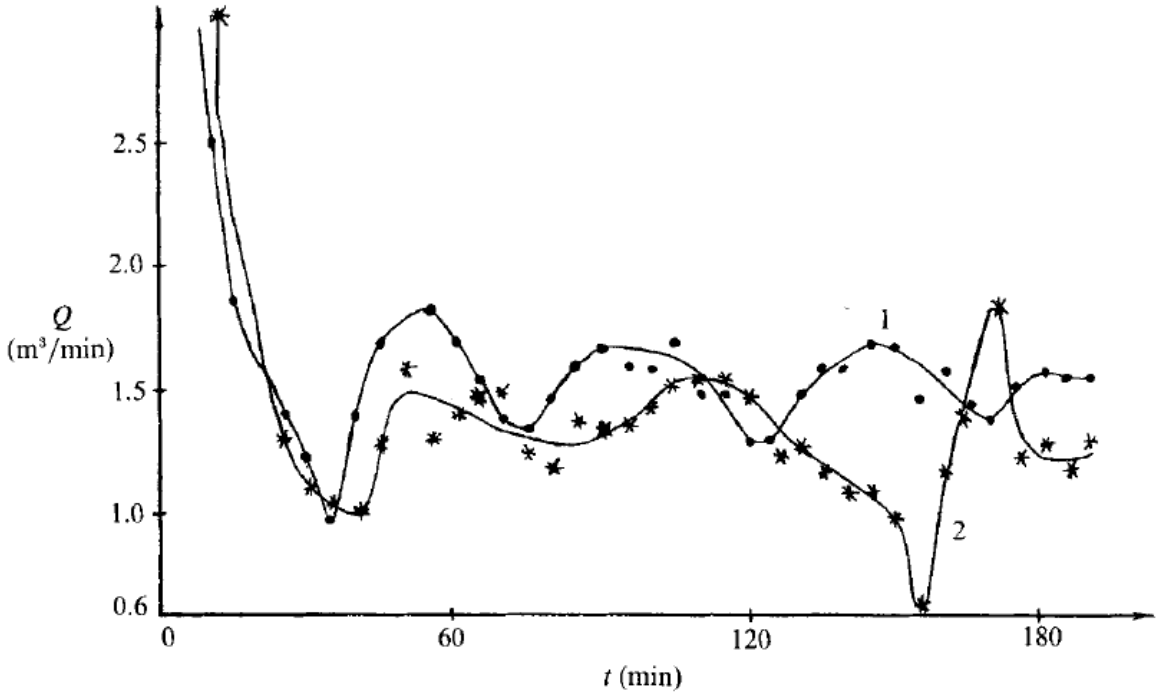


Рисунок 1.25 — Графики изменения объемного расхода модельной смеси во времени: 1 — давление на выходе из модели пласта 9,4 МПа; 2 — 10,6 МПа [54]

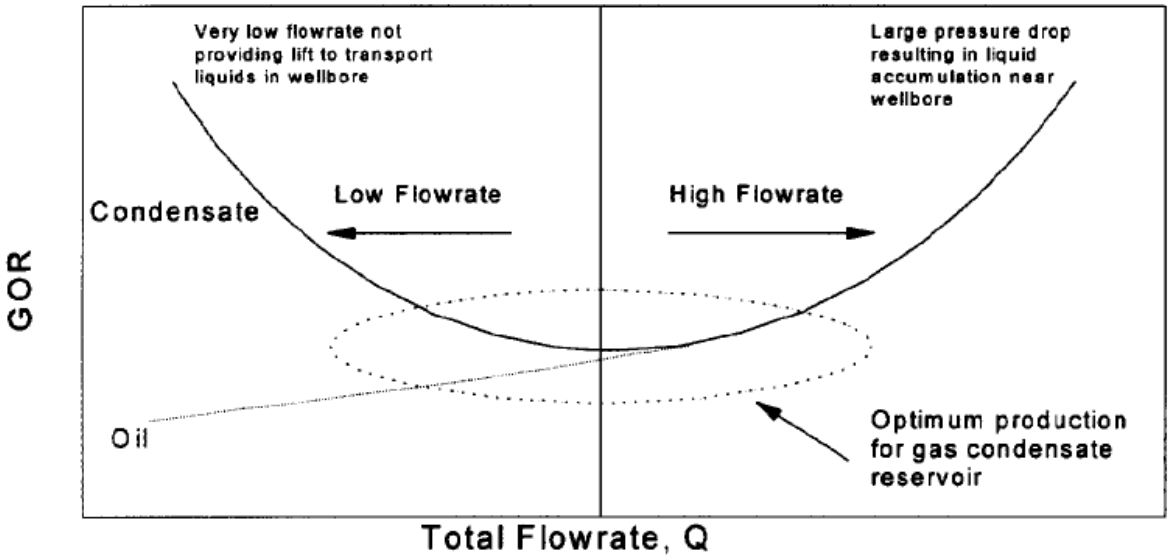


Рисунок 1.26 — Зависимость газоконденсатного фактора от интегрального расхода флюида [55]

C. Shi и R. N. Horne оценили влияние накопления ретроградного конденсата в призабойной области скважины на ее производительность [57]. Авторы указывают на изменение состава фаз пластового флюида в призабойной зоне скважины: более тяжелые компоненты конденсируются в жидкой фазе,

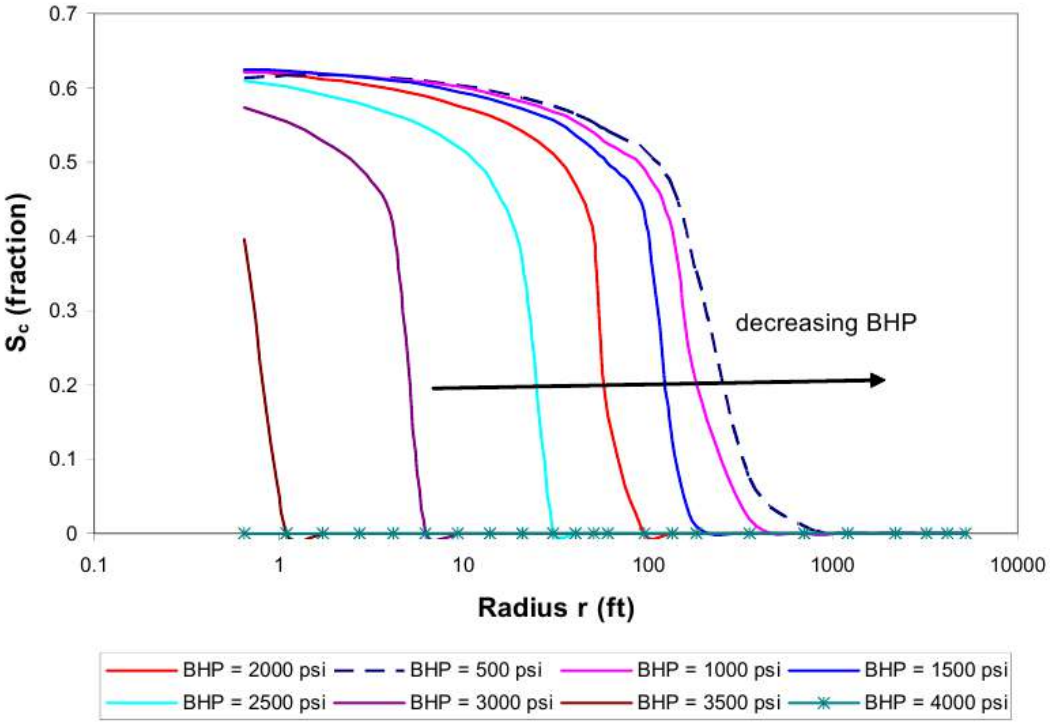


Рисунок 1.27 — Сравнение профилей влагонасыщенности при различных значениях забойного давления BHP [56]

обладающей меньшей подвижностью, в то время как газовая фаза насыщается легкими компонентами. Предложен механизм данного явления, наряду с экспериментальными исследованиями разработана математическая модель. Полученные результаты использовались для создания методов увеличения компонентоотдачи путем оптимизации давления в скважине. Это позволило управлять компонентным составом жидкой фазы и обеспечить конденсацию легких фракций в пласте. На рисунке 1.28 представлены три наиболее оптимальные стратегии разработки и результаты их влияния на дебит газа и долю более тяжелого компонента в жидкой фазе. Авторы отмечают, что относительная фазовая проницаемость и капиллярные силы оказывают значительное влияние на компонентный состав флюида, при этом увеличение пластового давления может не привести к повторному испарению ретроградного конденсата.

В. Г. Умняев с соавторами [58] изучали ультразвуковое воздействие на призабойную зону скважины с помощью погружных акустических установок, закрепленных на каротажном кабеле. Исследования проводились на скважинах Вуктыльского и Югидского нефтегазоконденсатных месторождений. Применение технологии акустического воздействия позволило снизить порог гидродинамической неподвижности ретроградного конденсата, а также обеспе-

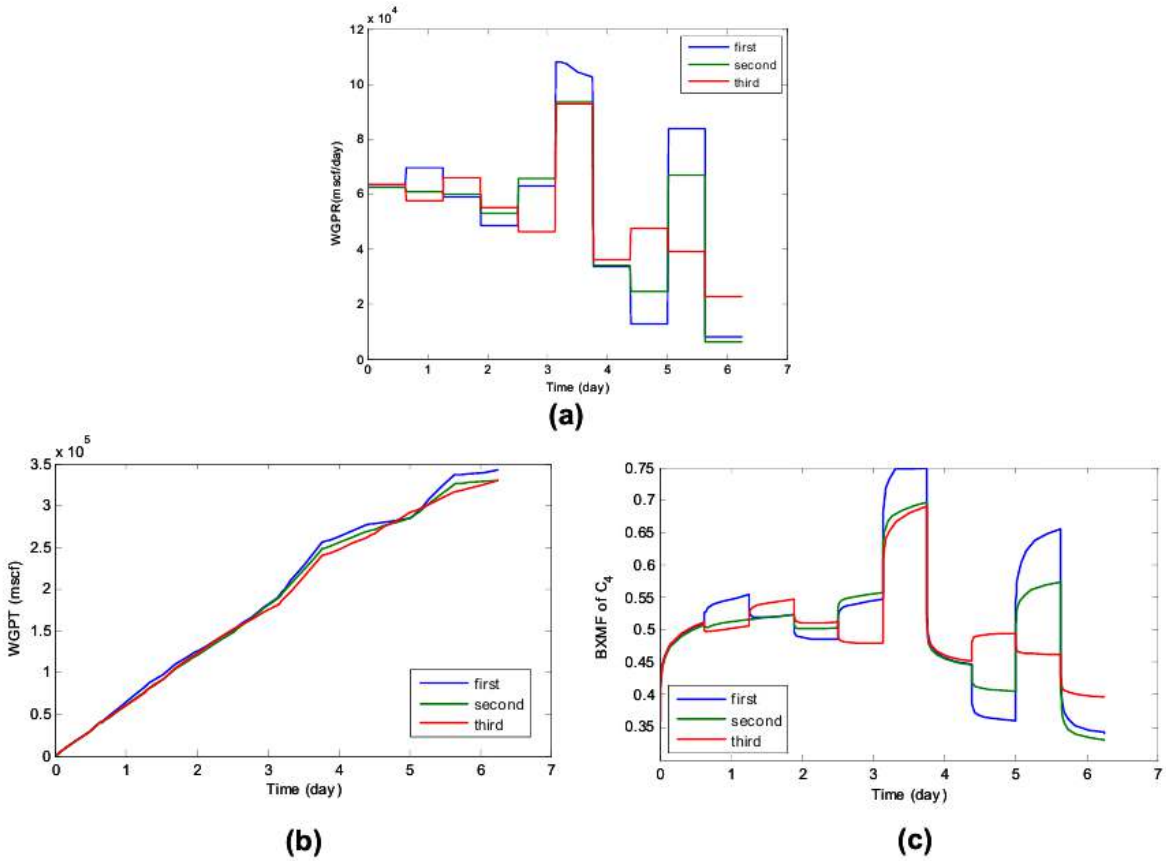


Рисунок 1.28 — Влияние стратегий разработки (a) на общий дебит газовой фазы (b) и на долю тяжелого компонента C_4 в жидкой фазе (c) [57]

чило поступление высокомолекулярных компонентов из закольматированных зон залежи, что вызвало значительные изменения в составе конденсата и увеличение его дебита.

A. Asgari с коллегами [59] провели экспериментальные исследования на кернах известняка и показали, что относительная проницаемость газа уменьшается из-за выпадения ретроградного конденсата. Применение метанола позволяет эффективно удалить конденсат и способствует восстановлению относительной проницаемости газовой фазы пластового флюида. В этом исследовании использовалось уравнение состояния Cubic-Plus-Association (CPA), представляющее собой модифицированное уравнение Соаве-Редлиха-Квонга, разработанное специально для описание фазового поведения углеводородных смесей, содержащих спирты. Система дифференциальных уравнений, описывающих процесс фильтрации, решалась с помощью метода ортогональной коллокации. Моделирование показало, что снижение относительной проницаемости газовой фазы, вызванное накоплением конденсата, может достигать 80%. На рисунке 1.29 приведено сравнение относительной проницаемости газовой фа-

зы до и после обработки метанолом. Видно, что обработка позволяет увеличить относительную фазовую проницаемость газовой фазы в 1,3–1,6 раза. Результаты моделирования хорошо согласуются с экспериментальными исследованиями.

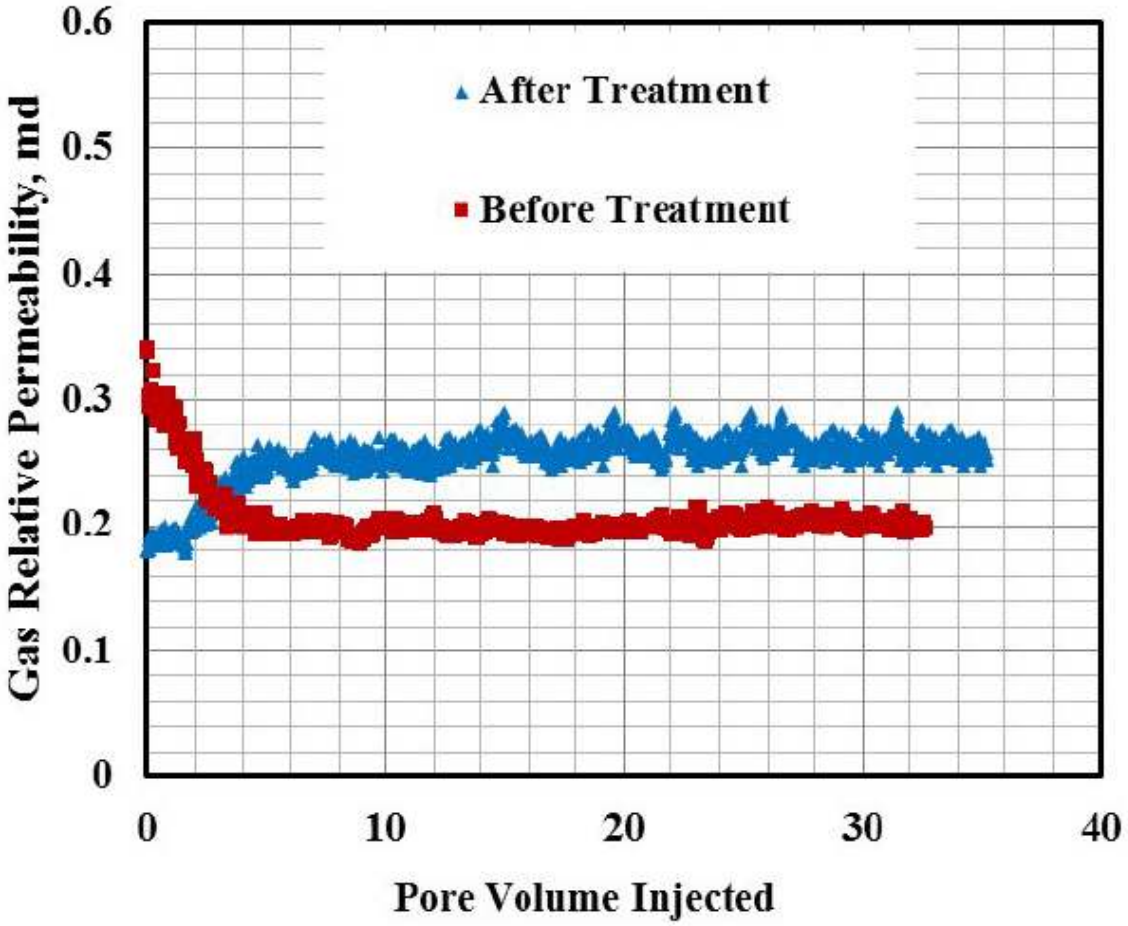


Рисунок 1.29 — Относительная проницаемость газовой фазы до и после обработки метанолом [59]

H. X. Vo и R. N. Horne изучали изменение состава газоконденсатных систем в серии лабораторных экспериментов и путем вспомогательного численного моделирования [60]. Исследование подтвердило гипотезу о влиянии ряда параметров потока флюида через пористую среду на поведение газоконденсатной смеси: изменение состава во время истощения скважины, отсутствие повторного испарения конденсата при остановке ее эксплуатации и накопление конденсата при изменении забойного давления. Также изучалось влияние водонасыщенности на изменение состава пластового флюида. Из-за различий в подвижности и эффекте накопления конденсата состав смеси будет меняться локально, при этом общий состав около ствола скважины становится богаче

тяжелыми компонентами, что приводит к изменению фазовой диаграммы флюида.

З.Ю. Аббасов и В.М. Фаталиев провели исследование эффективности процесса закачки газа при разработке газоконденсатного пласта [61]. Упоминается проблема ретроградной конденсации при разработке газоконденсатных месторождений, образование малоподвижного кольца из конденсата вокруг скважины. Получено состояние «тумана» — коллоидной структуры, существующей при давлениях меньше критического, но больше давления ретроградной конденсации. Это состояние вызывает накопление конденсата на ранних этапах разработки газоконденсатного месторождения, несмотря на то, что давление в пласте превышает давление ретроградной конденсации. Образование застойной зоны объясняется силами поверхностного натяжения между частицами породы и микрочастицами конденсата. Показано, что возможно испарить ретроградный конденсат с помощью сухого газа, закачиваемого в призайбойную зону скважины. Исследования проводились с использованием флюида азербайджанского месторождения Bulla-deniz. На рисунке 1.30 приведено изменение среднесуточного конденсатогазового фактора во времени для двух скважин этого месторождения. Цикличный характер графиков обусловлен формированием конденсатного «тумана».

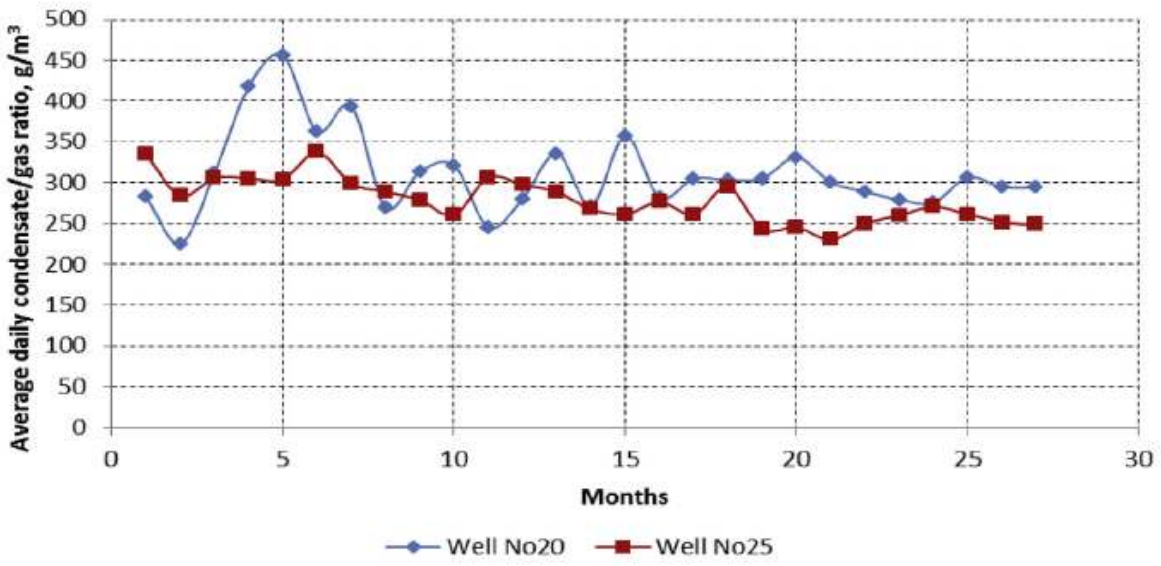


Рисунок 1.30 — Среднесуточный конденсатогазовый фактор, характерный для скважин №20 и №25 месторождения Bulla-deniz в течение первых двух лет эксплуатации [61]

А. Волков с соавторами [62] оценили влияние пористых сред на изменение компонентного состава и фазового поведения газоконденсатной системы в области низких давлений. Для этого были проведены комплексные эксперименты с использованием двух разных моделей пласта по имитации процесса естественного истощения месторождения. Эксперименты включали приготовление модельной газоконденсатной смеси и образцов керна, сборку модели пласта, насыщение пористой среды газоконденсатной смесью с последующим истощением путем удаления газовой фазы во время дифференциальной конденсации. Обработка полученных данных показала, что в процесс непосредственного испарения вовлечены, в основном, углеводородные компоненты до C_{12}, а максимальное давление конденсации по C_{5+} в пористых средах смещено в сторону более низких значений. Также было проанализировано изменение коэффициента извлечения компонентов по сравнению с извлекаемыми запасами.

Z. Su с коллегами [63] провели сравнение эффективности процесса закачки CO_2 в разные периоды разработки газоконденсатного пласта на примере месторождения, расположенного в восточном регионе Китая. Была проведена серия экспериментов разного типа: расширение с постоянным составом, уменьшение давления при постоянном объеме, определение давления насыщения, а также исследования по затоплению керна водой и CO_2. На основании полученных экспериментальных данных была разработана численная модель насыщения керна водой. Результаты моделирования показали, что значительная потеря производительности скважины может произойти в случае выпадения ретроградного конденсата в поровом пространстве пласта — при уменьшении забойного давления ниже давления точки росы. Кроме того, результаты показывают, что применение CO_2 может улучшить производительность по газу примерно на 40% по сравнению с режимом заводнения.

В работе Б.А. Сулейманова с соавторами представлены результаты экспериментального исследования течения газового конденсата в пористых средах при сверхкритических давлениях [64]. В качестве модельной смеси использовалась смесь природного газа и н-гексана, мольная доля метана составляла 95,57%. Получено увеличение расхода модельной смеси на 30% при давлениях, составляющих $1{,}5P_c$, по сравнению с расходом той же смеси при давлении начала конденсации (P_c). Данный эффект объясняется образованием микрочастиц конденсата (жидкости) на поверхности пористого скелета пласта, что позволяет ядру потока «проскальзывать» по полученной пленке. На рисунке 1.31 при-

ведена уточненная фазовая диаграмма газоконденсатной системы. Получено значительное снижение гидравлической диффузии и сжимаемости при снижении давления во время неустановившегося течения газового конденсата.

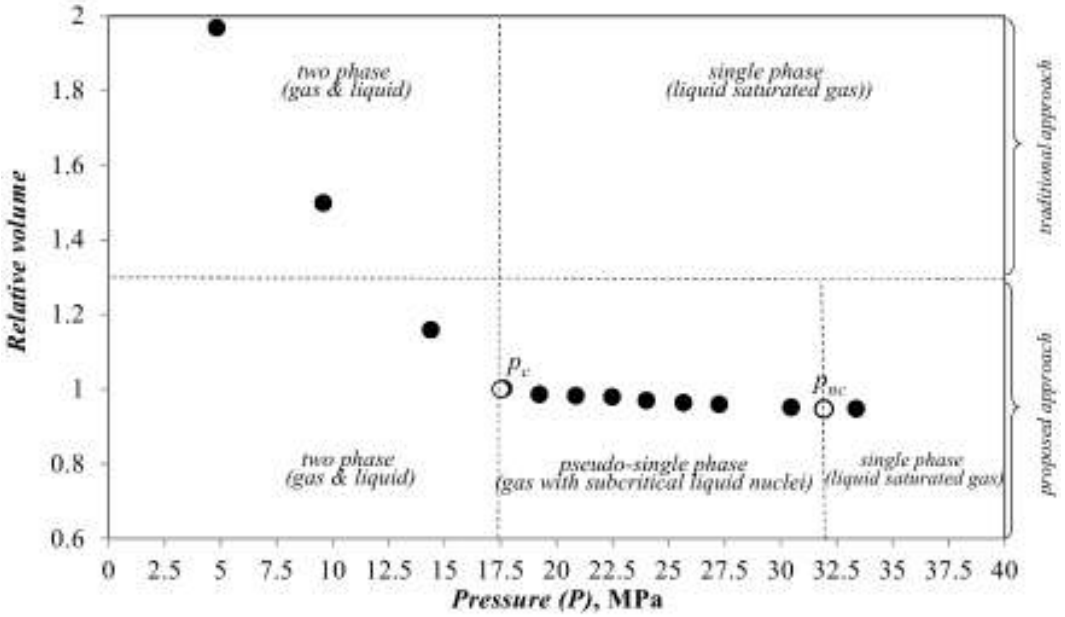


Рисунок 1.31 — Фазовая диаграмма газоконденсатной смеси [64]

Z. Wang с коллегами [65] предложили экспериментальный метод оценки накопления ретроградного конденсата в призабойной зоне скважины, учитывающий различные области фильтрации в зависимости от удаленности от скважины. Результаты экспериментальных исследований показали, что при снижении давления до давления максимальной конденсации газопроницаемость модели пласта уменьшается на 80% по сравнению с исходным значением. Было изучено влияние углекислого газа и метанола на эффективность удаления выпавшего конденсата. Результаты показали, что использование CO_2 более эффективно, чем применение метанола.

S. Nekoeian с соавторами [66] провели ряд экспериментов по определению коэффициентов массопереноса в газоконденсатных коллекторах. Были разработаны отдельные эмпирические соотношения для метана и изобутана для двух различных температур: для одной из них модельная смесь представляет легкую фракцию газоконденсата, для другой — промежуточную. Результаты исследований подтверждают положительное влияние скорости фильтрации газа на коэффициенты массообмена в газовой фазе, о которых ранее сообщалось в исследованиях, связанных с испарением жидкой углеводородной фазы, даже при низких скоростях потока газа. На рисунке 1.32 приведены графики зависимости

этих коэффициентов от скорости фильтрации при двух температурах. Также было показано, что на коэффициенты массопереноса влияют температура, эффективный коэффициент диффузии, насыщение конденсатом, средний размер зерна пласта и типы компонентов пластового флюида.

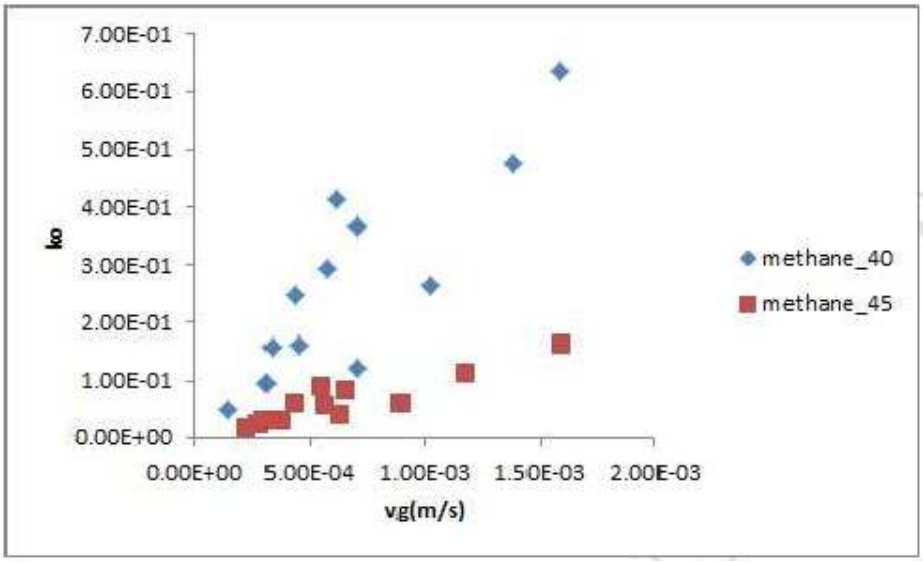
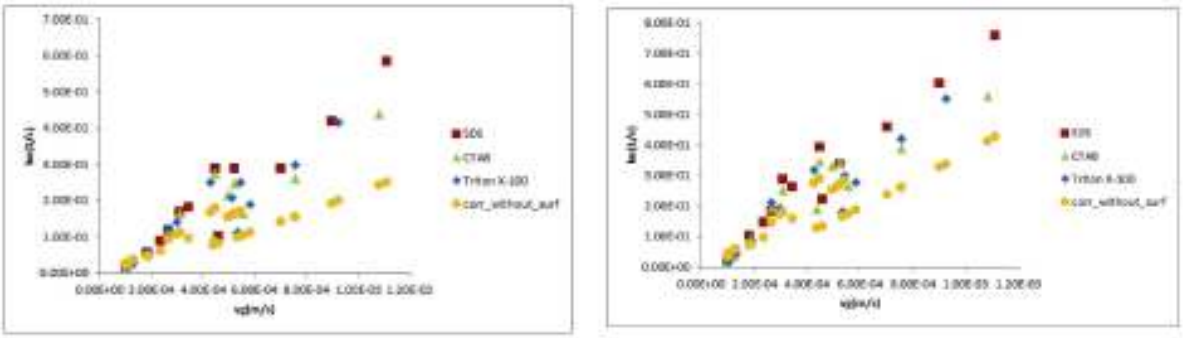


Рисунок 1.32 — Зависимость коэффициентов массопереноса метана от скорости движения газа в порах при различных температурах [66]

M. Mohamadi-Baghmolaei с коллегами [67] провели экспериментальные исследования для определения стационарного коэффициента массопереноса конденсата при осуществлении сайклинг-процесса. На основе экспериментальных данных и математических моделей в области массопереноса были разработаны новые зависимости с применением метода линейной регрессии. Авторы провели систематический параметрический анализ важности вклада в коэффициенты переноса различных параметров: числа Шмидта, числа Пекле, скорости фильтрации и размера зерна вмещающего пласта. Результаты исследований показали, что скорость нагнетания сухого газа вносит наибольший вклад в величину коэффициента массопереноса, тогда как размер зерна имеет минимальное влияние. Разработанная модель обеспечивает приемлемую точность для применения в промысловых разработках газоконденсатных месторождений и позволяет точно моделировать повторное испарение ретроградного конденсата в газовую фазу.

S. Nekoeian с соавторами [68] исследовали влияние поверхностно-активных веществ (ПАВ) на коэффициенты массопереноса в газоконденсатных флюидах.

В качестве легкого компонента использовался метан, в качестве промежуточного — изобутан. При температуре 40 °C были обнаружены ретроградные явления в модельной смеси. Как видно из рисунка 1.33, изобутан показал более высокие значения коэффициентов массопередачи по сравнению с метаном для заданной скорости фильтрации. Растворы всех типов ПАВ улучшили коэффициенты объемного массопереноса для обоих компонентов по сравнению с их значениями в случае конденсации без ПАВ. Усиливающий эффект ПАВ может быть объяснен увеличением площади поверхности фазового раздела. Однако данный эффект увеличивает скорость образования ретроградного конденсата, что является нежелательным явлением для газоконденсатных месторождений.



Метан Изобутан

Рисунок 1.33 — Зависимость коэффициентов массопереноса метана от скорости движения газа в порах при различных температурах [68]

Выводы по главе 1

При разработке газоконденсатных месторождений происходит значительное изменение продуктивности скважины. Одним из факторов, влияющих на снижение добывных возможностей скважины, является накопление ретроградного конденсата в призабойной области. Увеличение влагонасыщенности пористой среды приводит к существенному уменьшению относительной фазовой проницаемости по газу, тем самым снижается общий дебит. Ведется активный поиск способов увеличения компонентоотдачи газоконденсатных месторождений, связанный как с оптимизацией стратегии их разработки, так и с новыми методами воздействия на призабойную область скважины.

Анализ публикаций в отечественных и зарубежных изданиях показывает актуальность решения задачи моделирования фильтрационных процессов, проходящих в призабойной области газоконденсатной скважины. Двухфазное течение в этой области может характеризоваться нестационарными режимами, существенно изменяющими проектный дебит скважины. Для изучения подобных течений требуется комплексный подход, включающий как численное, так и физическое моделирование процесса фильтрации. Первое позволит определить термобарические условия и составы углеводородной смеси, при которых возможно существование того или иного режима фильтрации, второе — уточнить разработанную математическую модель на основе полученных экспериментальных данных. При физическом моделировании возможно использование модельной смеси, качественно повторяющей свойства газоконденсатной системы, но имеющей более простой состав.

Механизм возникновения неустойчивых режимов фильтрации углеводородных флюидов до конца не изучен, и необходимы дальнейшие расчетные и экспериментальные исследования для определения условий возникновения таких режимов.

Глава 2. Экспериментальный стенд и методы исследований

Экспериментальные исследования проводились на стенде «Пласт-2» (ОИВТ РАН), представляющим собой модернизированный стенд «Пласт» [69]. До начала экспериментов стенд «Пласт» прошел существенную модернизацию: смонтирована новая насосная установка, заменена управляющая и запорная арматура, спроектирован и изготовлен новый экспериментальный участок. Кроме того, разработано перемешивающее устройство для гомогенизации смеси, стенд оснащен газовым хроматографом, установлены современные датчики давления, расходомеры, контроллеры. Проведены восстановительные работы на разделительных цилиндрах высокого давления (проточка и полировка внутренних поверхностей цилиндров, замена стальных поршней на фторопластовые).

В настоящей главе представлено описание оборудования экспериментального стенда «Пласт-2», предназначенного для моделирования процессов, происходящих при фильтрации газоконденсатной смеси в пористом коллекторе, и методик подготовки стенда и проведения экспериментов.

2.1 Описание экспериментальной установки

Оборудование стенда «Пласт-2» позволяло моделировать процесс одномерной изотермической фильтрации углеводородных смесей при давлении до 28 МПа. Фотография экспериментального стенда представлена на рисунке 2.1, схема — на рисунке 2.2.

2.1.1 Экспериментальный участок и контрольно-измерительная аппаратура

Одномерная модель пласта представляла собой сварную конструкцию, состоящую из 8 тройников, изготовленных из кубов с ребром 15 мм. Тройники были соединены отрезками трубы из нержавеющей стали марки 12Х18Н10Т

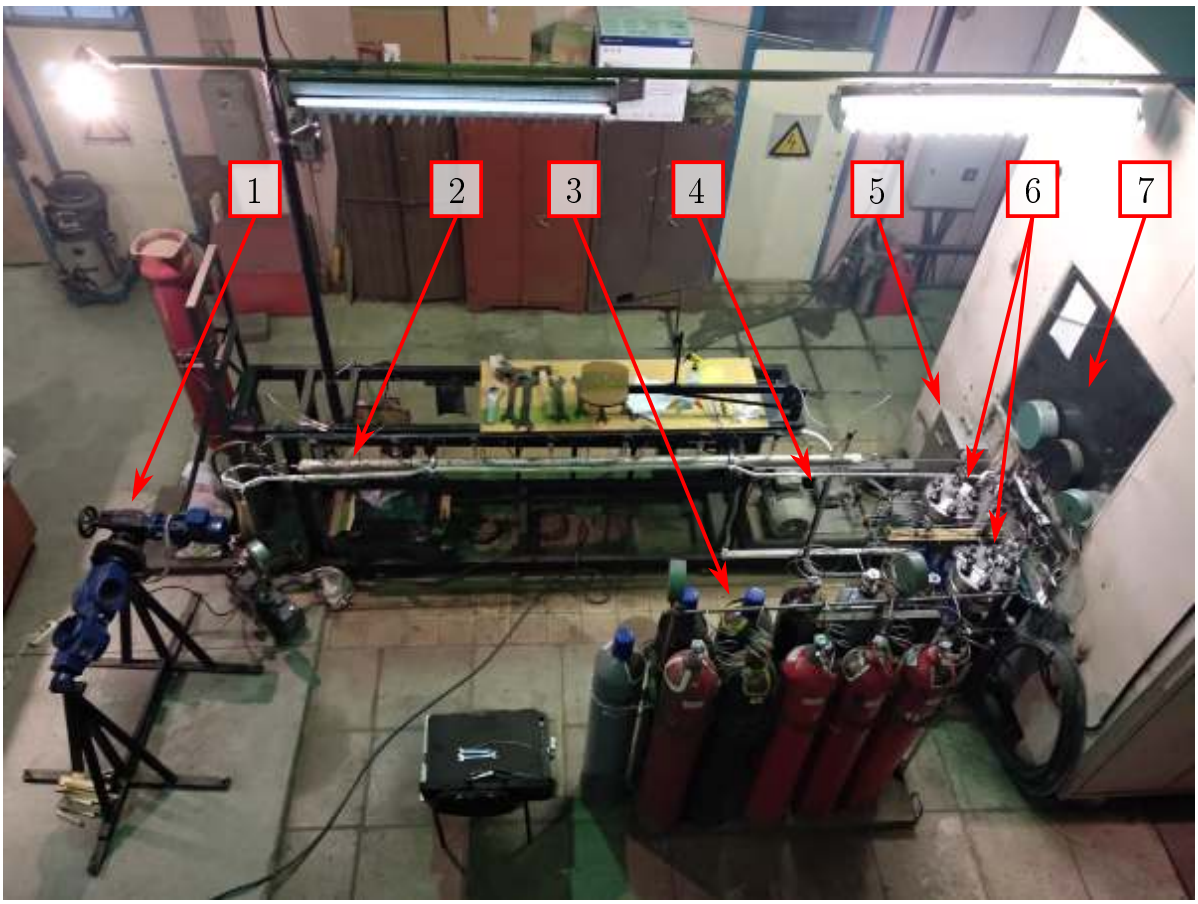


Рисунок 2.1 — Экспериментальный стенд «Пласт-2»: 1 — перемешивающее устройство; 2 — экспериментальный участок; 3 — газовая рампа; 4 — насосная установка; 5 — бак с дистиллированной водой; 6 — разделительные цилиндры; 7 — рабочее место оператора

внутренним диаметром 6 мм, толщиной стенки 1 мм, длиной 385 мм. На каждый тройник был установлен мембранный датчик давления T1030 компании «LEFOO Industrial Co. Ltd» (обозначены на рисунке 2.2 как P_1–P_8). Конфигурация тройника в разрезе приведена на рисунке 2.3. Оба концевых участка одномерной модели были выполнены длиной 100 мм. Общая длина экспериментального участка, схема которого приведена на рисунке 2.4, составляла 3000 мм.

Экспериментальный участок заполнялся кварцевым песком фракционного состава менее 50 мкм. На торцах экспериментального участка были установлены штуцеры, в которые были вварены сетки для предотвращения уноса засыпки за пределы экспериментального участка и повреждения контрольно-измерительного оборудования. Такая же сетка была вварена в патрубки, ведущие к датчикам давления, для предотвращения попадания в них засыпки. Датчики давления P_1–P_8 были подключены к аналого-цифровому пре-

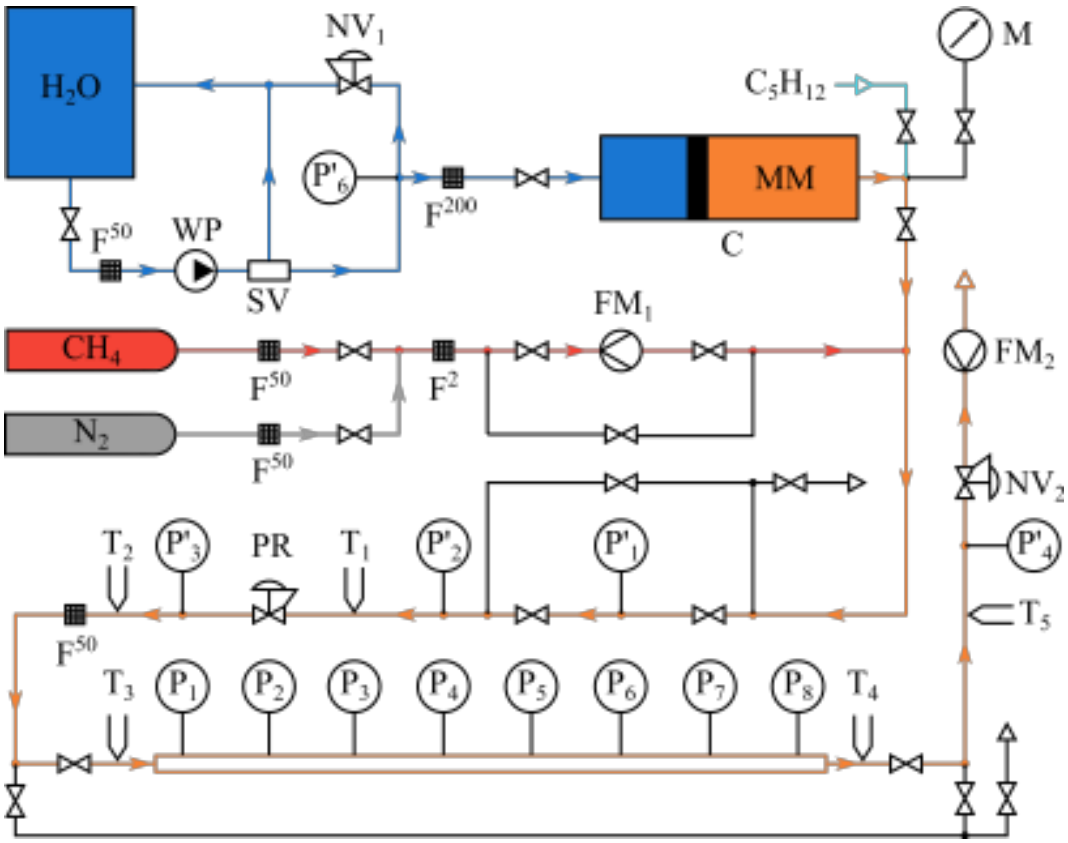


Рисунок 2.2 — Схема экспериментального стенда «Пласт-2»: H_2O — бак с дистиллированной водой; CH_4 — баллон с метаном; N_2 — баллон с азотом; C_5H_{12} — линия подачи н-пентана; WP — насос; SV — предохранительный клапан; NV_1, NV_2 — игольчатые вентили; F^2, F^{50}, F^{200} — фильтры 2 мкм, 50 мкм, 200 мкм; P_1–P_8, P'_1– P'_5 — датчики давления; T_1–T_4 — термопары; PR — редуктор давления; FM_1, FM_2 — расходомеры

образователю LTR-EU-2 компании «L-Card» для возможности визуализации и записи данных.

Фотография экспериментального участка, установленного в защитный кожух, предназначенный для снижения влияния температуры окружающей среды на процесс фильтрации, представлена на рисунке 2.5.

Давление в газовой магистрали вне экспериментального участка контролировалось с помощью промышленных датчиков давления PTI-S-AG400-15AP компании «Swagelok» (на рисунке 2.2 обозначены как P'_2–P'_4). Датчики давления были подключены к аналого-цифровому преобразователю TM5103 компании «Элемер».

Приборная погрешность датчиков давления составляла 0,5 % от полной шкалы измерения, что соответствовало абсолютной погрешности 0,2 МПа.

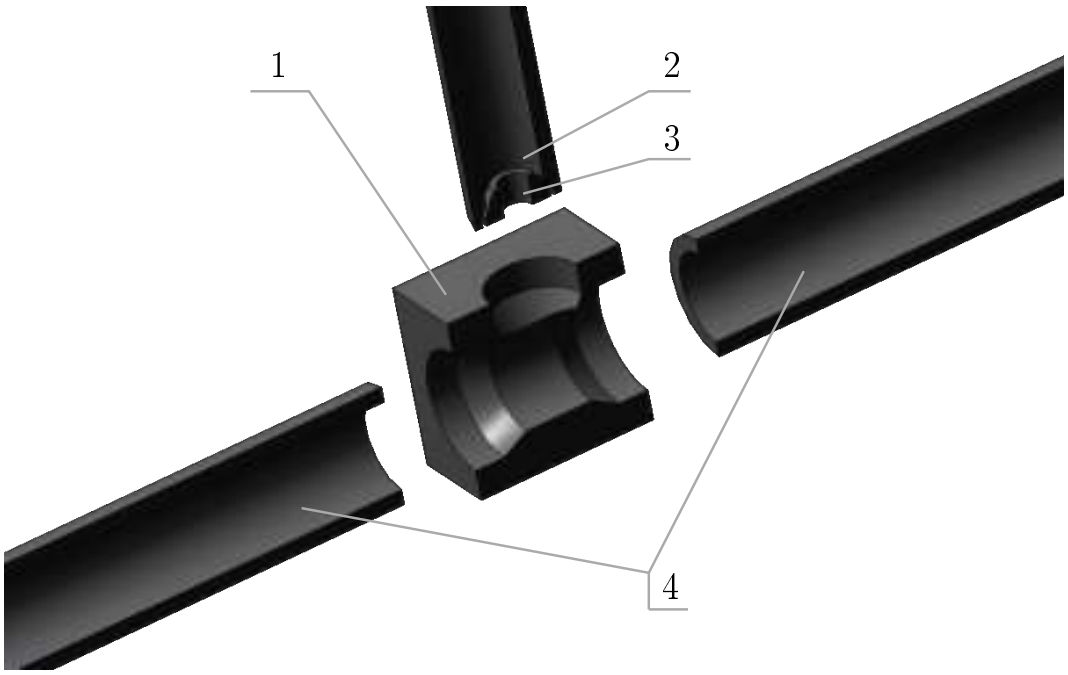


Рисунок 2.3 — Конфигурация узлового элемента экспериментального участка в разрезе: 1 — тройник; 2 — патрубок, ведущий к датчику давления, 3 — кольцо, на которое крепится сетка; 4 — цилиндрические секции экспериментального участка

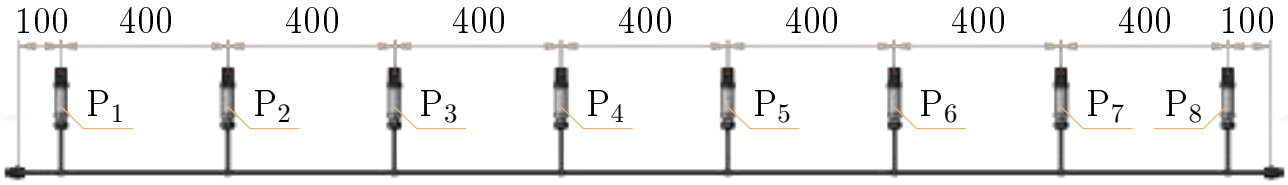


Рисунок 2.4 — Схема установки датчиков давления на экспериментальном участке

Экспериментальные исследования проводились при температуре окружающей среды. Температура газового потока контролировалась с помощью термопар ТП-0198 компании «Элемер» (обозначены на рисунке 2.2 как T_1–T_4), подключенных к аналого-цифровому преобразователю TM5103. Во время подготовки к эксперименту и его проведения в помещении, в котором располагался экспериментальный стенд «Пласт-2», не допускалось осуществления погрузочно-разгрузочных работ и запуска тепловых машин. Таким образом изменение температуры воздуха в стендовом корпусе в течение всего эксперимента составляло не более 1 °C, что позволяло считать процесс фильтрации изотермическим.

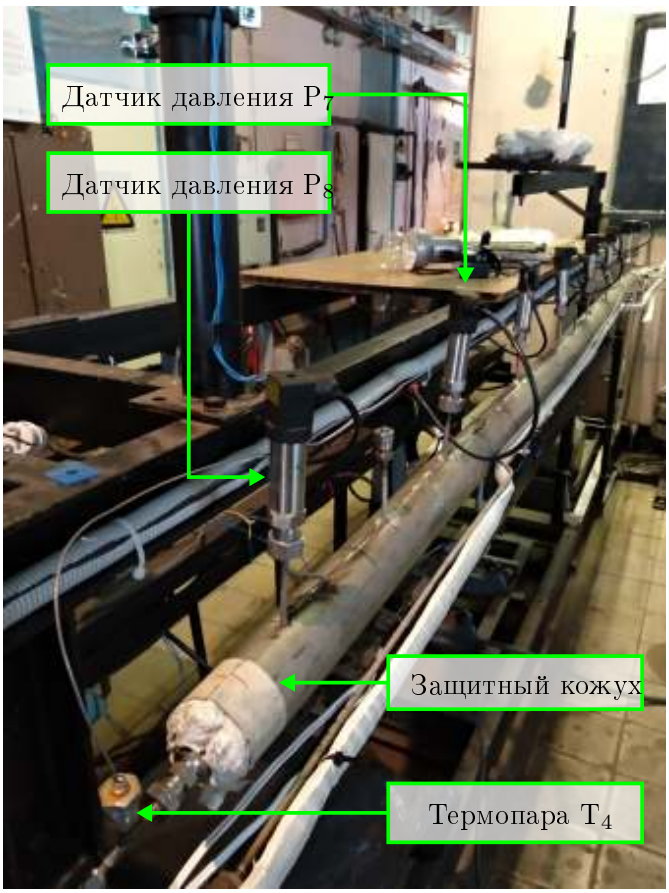


Рисунок 2.5 — Экспериментальный участок

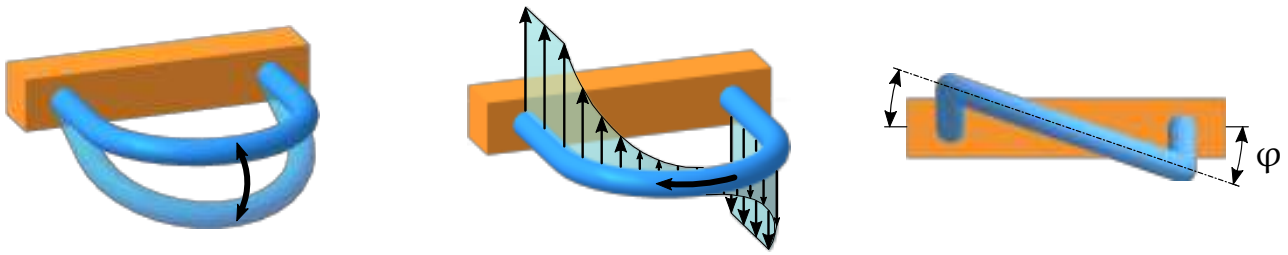
На входе в экспериментальный участок был установлен редуктор давления KPP1RWA422P20000 компании «Swagelok», на выходе из экспериментального участка — игольчатый вентиль NV2H-6M компании «Hy-Lok» (обозначены на рисунке 2.2 как PR и NV_2 соответственно) для поддержания постоянного перепада давления на экспериментальном участке в течение всего эксперимента. Давление на выходе из экспериментального участка могло меняться в диапазоне 5–20 МПа, но даже нижняя граница этого диапазона существенно превышала атмосферное давление, поэтому на игольчатом вентиле NV_2 происходил процесс дросселирования модельной смеси, что сопровождалось значительным снижением температуры как самого флюида, так и запорной арматуры. При этом трубопровод и игольчатый вентиль покрывались инеем, а более тяжелые компоненты модельной смеси могли конденсироваться в самом игольчатом вентиле, тем самым вызывая его неадекватную работу. Для предотвращения этих нежелательных явлений игольчатый вентиль и небольшой участок трубопровода выше по потоку обогревались с помощью ленточного нагревателя ЭНГЛ-1-0,52/220-5,22 компании «Номакон» (обозначен на рисунке 2.2 как H).

Расход модельной смеси на выходе из экспериментального участка регистрировался с помощью расходомера mini CORI-Flow M14-RAD-33-0-H кориолисова типа компании «BRONKHORST» (обозначен на рисунке 2.2 как FM_2). Данный расходомер позволяет получать значения мгновенного массового расхода модельной смеси вне зависимости от ее фазового состава. В других методах измерения расхода регистрируются скорость, объем или перепад давления на сужающем устройстве, поэтому для получения значения массового расхода требуется знать плотность флюида. Также существуют тепловые массовые расходомеры, однако их показания зависят от удельной темплоемкости вещества. Предполагалось, что в процессе фильтрации на выходе из модели пласта будет находиться двухфазная смесь переменного состава, поэтому для проведения экспериментальных исследований был выбран расходомер кориолисова типа.

Принцип действия кориолисова расходомера основан на изменении фаз колеблющихся U-образных трубок, по которым движется флюид, вызванном силой Кориолиса. При отсутствии потока через трубку ее форма не изменяется (рисунок 2.6 а), но проходящая через нее среда вызывает изгиб трубки. Эпюры сил Кориолиса, возникающих при движении трубки вверх, представлены на рисунке 2.6 б: так, газ или жидкость, втекающие в трубку, создают сопротивление движению вверх, давя на трубку вниз. При приближении к вертикальной плоскости симметрии трубки сила Кориолиса снижается до нуля, затем снова возрастает до первоначального значения на выходе из трубки, но изменяет направление на противоположное, тем самым подталкивая трубку вверх. Таким образом, угол закручивания трубки датчика φ прямо пропорционален массе проходящего через нее флюида (рисунок 2.6 в). Электромагнитные катушки-детекторы, расположенные с каждой стороны трубки, измеряют сдвиг фаз двух сигналов. Эта разница во времени прямо пропорциональна массовому расходу. При этом косвенно можно определить плотность вещества: так как заранее известны объем трубки и ее масса, то по изменению частоты вибрации чувствительной трубки можно определить плотность флюида.

Приборная погрешность кориолисовых расходомеров составляла 0,5 %, стабильность нуля — 0,2 %.

Для анализа состава модельной смеси использовался хроматограф 490 Micro GC компании Agilent. Хроматограф был оснащен двумя каналами, в состав каждого из которых входили регулятор расхода газа, инжектор, ана-



а б в

Рисунок 2.6 — Схема работы кориолисова расходомера. а — колебания трубки без расхода, б — силы, действующие на трубку при движении вверх, в — закручивание трубки

литическая колонка и детектор по теплопроводности (ДТП). Схема газовых потоков, проходящих через канал, приведена на рисунке 2.7.

В качестве газа-носителя использовался гелий высокой чистоты марки 6.0, поступавший из газового баллона объемом 40 л через редуктор давления. С помощью редуктора давление снижалось до 495–605 кПа, так как клапан впрыска в инжекторе имел пневматическое управление и открывался только в этом диапазоне давлений. После редуктора была установлена система фильтров, удаляющих влагу и твердые частицы из потока газа-носителя.

Регулятор расхода газа позволял обеспечивать постоянный или меняющийся по заданному закону поток газа-носителя через инжектор, колонку и ДТП. Диапазон регулирования расхода составлял от 0,2 до 40 мл/мин.

В инжектор была установлена дозирующая петля фиксированного объема 10 мкл, заполняемая газообразной пробой. Давление пробы не превышало 100 кПа, а температура — 383 К. После запуска процедуры хроматографического анализа вакуумный насос всасывал из петли пробу и направлял ее в колонку в потоке газа-носителя. Минимальное время впрыска составляло 40 мс, что соответствовало среднему объему анализируемого газа 2 мкл.

В данной работе был использован один канал с установленной в него колонкой CPSil 5 CB, позволявшей определять наличие насыщенных углеводородов, начиная с пропана C_3H_8. При этом азот, метан, двуокись углерода и этан на этой колонке не разделялись и выходили общим пиком.

Блок ДТП содержал два чувствительных элемента — нити накаливания, одна из которых обдувалась газовым потоком из колонки, а другая — только газом-носителем. Нить, омываемая чистым газом-носителем, теряла постоянное количество теплоты, поэтому ее температура оставалась постоянной. Изменение

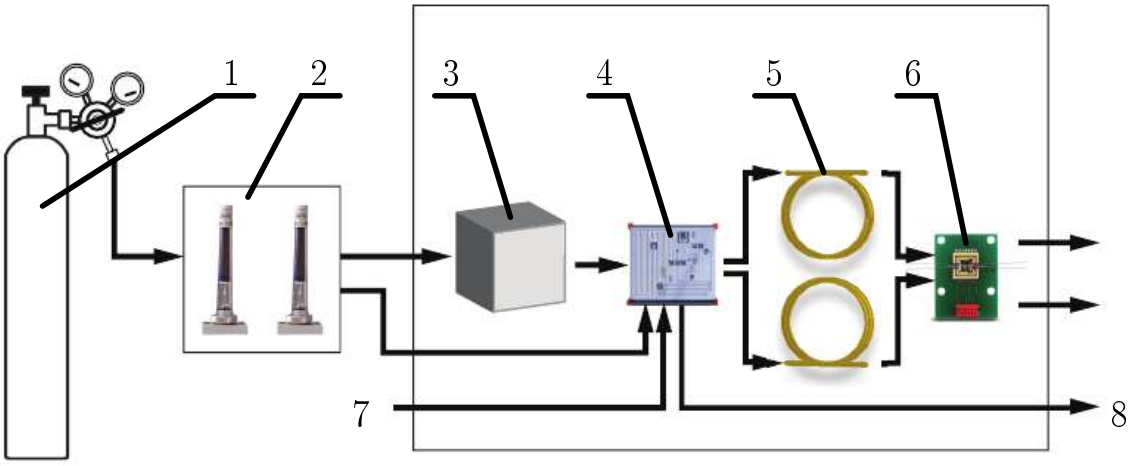


Рисунок 2.7 — Схема работы хроматографа: 1 — баллон с газом-носителем; 2 — система фильтров; 3 — регулятор расхода газа; 4 — инжектор; 5 — аналитическая колонка; 6 — ДТП; 7 — линия подачи пробы; 8 — линия удаления пробы

состава газового потока приводило к изменению его теплопроводности и, как следствие — температуры нити. При изменении температуры нити изменялось ее сопротивление, тем самым вызывая сигнал в виде разности потенциалов в измерительной схеме ДТП. Величина напряжения была пропорциональна концентрации анализируемого вещества в газе-носителе.

Во время сбора данных все сигналы от датчиков, установленных в хроматографе, преобразвывались из аналоговых в цифровые. Цифровой сигнал передавался в систему ChemStation, выводился на экран рабочего персонального компьютера в режиме реального времени, а также сохранялся в файле данных.

2.1.2 Насосная установка

Насосная установка состояла из плунжерного насоса NP16/13-280 компании «Speck-Triplex-Pumpen GmbH & Co KG» (обозначен на рисунке 2.2 как WP), способного создавать давление до 28 МПа и подачу до 25 л/мин, соединенного с электродвигателем Siemens мощностью 7,5 кВт посредством ременной передачи, и бака с дистиллированной водой.

После насоса в линию был встроен разгрузочный клапан Speck-Triplex UL 180/200 H (обозначен на рисунке 2.2 как SV), который также был соединен с водяным баком. Клапан защищал систему от перегрузок давления и позволял работать насосу в холостом режиме в случае возникновения засоров в гидравлической системе. В нагнетательной линии имелось ответвление с установленным в нем игольчатым вентилем сразу после разгрузочного клапана, которое позволяло изменять подачу воды в цилиндры, отводя часть поступающей из насоса воды обратно в бак. Также существовала возможность регулировки расхода воды с помощью изменения частоты вращения шкива насоса, что достигалось посредством частотного регулятора вращения вала электродвигателя VLT Micro Drive FC 51 компании «Danfoss».

2.1.3 Разделительный цилиндр

Модель разделительного цилиндра в разрезе представлена на рисунке 2.8. Корпус разделительного цилиндра 3 был выполнен из толстостенной трубы, изготовленной из нержавеющей стали марки 12Х18Н10Т. Внутренний диаметр цилиндра составлял 108 мм, толщина стенки — 22 мм, длина — 615 мм. В цилиндр был установлен подвижный поршень 4, выполненный из фторопласта марки Ф-4. Поршень разделял внутренний объем цилиндра на две полости — в одной из них, газовой (6), находилась модельная смесь, в другую, водяную (7), осуществлялась подача дистиллированной воды из водяного бака с помощью плунжерного насоса для обеспечения нужного давления смеси.

Рабочий объем цилиндра (объем газовой полости при самом крайнем положении поршня) составлял 4,92 л. Гомогенизация смеси происходила непосредственно в газовой полости цилиндра. На внешней поверхности корпуса цилиндра от каждого его торца была нарезана резьба M140×4 на длине 100 мм. С ее помощью на цилиндре крепились резьбовые фланцы 2, на которых был выточен внутренний конус. На фланец устанавливалась линза 5, внешние поверхности которой представляли собой часть сферы радиуса 68 мм. На линзу устанавливался глухой фланец 1, в котором также был выточен внутренний конус. Резьбовой и глухой фланцы стягивались с помощью 6 шпилек, таким образом торцы цилиндра герметизировались с помощью четырех разборных со-

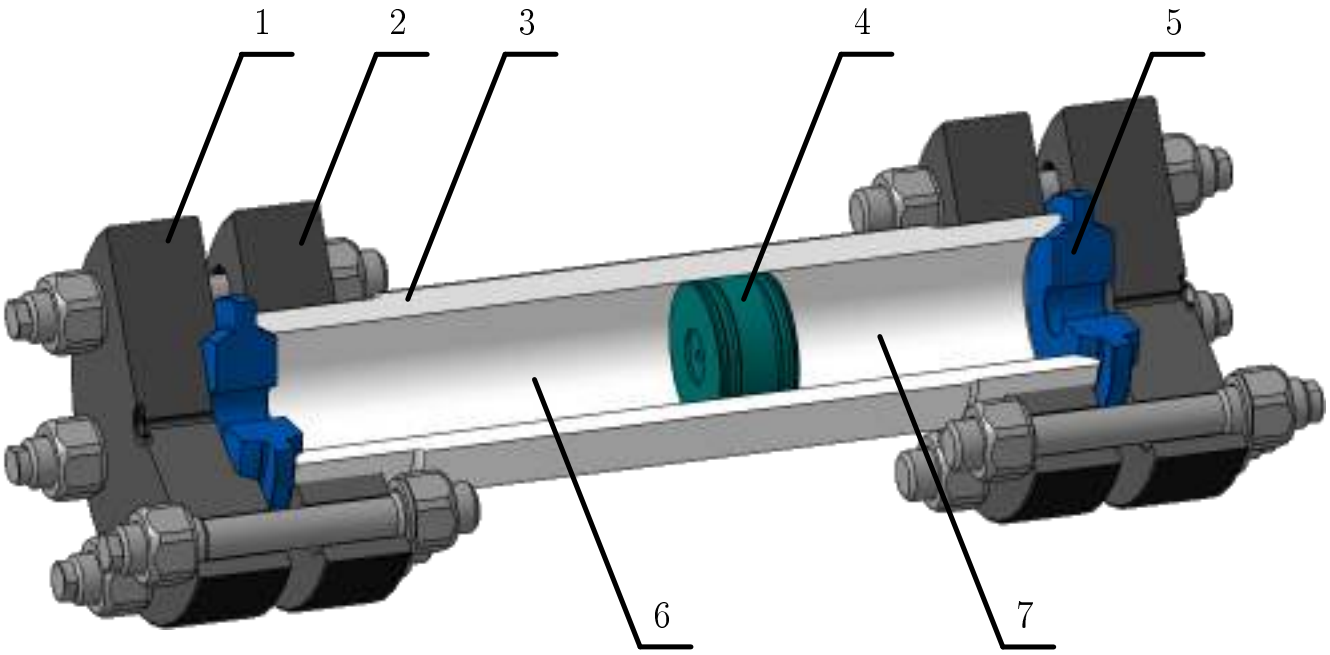


Рисунок 2.8 — Модель разделительного цилиндра: 1 — глухой фланец; 2 — резьбовой фланец; 3 — корпус; 4 — поршень; 5 — линза; 6 — газовая полость; 7 — водяная полость

единений типа «шар–конус». Данная конструкция позволяла легко разобрать цилиндр для обслуживания и контроля, при этом обеспечивала прочность и герметичность. Фотография разделительных цилиндров представлена на рисунке 2.9.

Давление в газовой полости разделительного цилиндра контролировалось с помощью датчика давления P-532CI-M40A-RAD-33-K компании «BRONKHORST», давление в водяной полости разделительного цилиндра контролировалось с помощью промышленного датчика давления PTI-S-AG400-15AP компании «Swagelok» (на рисунке 2.2 обозначены как P'_1 и P'_5 соответственно).

2.1.4 Газовая рампа

На газовой рампе были закреплены баллоны с метаном и азотом. Метан использовался в качестве одного из компонентов модельной смеси, азот — для продувки стенда и удаления остатков модельной смеси из пористой среды экспериментального участка после проведения экспериментов. Также с помощью

Рисунок 2.9 — Разделительные цилиндры

этих газов выполнялось измерение коэффициента проницаемости экспериментального участка.

С помощью расходомера M12-AAD-33-0-S компании «BRONKHORST» (на рисунке 2.2 обозначен как FM_1) осуществлялся контроль массы метана, использованного для приготовления модельной смеси. Фильтры грубой и тонкой очистки (обозначены на рисунке 2.2 как F^{50} и F^2 соответственно) предназначены для задерживания идущих с газом возможных механических включений и установлены для предотвращения выхода из строя контрольно-измерительной аппаратуры ниже по потоку.

2.2 Методика проведения экспериментов

2.2.1 Подготовка модели пласта

В качестве материла для насыпной модели пласта были опробованы различные варианты — как по фракционному составу, так и по химическому. В итоге был выбран кварцевый песок с величиной фракции менее 50 мкм. Песок промывался слабым раствором соляной кислоты, затем выполаскивался дистиллированной водой до тех пор, пока значение его водородного показателя не достигало 7. После этого песок просушивался в сушильном шкафу при температуре 378 K до полного высыхания, затем разделялся на фракции с помощью ситового анализатора AS 200 Control компании «Retsch». В комплекте с ситовым анализатором поставлялся поддон и комплект сит диаметром 200 мм с величиной ячейки 50 мкм, 71 мкм, 100 мкм и 120 мкм. Поддон устанавливался на виброплиту ситового анализатора, на нем закреплялись последовательно сита с величиной ячейки 50 мкм и 71 мкм, в верхнее сито засыпалось 100 г кварцевого песка, после чего ситовый анализатор включался. Как показала практика, рекомендованные в инструкции по эксплуатации параметры просеивания не обеспечивали конечного разделения просеиваемого материала на фракции, поэтому оптимальные параметры были подобраны экспериментально. В итоге выработалась следующая методика посева: кварцевый песок загружался на сито 71 мкм, после чего посев проходил с амплитудой 3 мм в импульсном режиме с интервалом в 10 с в течение 20 мин.

Затем остаток песка на каждом сите ссыпался в соответствующие контейнеры, после чего процесс повторялся до тех пор, пока не набиралось нужное количество кварцевого песка для заполнения экспериментального участка.

На экспериментальном участке датчики давления заменялись на латунные пробки, затем он устанавливался вертикально на ситовый анализатор и порционно заполнялся просушенным кварцевым песком. После запуска ситового анализатора происходил процесс уплотнения пористой засыпки, поэтому по мере необходимости производилась досыпка песка до полного заполнения экспериментального участка. После окончания процесса уплотнения в экспериментальный участок устанавливался штуцер с вваренной в него сеткой.

2.2.2 Измерение коэффициента проницаемости засыпки экспериментального участка

Действующие государственные отраслевые стандарты определения коэффициента проницаемости распространяются на керновые образцы горных пород, поэтому для определения коэффициента проницаемости насыпной модели была разработана оригинальная методика, в качестве основы которой были взяты ГОСТ 26450.2-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации» [70] и ГОСТ 25283-93 «Материалы спеченные проницаемые. Определение проницаемости жидкостей» [71].

Значение коэффициента проницаемости определялось расчетным путем на основании данных по расходу рабочего тела и по термобарическим условиям, при которых происходила фильтрация газа. Схема эксперимента приведена на рисунке 2.10.

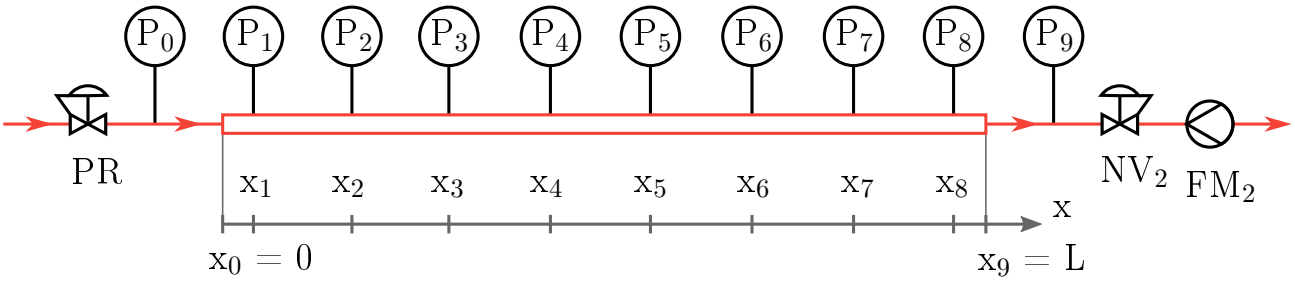


Рисунок 2.10 — Схема предварительного эксперимента для определения коэффициента проницаемости: PR — редуктор давления; P_0–P_9 — датчики давления; NV_2 — игольчатый вентиль; FM_2 — расходомер

В качестве рабочего тела использовались метан и азот. С помощью редуктора давления на входе в экспериментальный участок и игольчатого вентиля на выходе из него устанавливался постоянный перепад давления в пористой модели пласта. Каждый режим выдерживался не менее 300 с для того, чтобы переходные процессы, связанные с изменением давления, закончились.

Для вывода формулы расчета коэффициента проницаемости использовалась система из четырех уравнений — уравнения расхода, уравнения движения

в форме закона Дарси, уравнения состояния и уравнения неразрывности:

$$\begin{cases} \vec{G} = \rho \vec{u} S\,, \\ \vec{u} = -\dfrac{K}{\eta} \nabla p\,, \\ p = z \dfrac{\rho}{\mu} RT\,, \\ \dfrac{\partial \rho}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho \vec{u}) = 0\,, \end{cases} \tag{2.1}$$

где G — расход газа; ρ — плотность газа; u — скорость фильтрации; K — коэффициент проницаемости; η — динамическая вязкость газа; p — давление; z — коэффициент сжимаемости; μ — молярная масса газа; R — универсальная газовая постоянная; T — температура; t — время.

Температура газового потока на входе в экспериментальный участок и на выходе из него оставалась постоянной на протяжении эксперимента, поэтому процесс фильтрации являлся изотермическим, а коэффициент сжимаемости, плотность и вязкость газа зависели только от давления. Поскольку длина экспериментального участка много больше его диаметра, то задача фильтрации свелась к одномерному случаю, при этом рассматривались только стационарные режимы фильтрации, поэтому частная производная плотности по времени в уравнении неразрывности равнялась нулю. С учетом упомянутых допущений система уравнений (2.1) приняла следующий вид:

$$\begin{cases} G = \rho u S\,, \\ u = -\dfrac{K}{\eta} \dfrac{d\,p}{d\,x}\,, \\ \rho(p) = \dfrac{\mu}{RT} \dfrac{p}{z}\,, \\ u \dfrac{d\,\rho}{d\,x} + \rho \dfrac{d\,u}{d\,x} = 0\,. \end{cases} \tag{2.2}$$

Производные плотности и скорости по координате определялись как производные сложных функций:

$$\begin{cases} \dfrac{d\rho}{dx} = \dfrac{\mu}{RT}\dfrac{z\dfrac{dp}{dx} - p\dfrac{dz}{dp}\dfrac{dp}{dx}}{z^2}, \\ \dfrac{du}{dx} = -K\dfrac{d}{dx}\left(\dfrac{1}{\eta}\dfrac{dp}{dx}\right) = -K\left(\dfrac{-\dfrac{d\eta}{dp}\dfrac{dp}{dx}}{\eta^2}\dfrac{dp}{dx} + \dfrac{1}{\eta}\dfrac{d^2p}{dx^2}\right). \end{cases} \tag{2.3}$$

Уравнение неразрывности после подстановки всех величин приняло следующий вид:

$$-\frac{K}{\eta}\frac{dp}{dx}\frac{\mu}{RT}\frac{z\dfrac{dp}{dx} - p\dfrac{dz}{dp}\dfrac{dp}{dx}}{z^2} - \frac{\mu p}{zRT}K\left(\frac{1}{\eta}\frac{d^2p}{dx^2} - \frac{\dfrac{d\eta}{dp}\dfrac{dp}{dx}}{\eta^2}\frac{dp}{dx}\right) = 0\,. \tag{2.4}$$

После умножения левой и правой части полученного уравнения на ненулевое выражение $\left(-\dfrac{\eta RTz}{K\mu}\right)$ все слагаемые приводились к правильным рациональным дробям:

$$\left(\frac{dp}{dx}\right)^2 - \frac{p}{z}\frac{dz}{dp}\left(\frac{dp}{dx}\right)^2 + p\frac{d^2p}{dx^2} - \frac{p}{\eta}\frac{d\eta}{dp}\left(\frac{dp}{dx}\right)^2 = 0\,. \tag{2.5}$$

Была проведена замена переменных $\dfrac{dp}{dx} = f \Rightarrow \dfrac{d^2p}{dx^2} = \dfrac{df}{dx} = \dfrac{df}{dp}\dfrac{dp}{dx} = f\dfrac{df}{dp}$, что позволило переписать уравнение (2.5) в виде:

$$pf\frac{df}{dp} + f^2 - \frac{p}{z}\frac{dz}{dp}f^2 - \frac{p}{\eta}\frac{d\eta}{dp}f^2 = 0\,. \tag{2.6}$$

Градиент давления при стационарном режиме фильтрации не принимает нулевого значения, поэтому левую и правую части полученного уравнения допустимо разделить на f и сгруппировать члены следующим образом:

$$\frac{df}{f} = \frac{dp}{p}\left(\frac{p}{z}\frac{dz}{dp} + \frac{p}{\eta}\frac{d\eta}{dp} - 1\right) = \frac{d\eta}{\eta} + \frac{dz}{z} - \frac{dp}{p}\,. \tag{2.7}$$

Решение полученного дифференциального уравнения можно записать в виде:

$$ln(f) = ln(C) + ln(\eta) + ln(z) - ln(p) \Leftrightarrow ln(f) = ln\left(\frac{C\eta z}{p}\right), \qquad (2.8)$$

где C — константа интегрирования.

Из равенства двух вещественных логарифмов следует равенство логарифмируемых выражений, поэтому легко получить функциональную зависимость, связывающую координату и давление:

$$f = \frac{C\eta z}{p} \Leftrightarrow \frac{dp}{dx} = \frac{C\eta z}{p} \Leftrightarrow \frac{pdp}{\eta z} = Cdx \Leftrightarrow C(x - x_0) = \int\limits_{p_0}^{p} \frac{p}{\eta z} dp\,. \qquad (2.9)$$

Константа интегрирования C определялась с использованием граничных условий:

$$C = \frac{1}{L}\int\limits_{p_0}^{p_9} \frac{p}{\eta z} dp\,, \qquad (2.10)$$

где L — длина экспериментального участка.

При стационарном режиме фильтрации давление монотонно уменьшается с увеличением координаты, поэтому можно задаться рядом значений давления в диапазоне $[p_9;\ p_0]$ и вычислить по полученному выше уравнению значения координат, на которых эти давления наблюдаются.

На рисунке 2.11 а приведен график зависимости функции $F(p) = \dfrac{p}{\eta z}$ для метана при температуре 295 K. Определенный интеграл в формуле расчета константы C численно равняется площади криволинейной трапеции, выделенной на этом рисунке цветом.

Относительная погрешность определения константы C может быть рассчитана по формуле:

$$\varepsilon_C = \varepsilon_L + \varepsilon_{int}\,, \qquad (2.11)$$

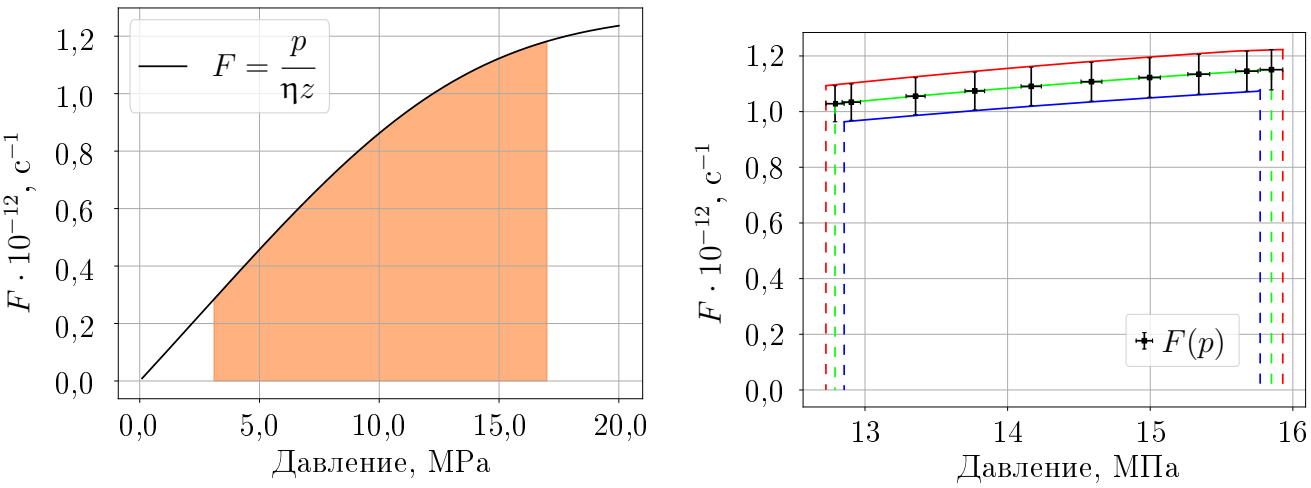
где ε_L — относительная погрешность определения длины экспериментального участка, ε_{int} — относительная погрешность определения интеграла $\int\limits_{p_0}^{p_9} F(p)dp$, методика вычисления которой приведена на рисунке 2.11 б. Черными квадратами даны значения $F(p)$, полученные в результате эксперимента по фильтрации метана при температуре 295 K, а также приведены пределы погрешности как

этой величины, так и давления. Красной линией обозначены максимально возможные значения величины $F(p)$, синей — ее минимально возможные значения. Таким образом, истинное значение интеграла $\int\limits_{p_0}^{p_9} F(p)dp$ должно лежать в диапазоне $[S_{min};\ S_{max}]$, где S_{min} и S_{max} — площади, ограниченные осью абсцисс и синей и красной линиями соответственно. Тогда значение ε_{int} можно определить по формуле:

$$\varepsilon_{int} = \frac{S_{max} - S_{min}}{2S}, \tag{2.12}$$

где S — площадь, ограниченная осью абсцисс и зеленой линией, являющейся аппроксимацией экспериментальных значений величины $F(p)$. В качестве такой аппроксимации хорошо подходит полином третьей степени.

Коэффициенты сжимаемости рассчитывались по четырехкоэффициентному уравнению состояния с относительной погрешностью не более 0,8% [72]. Значения динамической вязкости были взяты из базы данных NIST Chemistry WebBook, их относительная погрешность для метана составляет 5%, для азота — 2% [73].



а б

Рисунок 2.11 — График зависимости функции F(p): а — графический смысл интеграла $\int\limits_{p_0}^{p_9} F(p)dp$; б — методика вычисления ε_{int}

Скорость фильтрации определялась из уравнения расхода:

$$u = \frac{G}{\rho S} = \frac{GzRT}{\mu pS}. \tag{2.13}$$

Таблица 1 — Распределение давления по длине экспериментального участка (P_0–P_9) и расход газа при различных режимах фильтрации метана при температуре 295 К

Номер режима	Давление, МПа										Расход, мг/с
	P_0	P_1	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7	P_8	P_9	
1	16,1	16	15,9	15,8	15,7	15,5	15,4	15,2	15,1	15,1	7,8
2	15,9	15,7	15,3	15	14,6	14,2	13,8	13,4	12,9	12,8	20,1
3	15,7	15,4	14,9	14,3	13,6	12,9	12,3	11,5	10,7	10,5	31,3
4	15,6	15,2	14,3	13,5	12,5	11,4	10,3	9,1	7,5	7,1	44,5
5	15,6	15,1	14	13	11,6	10,2	8,7	6,9	4,3	3,4	54,2
6	15,5	15	13,9	12,7	11,3	9,8	8,1	6,1	2,6	0,1	57,8
7	13,6	13,2	12,2	11,2	10	8,7	7,2	5,4	2,3	0,1	46,6
8	10,3	10	9,3	8,6	7,6	6,6	5,5	4,2	1,8	0,1	28,4
9	7,6	7,4	6,9	6,4	5,7	5	4,1	3,1	1,3	0,1	15,9
10	4,8	4,6	4,3	4	3,6	3,1	2,6	2	0,8	0,1	6,5

При подстановке формулы расчета скорости фильтрации в уравнение движения из последнего можно выразить коэффициент проницаемости:

$$K = -\frac{GzRT}{\mu pS}\frac{p}{zC} = -\frac{GRT}{C\mu S}. \tag{2.14}$$

Было получено по 10 стационарных режимов при фильтрации метана при температуре 295 К и азота при температуре 293 К, распределения давлений по длине экспериментального участка и расходы газов приведены в таблицах 1 и 2 соответственно. Графики изменения указанных величин во времени для метана представлены на рисунках 2.12 и 2.13, для азота — на рисунках 2.14 и 2.15. Давления P_0 – P_9 соответствуют показаниям одноименных датчиков давления, изображенных на рисунке 2.10, давление газа в разделительном цилиндре обозначено как P_c.

Таблица 2 — Распределение давления по длине экспериментального участка (P_0–P_9) и расход газа при различных режимах фильтрации азота при температуре 293 К

Номер режима	Давление, МПа										Расход, мг/с
	P_0	P_1	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7	P_8	P_9	
1	15,5	15,4	15,2	15	14,8	14,5	14,3	14,1	13,8	13,8	12,2
2	15,1	14,8	14,3	13,7	13	12,3	11,6	10,8	10	9,7	32,6
3	15	14,6	13,8	12,9	11,8	10,6	9,3	7,9	5,9	5,4	48,4
4	15,2	14,7	13,7	12,7	11,4	10	8,5	6,6	3,8	2,8	54,7
5	15,3	14,8	13,8	12,7	11,3	9,8	8,2	6,2	2,6	0,4	57,6
6	12,8	12,4	11,6	10,7	9,5	8,3	6,9	5,2	2,2	0,3	42,5
7	11,1	10,8	10,1	9,3	8,3	7,2	6	4,5	1,9	0,3	33,3
8	9,7	9,4	8,8	8,1	7,3	6,3	5,3	4	1,7	0,2	25,5
9	7,8	7,6	7,1	6,5	5,7	5,1	4,3	3,2	1,4	0,2	17,2
10	4	3,9	3,6	3,4	3	2,6	2,2	1,7	0,7	0,1	5,2

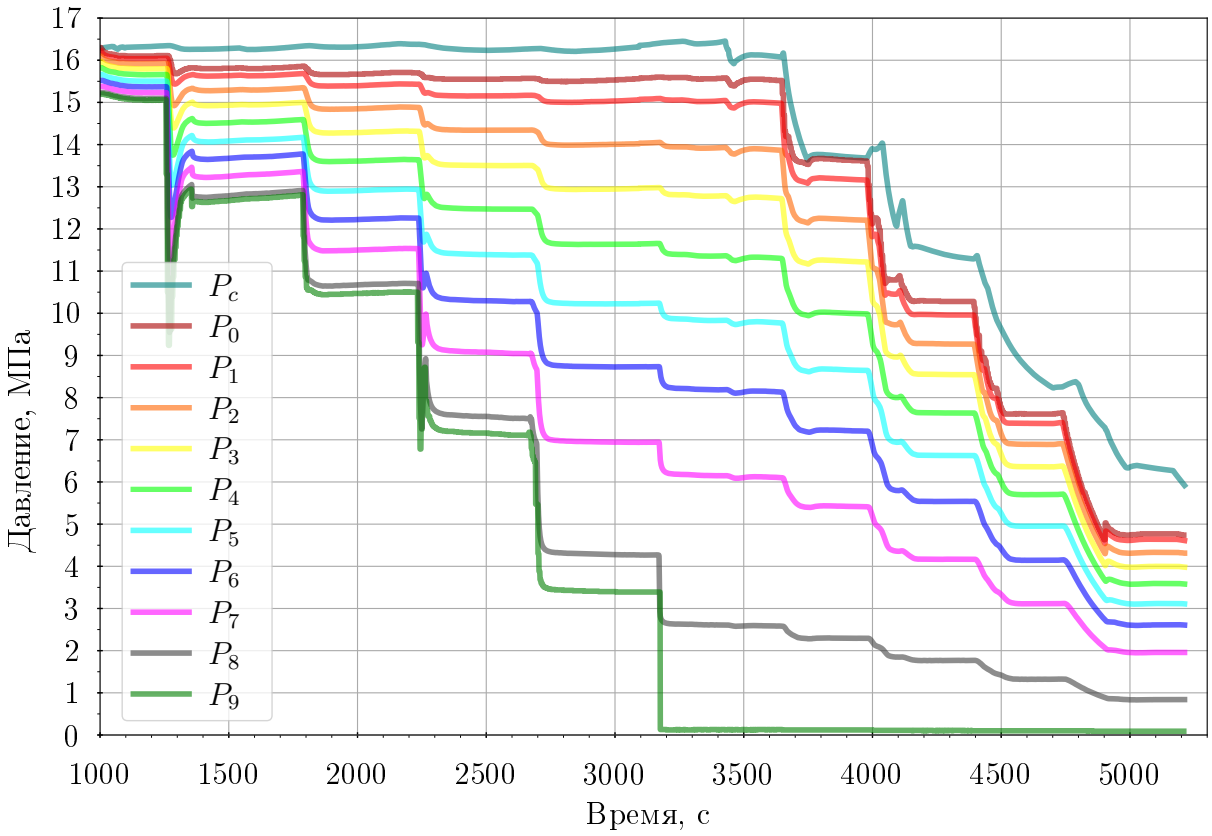


Рисунок 2.12 — Изменение давления во времени при фильтрации метана

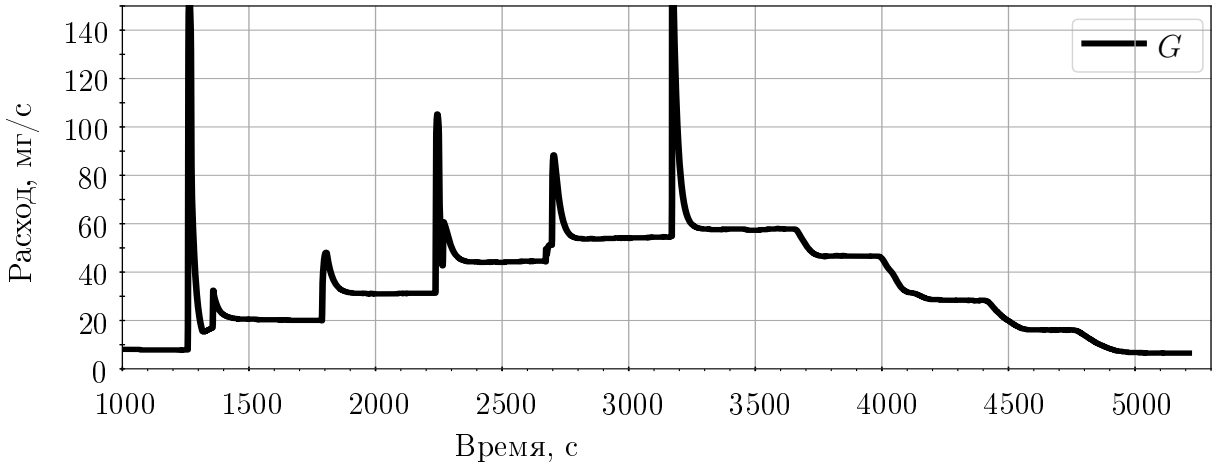


Рисунок 2.13 — Изменение массового расхода G во времени при фильтрации метана

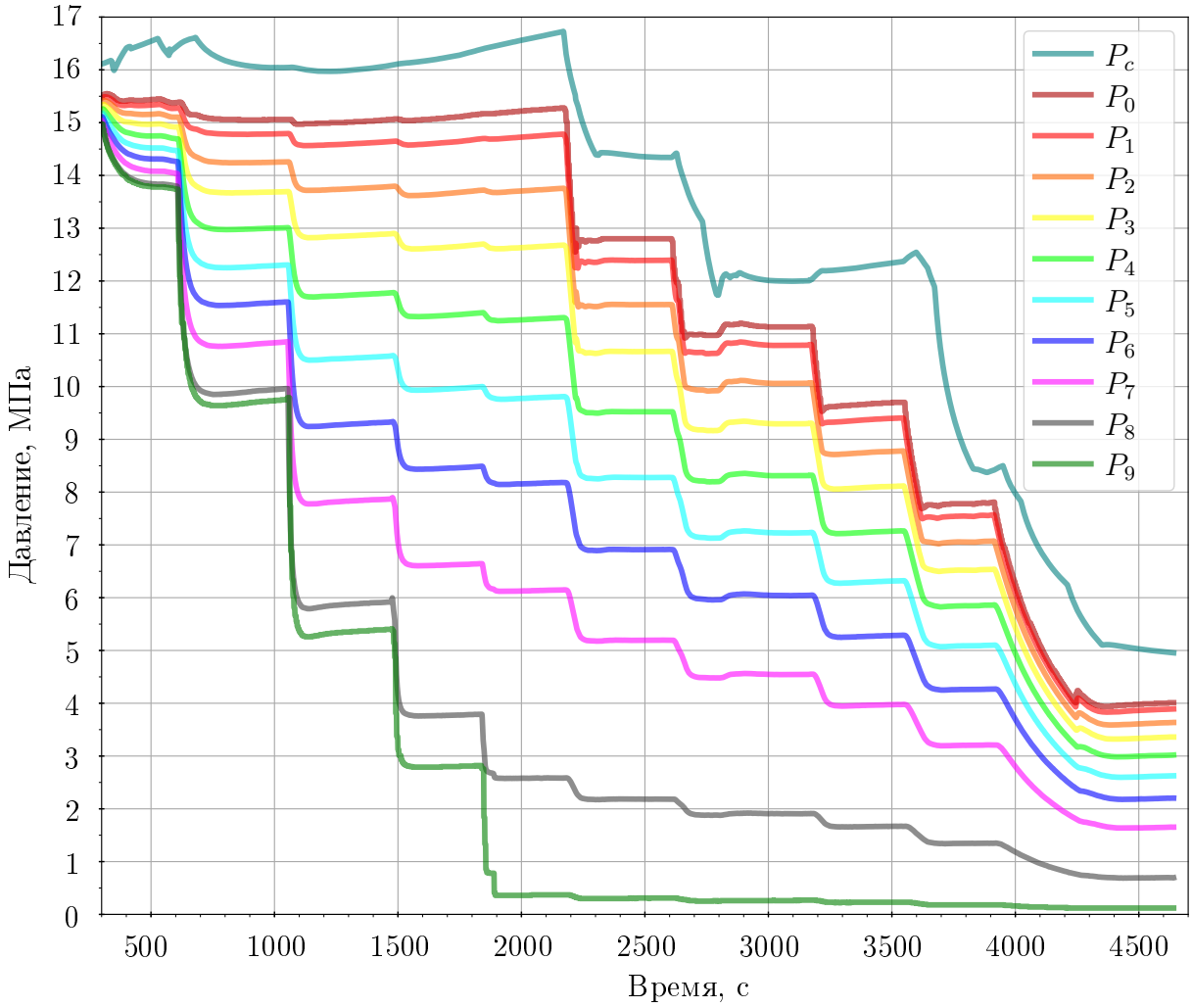


Рисунок 2.14 — Изменение давления во времени при фильтрации азота

Закон Дарси применим в определенном диапазоне чисел Рейнольдса Re, верхнюю границу которого связывают с критическим значением Re_{cr}. Наиболее

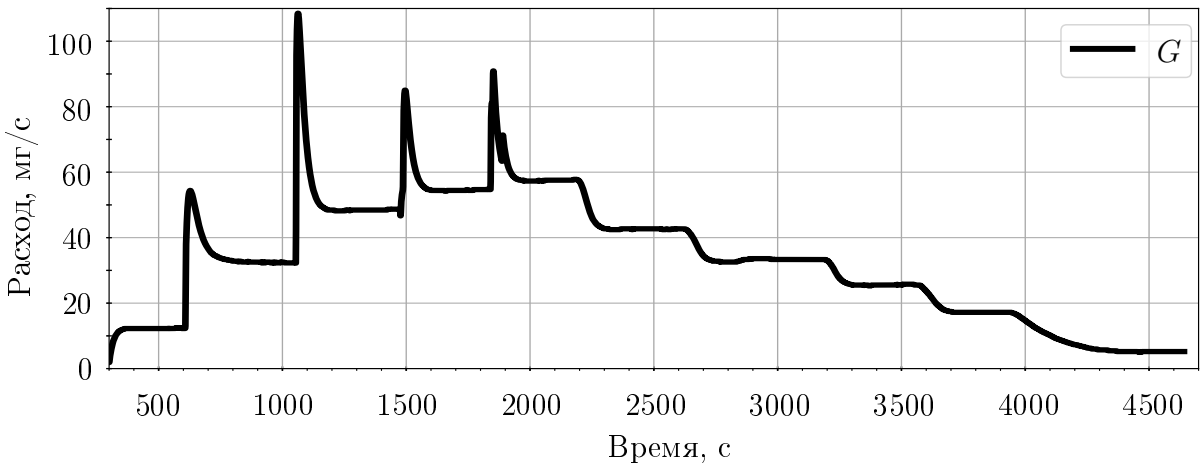


Рисунок 2.15 — Изменение массового расхода G во времени при фильтрации азота

достоверные выражения для расчета Re были получены В.Н. Щелкачевым и А.И. Абдулвагабовым — Re_{Sh} и Re_{Ab} соответственно [74]:

$$\mathrm{Re}_{Sh} = \frac{10u\sqrt{K}}{m^{2.3}\boldsymbol{\nu}}, \tag{2.15}$$

$$\mathrm{Re}_{Ab} = \frac{12(1-m)u\sqrt{K}}{m^{2}\boldsymbol{\nu}}, \tag{2.16}$$

где m — пористость засыпки; $\boldsymbol{\nu}$ — кинематическая вязкость флюида.

Пористость засыпки экспериментального участка составила 0,38±0,02.

По В.Н. Щелкачеву критические значения числа Рейнольдса лежат в диапазоне [0,032; 14], по А.И. Абдулвагабову — [0,019; 8,1]. Оба указанных диапазона довольно широки, а точные значения для какой-либо пористой среды возможно получить только экспериментальным путем, поэтому критериями соответствия процесса фильтрации закону Дарси являлись следующие соображения:

– рассчитанные значения чисел Рейнольдса на выходе из экспериментального участка, где наблюдалась максимальная скорость фильтрации, должны принадлежать указанным диапазонам;
– рассчитанные коэффициенты проницаемости не должны зависеть от величины перепада давления Δp и средней плотности флюида ρ_{av}.

Полученные значения перепадов давления, чисел Рейнольдса и коэффициентов проницаемости экспериментального участка для каждого из режимов

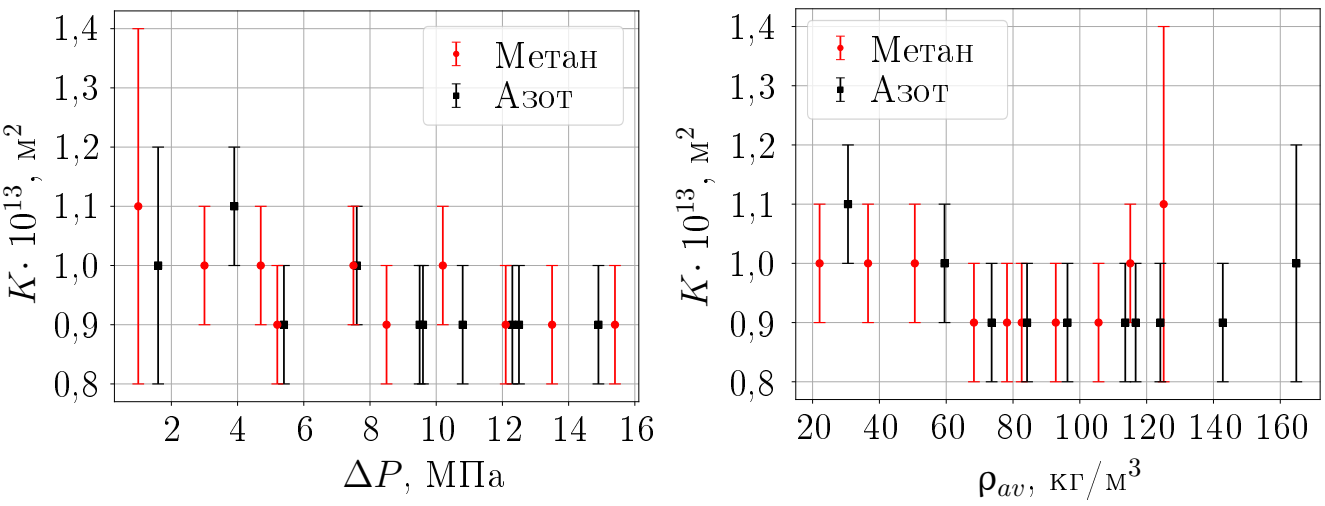
Таблица 3 — Коэффициент проницаемости экспериментального участка, рассчитанный по фильтрации метана и азота

Номер режима	Азот				Метан			
	ΔP, МПа	Re_{Sh}	Re_{Ab}	$K{\cdot}10^{13}$, м^2	ΔP, МПа	Re_{Sh}	Re_{Ab}	$K{\cdot}10^{13}$, м^2
1	1,6	0,54	0,3	1,0±0,2	1	0,45	0,25	1,1±0,3
2	5,4	1,46	0,8	0,9±0,1	3	1,2	0,65	1,0±0,2
3	9,6	2,29	1,25	0,9±0,1	5,2	1,98	1,09	0,9±0,1
4	12,3	2,65	1,45	0,9±0,1	8,5	3,09	1,69	0,9±0,1
5	14,9	2,86	1,56	0,9±0,1	12,1	4,09	2,24	0,9±0,1
6	12,5	2,13	1,17	0,9±0,1	15,4	4,63	2,53	0,9±0,1
7	10,8	1,69	0,93	0,9±0,1	13,5	3,77	2,06	0,9±0,1
8	9,5	1,29	0,71	0,9±0,1	10,2	2,33	1,27	1,0±0,1
9	7,6	0,88	0,48	1,0±0,1	7,5	1,31	0,71	1,0±0,1
10	3,9	0,28	0,15	1,1±0,1	4,7	0,54	0,3	1,0±0,1

фильтрации метана и азота приведены в таблице 3. Также графики зависимостей коэффициента проницаемости от перепада давления и от средней плотности флюида приведены на рисунке 2.16. Исходя из полученных данных, значение коэффициента проницаемости можно принято равным (1±0,1) $\cdot$ 10^{-13} м^2.

2.2.3 Подготовка экспериментального участка

Перед началом экспериментальных исследований требовалось осуществить вакуумирование разделительных цилиндров и экспериментального участка для того, чтобы удалить остатки модельной смеси, находящиеся в пористой засыпке и трубопроводе после предыдущего эксперимента. Вакуумирование происходило в несколько этапов, после каждого трубопровод и пористая модель пласта заполнялись азотом до давления 0,5 МПа, после чего выдерживались под этим давлением 600 с. Окончание процесса вакуумирования контролировалось по показаниям мановакуумметра, установленного на



а б

Рисунок 2.16 — Зависимость коэффициента проницаемости пористой засыпки экспериментального участка от перепада давления (а) и средней плотности рабочего тела (б)

форвакуумном насосе 2НВР5Д, с помощью которого и происходило вакуумирование стенда. Для ускорения вакуумирования была добавлена байпассная линия параллельно экспериментальному участку (отсечена шаровыми кранами V_{16} и V_{17} на рисунке 2.2).

После вакуумирования экспериментальный участок заполнялся метаном при давлении 19 МПа. Данная процедура необходима, чтобы при начале эксперимента не произошла конденсация более тяжелого компонента смеси при ее попадании в пористую среду. Затем экспериментальный участок отсекался от всей системы и выдерживался в таком состоянии не менее 1800 с, что позволяло определить возможную негерметичность резьбовых соединений. В это время вода из водяной полости разделительного цилиндра через байпасс с установленным игольчатым вентилем NV_1 (рисунок 2.2) поступала обратно в бак. Игольчатый вентиль позволял выставить минимальный расход воды, что обеспечивало низкую скорость движения поршня и предохраняло установленные на нем прокладки от разрушения. После вытеснения всей воды излишки метана из газовых полостей цилиндров выпускались в атмосферу. Затем проводилось повторное вакуумирование цилиндров с целью упрощения их заполнения.

2.2.4 Приготовление модельной смеси

В качестве модельной смеси использовалась бинарная смесь «метан–н-пентан», выбранная по следующим причинам:

1. Данная смесь обладает достаточно широкой ретроградной областью фазовой диаграммы при тех термобарических условиях, которые могут быть достигнуты на оборудовании экспериментального стенда «Пласт-2».
2. Компоненты модельной смеси существенно отличаются друг от друга по физико-химическим характеристикам, что увеличивает вероятность получения нестационарных режимов фильтрации за счет различия относительных проницаемостей газовой и жидкой фаз.
3. Компоненты доступны и смесь проста в приготовлении.
4. В составе пластовых газоконденсатных систем выделяют низкокипящие фракции C_1–C_4 и высококипящие C_{5+} [75], поэтому первые моделировались метаном, а вторые — н-пентаном.

Пункт №2 оказался чрезвычайно важным, так как работы были начаты на смеси «метан–н-бутан», на которой не удалось получить неустойчивых режимов течения при исследовании процессов фильтрации модельной смеси при перепадах давления и концентрациях метана, предполагающих возможность ретроградной конденсации в пористой модели пласта.

В диапазоне температур 280–300 K метан находится в газообразном агрегатном состоянии при любом давлении, н-пентан является жидкостью с давлением насыщенных паров 0,033–0,073 МПа [73]. На этапе планирования эксперимента для заданной температуры рассчитывалась фазовая диаграмма и другие термодинамические параметры бинарной смеси в соответствии с алгоритмом, описанным в главе 3. После этого выбирался мольный состав смеси, при котором ожидалось получение определенного режима фильтрации. Для приготовления смеси было удобно оперировать массовым составом, поэтому мольные доли компонентов n_i пересчитывались в массовые ω_i по следующей формуле:

$$\begin{cases} \omega_i = \dfrac{n_i \mu_i}{\sum\limits_{j=1}^{2} n_j \mu_j}, \\ i = 1 \ldots 2, \end{cases} \tag{2.17}$$

где μ_i — молярная масса компонента, индекс 1 соответствует метану, индекс 2 — н-пентану.

После вакуумирования в разделительный цилиндр заливался н-пентан через шаровый кран (обозначен V_{10} на рисунке 2.2) с помощью медицинского шприца объемом 150 мл. Масса предназначенного для заливки н-пентана m_2 измерялась с помощью лабораторных весов ViBRA SJ-6200CE компании «Shinko Denshi».

Затем в разделительный цилиндр подавался метан из 40-литрового баллона (обозначен CH_4 на рисунке 2.2) через расходомер. Необходимая масса метана m_1 определялась по следующей формуле:

$$m_1 = m_2 \frac{\omega_1}{\omega_2}. \tag{2.18}$$

При такой методике заполнения давление в разделительном цилиндре не могло превысить баллонное, что не позволяло перемешать компоненты модельной смеси и получить однофазную бинарную систему достаточной для проведения экспериментов массы. Как показала практика, процесс взаимной диффузии компонентов происходит чрезвычайно медленно. Если постепенно увеличивать давление в цилиндре до сверхкритических значений путем нагнетания воды в водяную полость, то равновесную гомогенную систему при заданном давлении в течение разумного времени получить невозможно. Для решения этой проблемы было разработано и изготовлено перемешивающее устройство, фотография которого приведена на рисунке 2.17. Оно состояло из сварной рамы-основания, электромотора-редуктора и двух сварных хомутов, оси которых являлись скрещивающимися прямыми с углом между ними, равным 90°. Таким образом, ось цилиндра находилась перпендикулярно к оси вращения вала редуктора. Частота вращения вала редуктора составляла 1 об/мин.

Физическое перемешивание существенно увеличивает скорость взаимной диффузии компонентов смеси, однако при этом давление самой углеводородной системы уменьшается. Для получения гомогенной смеси требовалось, чтобы ее

Рисунок 2.17 — Перемешивающее устройство для приготовления смеси.

давление после окончания перемешивания было не меньше давления существования двухфазной системы. Давление p_{max}, до которого нужно сжать смесь, чтобы она перешла в однофазное равновесное состояние после однократного перемешивания, во многих случаях превышает допустимое для экспериментального стенда «Пласт-2» значение. Поэтому процесс получения гомогенной модельной смеси был организован циклически.

Давление в разделительном цилиндре поднималось выше 20 МПа при минимальной подаче водяного насоса. Затем шаровые краны на торцах цилиндра закрывались, цилиндр отсоединялся от гидросистемы и устанавливался на перемешивающее устройство. Процесс перемешивания продолжался до стабилизации давления в цилиндре. После этого цилиндр снова переносился на свою стойку и подключался к гидросистеме. Цикл повторялся до тех пор, пока в

цилиндре после перемешивания не устанавливалось давление, превышающее давление конденсации.

Ниже приведено сравнение процесса приготовления модельной смеси с его моделированием. При расчете каждого цикла полагалось, что сжатие происходило изотермически, а взаимная диффузия компонентов отсутствовала, то есть состав фаз во время сжатия не изменялся.

Исходный объем газовой полости разделительного цилиндра составил 4,92 л, температура окружающей среды — 289 К, масса метана и н-пентана — 121,0 г и 232,6 г соответственно. После 60-часовой выдержки давление в разделительном цилиндре составило 3,64 МПа, при этом расчетное давление равнялось 3,68 МПа, а равновесное — 3,44 МПа. Таким образом, можно говорить о практически полном отсутствии взаимной диффузии компонентов при заполнении цилиндра.

Фазовая диаграмма смеси «метан–н-пентан» при температуре 289 К представлена на рисунке 2.18. Мольная доля метана n_1 в смеси составляла 70,1 %, давление конденсации p_c — 16,88 МПа. Давление p_{max} для данной смеси составляло 35,53 МПа, при этом объем газовой полости равнялся 0,87 л.

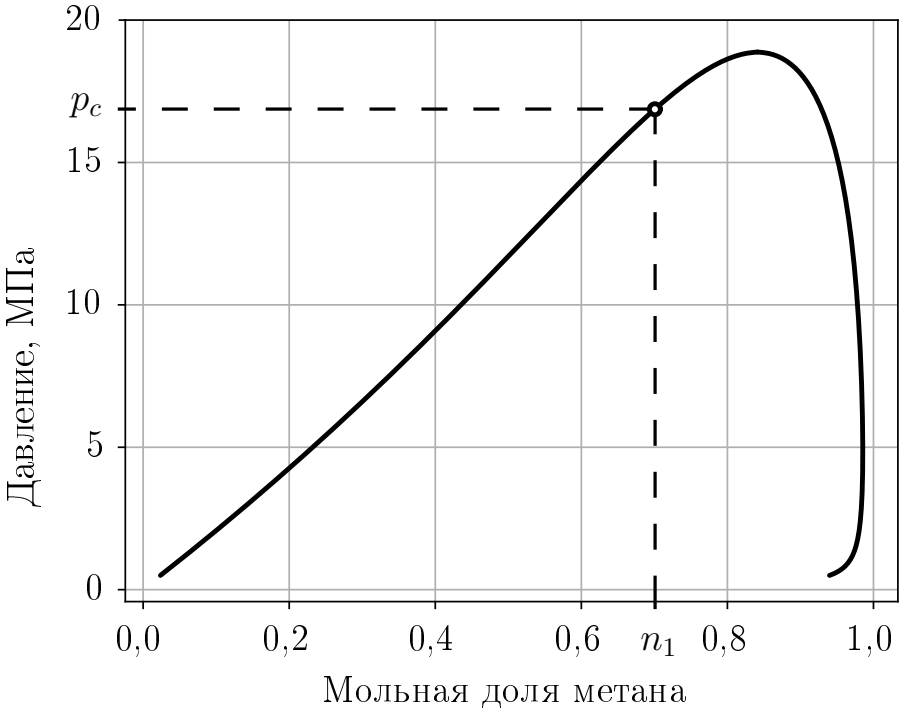


Рисунок 2.18 — Фазовая диаграмма бинарной смеси «метан–н-пентан» при температуре 289 К

В таблице 4 приведены значения фактического p_2^r и расчетного p_2^c давлений, которые должны были установиться после каждого цикла перемешивания

в цилиндре. Давление p_1 соответствовало окончанию процесса сжатия, ε_{p_2} — относительная погрешность вычисления давления p_2^r. Увеличение температуры циклов T обусловлено постепенным нагревом воздуха в помещении в течение рабочего дня. Суммарно три цикла перемешивания длились 4,5 часа для гарантированной полной гомогенизации модельной смеси. Рост погрешности ε_{p_2} связан с расхождением реального процесса сжатия и принятых при расчете допущений. За первый цикл перемешивания объем газовой полости цилиндра уменьшался в 4,6 раза, за второй — в 1,19 раза, за третий — в 1,07 раза, при этом насос обеспечивал постоянную подачу во всех циклах. Это значит, что время сжатия уменьшалось с каждым циклом, а сам процесс все сильнее отклонялся от изотермического.

Таблица 4 — Сравнение расчетных значений давления, установившегося в разделительном цилиндре после гомогенизации смеси, с фактическими значениями

Номер цикла	T, К	p_1, МПа	p_2^r, МПа	p_2^c, МПа	ε_{p_2}, %
1	289	21,00	13,50	13,59	0,68
2	291	21,60	15,90	16,38	3,00
3	292	23,80	20,90	22,26	6,50

Описанный подход позволял достаточно точно определить, что бинарная углеводородная система приходила в равновесное состояние без необходимости анализа ее состава. Отбор проб из разделительного цилиндра до полной гомогенизации модельной смеси мог бы изменить ее окончательный состав, поэтому он проводился только после того, как давление в цилиндре стабилизировалось после прохождения всех циклов перемешивания.

2.2.5 Измерение состава модельной смеси

Для возможности анализа состава модельной смеси была проведена процедура калибровки газового хроматографа 490 Micro GC: были определены параметры аналитического метода и идентифицированы пики компонентов на хроматограммах. Площадь S, ограниченная пиком, соответствовала массовой

доли компонента в смеси, при этом функциональная зависимость $\omega(S)$, связывающая эти величины, являлась полиномиальной, что было обусловлено нелинейностью характеристик детектора по теплопроводности.

Для определения зависимостей $\omega(S)$ был приготовлен ряд бинарных углеводородных смесей, состав которых приведен в таблице 5. Также в процессе калибровки использовался чистый метан, обозначенный в таблице 5 как смесь №1. Калибровочные смеси №2 и №3 были приготовлены путем смешения исходных компонентов в газовом агрегатном состоянии методом парциальных давлений.

Таблица 5 — Состав калибровочных смесей

Номер смеси	Мольная доля, %		Массовая доля, %	
	CH_4	C_5H_{12}	CH_4	C_5H_{12}
1	100,00	0,00	100,00	0,00
2	95,00	5,00	80,85	19,15
3	90,00	10,00	66,67	33,33
4	70,00	30,00	34,15	65,85

После приготовления составы смесей были аттестованы в соответствии с требованиями ТУ 21114-014-45905715-2015 «Стандартные образцы состава — смеси газовые поверочные» [76]. Составы смесей №2 и №3 позволяли получить их в однофазном газовом состоянии при давлении до 0,5 МПа, при этом снижение давления в смесях не вызывало конденсацию. Смесь №4 было невозможно изготовить таким образом в требуемом количестве, поэтому процесс ее гомогенизации проходил в разделительном цилиндре при давлениях, превышающих 16,9 МПа, с применением физического перемешивания. При уменьшении давления ниже этого значения углеводородная система начинала разделяться на две фазы, состав которых был различен.

Из каждой калибровочной смеси было отобрано по три пробы, затем были получены их хроматограммы. Хроматограммы смеси №1 содержали только один пик, который позволил определить время удержания метана в аналитической колонке, составившее 0,168 мин. Хроматограммы остальных смесей содержали по два пика, второй пик соответствовал н-пентану, время удержания которого составило 0,583 мин. После проведения процедуры интегрирования

были определены площади каждого пика, затем были рассчитаны средние площади пиков S_{av} метана и н-пентана для каждой из калибровочных смесей, значения которых приведены в таблице 6.

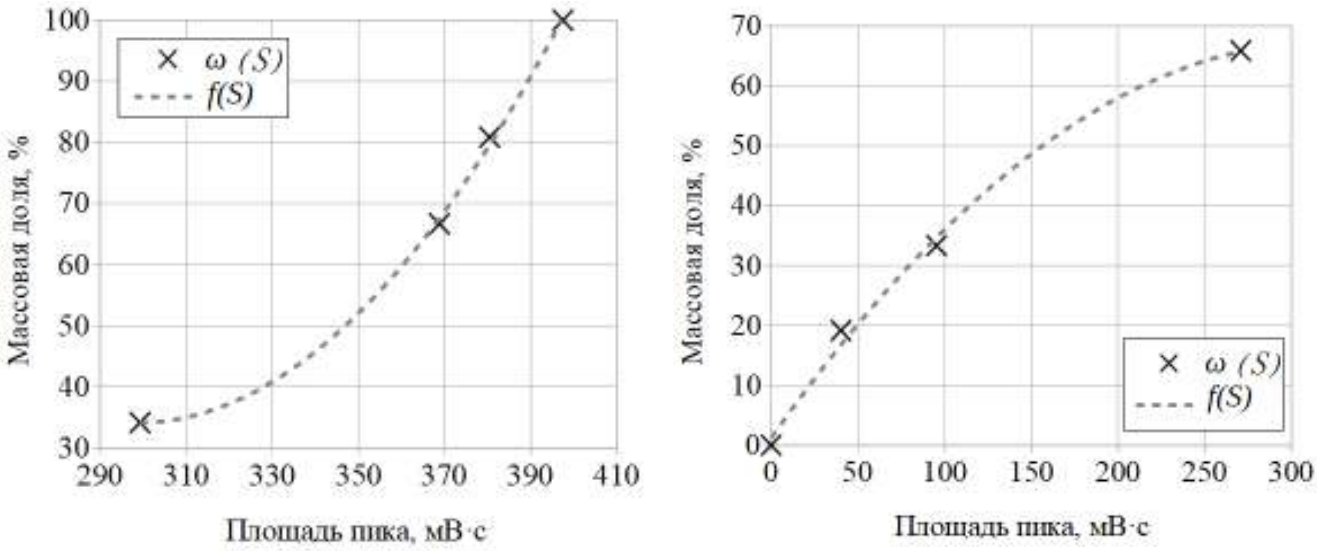
Были установлены следующие параметры аналитического метода: температура линии подачи пробы составила 30 °C, температура инжектора — 80 °C, температура колонки — 50 °C, давление в колонке — 0,15 МПа, время стабилизации — 5 с, время пробоотбора — 30 с, время ввода пробы — 40 мс.

Таблица 6 — Данные хроматографического анализа калибровочных смесей

Номер пробы	ω, %		S, мВ·с		S_{av}, мВ·с	
	CH_4	C_5H_{12}	CH_4	C_5H_{12}	CH_4	C_5H_{12}
1	100,00	0,00	400,18	0,00	399,43	0,00
2			399,52			
3			398,60			
4	80,85	19,15	380,52	40,29	380,41	40,11
5			379,83	40,07		
6			380,46	39,98		
7	66,67	33,33	369,10	95,25	368,77	95,30
8			368,56	95,48		
9			368,64	95,18		
10	34,15	65,85	299,21	269,71	299,27	270,49
11			298,94	271,41		
12			299,67	270,34		

На основании полученных данных были построены калибровочные кривые, приведенные на рисунке 2.19. Точки хорошо аппроксимируются квадратичными функциями: для метана $f(S) = 0{,}00678 \cdot S^2 - 4{,}04761 \cdot S + 638{,}25145$ с коэффициентом детерминации $R^2 = 0{,}9986$, для н-пентана $f(S) = -0{,}00064 \cdot S^2 + 0{,}41266 \cdot S + 1{,}18146$ с коэффициентом детерминации $R^2 = 0{,}9961$.

Во время экспериментальных исследований пробы отбирались из газового потока после расходомера FM_2, таким образом измерялся интегральный состав модельной смеси на выходе из экспериментального участка.



а б

Рисунок 2.19 — Калибровочные кривые: а — метана, б — н-пентана

2.2.6 Методика проведения экспериментальных исследований

За 30 минут до начала эксперимента включался ленточный электронагреватель Н для того, чтобы к моменту вытеснения метана из модели пласта игольчатый вентиль NV_2 и небольшой участок трубопровода, ведущего к нему, успели прогреться (рисунок 2.2). Электонагреватель был подключен к лабораторному автоматическому трансформатору ЛАТР-2.5, который, в свою очередь, был включен в сеть переменного тока напряжением 230 В. Напряжение на клеммах автотрансформатора устанавливалось в диапазоне 160–180 В, что позволяло получить температуру 333–353 К внутри обогреваемого участка в зависимости от расхода модельной смеси. Температура контролировалась с помощью термопары ТП-0198.

После полного перемешивания компонентов модельной смеси разделительный цилиндр помещался на свою стойку и подключался к трубопроводу. Затем давление в цилиндре поднималось до 24 МПа. Расположенные между цилиндром и экспериментальным участком шаровые краны V_9, V_{12}, V_{14}, V_{15} последовательное открывались с одновременным контролем того, чтобы давление в цилиндре не упало ниже 19 МПа. Такое постепенное поступление модельной смеси не позволяло ей сконденсироваться до попадания в экспериментальный участок.

Начало поступления модельной смеси в экспериментальный участок регистрировалось по повышению давления P_1. После этого открывался игольчатый вентиль NV_2, что приводило к падению давления на выходе из экспериментального участка. Игольчатый вентиль представлял собой локальное гидравлическое сопротивление, которое позволяло дросселировать поток газа до давления 0,1 МПа. На величину давления, которое устанавливалось на выходе из модели пласта, влияло не только значение расхода газа, но и его теплофизические свойства. Поэтому по мере замещения метана модельной смесью давление на выходе из экспериментального участка начинало увеличиваться, что приводило к необходимости повторной разгрузки игольчатого вентиля в случае превышения значения давления верхнего предела ожидаемого диапазона.

После этого снижалось давление на входе в экспериментальный участок с помощью редуктора давления PR таким образом, чтобы разница давлений между цилиндром и входом в модель пласта не превышала 10 бар. Такой перепад давления на редукторе поддерживался для снижения эффекта дросселирования на нем, так как по условиям проведения эксперимента требовалось выдержать равномерное температурное поле по всей длине газового тракта.

Подача плунжерного насоса WP не соответствовала скорости истечения модельной смеси из разделительного цилиндра, поэтому давление в нем могло меняться в процессе эксперимента. Для регулирования давления в цилиндре использовался игольчатый вентиль NV_1, при этом перепад давления на редукторе PR выдерживался в диапазоне 5–10 бар. В теории редуктор давления должен поддерживать выставленную уставку ниже по потоку вне зависимости от того, какой уровень давления в разрешенном диапазоне держится выше по потоку. На практике существенным является и расход через редуктор, поэтому при изменении давления в разделительном цилиндре происходило, хоть и в меньшей степени, изменение давления перед входом в модель пласта. С помощью совместной работы редуктора PR и игольчатого вентиля NV_1 выставлялось значение давления на входе в экспериментальный участок таким образом, чтобы модельная смесь поступала в него в сверхкритическом состоянии.

Описанным выше способом устанавливался требуемый перепад давления на экспериментальном участке. После этого регулировка редуктором давления PR и игольчатым вентилем NV_2 не проводилась, работал только игольчатый вентиль NV_1 для поддержания давления в разделительном цилиндре в заданном диапазоне. При исследовании определенного режима фильтрации перепад

давления на модели пласта выдерживался не менее 600 с. Это было сделано для того, чтобы все переходные процессы, связанные со изменением перепада давления, успели завершиться и не повлияли на характер фильтрации исследуемой модельной смеси. Затем заданный перепад давления выдерживался еще 1200 с, что уже определялось как отдельный режим фильтрации, обусловленный такими параметрами, как температура, перепад давления и состав модельной смеси на входе в экспериментальный участок.

В отдельных случаях выдержки в 1200 с было недостаточно, чтобы убедиться в отсутствии затухания полученных колебаний давления и расхода смеси, поэтому время выдержки могло быть увеличено вплоть до 3600 с.

Данные, поступающие с датчиков давления, расходомера и термопар, выводились на экран ЭВМ в реальном времени, при этом одновременно шла запись этих данных в запоминающее устройство. Принципиальная схема измерение приведена на рисунке 2.20.

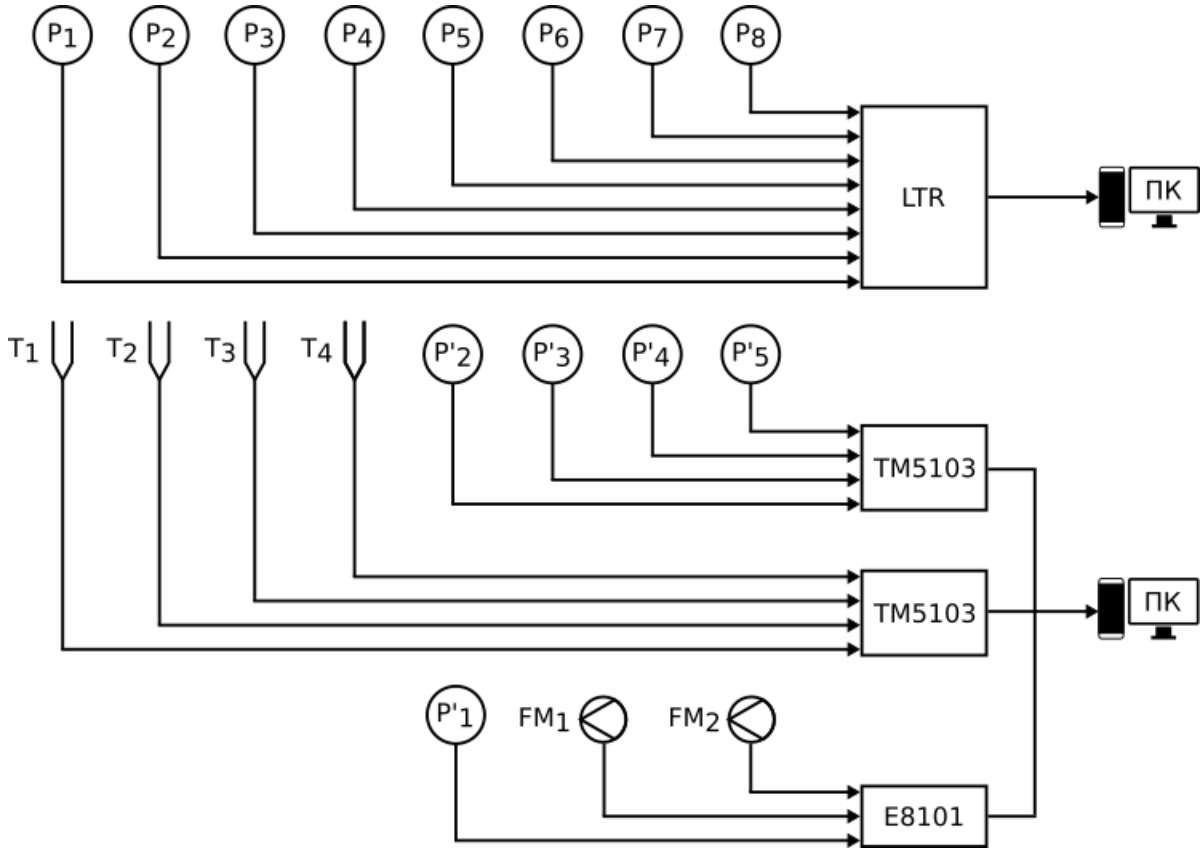


Рисунок 2.20 — Принципиальная схема измерений

В течение эксперимента осуществлялся отбор проб из газовой магистрали на выходе из пористой модели пласта и их последующий хроматографический

анализ. Периодичность отбора проб определялась параметрами режима фильтрации. В случае стационарного режима было достаточно убедиться в равенстве интегральных составов на входе в экспериментальный участок и на выходе из него после стабилизации перепада давления на пористой засыпке и перед его изменением. При автоколебательном режиме фильтрации частота отбора проб увеличивалась, обычно измерялся состав модельной смеси при максимальном, минимальном и среднем значениях расхода. Если наблюдались затухающие колебания, то отбор проб проходил не только во время упомянутых фаз колебаний расхода, но при различных значениях их амплитуды.

Момент завершения экспериментальных исследований определялся полным истечением модельной смеси из газовой полости разделительного цилиндра. При этом в ней наблюдалось падение давления, что можно было определить по показанием датчика давления P'_1. Давление же в водяной полости продолжало расти, что показывали данные, получаемые с датчика давления P'_5. Это означало, что поршень находится в крайнем верхнем положении. Для того, чтобы избежать деформации поршня, отключался электродвигатель, приводящий в движение шкив насоса WP, при этом одновременно перекрывался шаровый кран V_9. Вода через игольчатый вентиль NV_1 медленно переливалась обратно в бак H_2O, поршень остаточным газовым давлением перемещался в крайнее нижнее положение. После этого полностью открывался игольчатый вентиль NV_2, и остатки модельной смеси сбрасывались в атмосферу. Затем выключался ленточный электронагреватель H.

Таким образом во время одного запуска экспериментального стенда «Пласт» исследовались параметры процесса фильтрации модельной углеводородной смеси при нескольких режимах течения. Количество полученных режимов зависело от таких факторов, как состав модельной смеси, ее количество, времени выхода на режим и времени его поддержания.

Выводы по главе 2

В главе приведено описание фильтрационного стенда «Пласт-2» и методик подготовки и проведения экспериментальных исследований.

Была разработана методика измерения коэффициента проницаемости пористой засыпки экспериментального участка с учетом сжимаемости рабочего тела, в качестве которого использовались два газа — метан и азот. Полученное значение коэффициента проницаемости составило $(1 \pm 0{,}1) \cdot 10^{-13}$ м^2.

Также была разработана методика приготовления модельной смеси. Было показано, что процесс взаимной диффузии компонентов протекает очень медленно, поэтому для гомогенизации смеси требуется использовать физическое перемешивание. Для этих целей было разработано и изготовлено перемешивающее устройство оригинальной конструкции.

Была произведена калибровка хроматографа для анализа состава модельной смеси в течение эксперимента.

Глава 3. Математическое моделирование процесса фильтрации

Сложность фильтрационных процессов, происходящих при течении углеводородной смеси в зоне депрессии давления вблизи забоя скважины, обусловлена их зависимостью от теплофизических свойств многокомпонентных флюидов, определяющих гидродинамику течения (вязкость, поверхностное натяжение, плотность, фазовая проницаемость, диффузия) [77], многообразием типов пористой среды и ее динамикой. Кроме того, характер процесса фильтрации во многом определяется термодинамикой фазовых переходов [78; 79] и особенностями фазовых диаграмм, имеющих область обратной конденсации, т.н. ретроградную область, характеризуемую отрицательными значениями производных плотности смеси по давлению [54; 80].

В реальных природных газоконденсатных системах высокомолекулярные углеводородные компоненты смеси после снижения давления ниже давления начала конденсации переходят в жидкую фазу. Подобные явления вызывают выпадение жидкой фазы в характеризующейся максимальными градиентами давления призабойной зоне пласта, что приводит к снижению фильтрационного потока наиболее ценных компонентов углеводородной смеси вплоть до полной остановки течения [81]. В зависимости от пластовых условий процесс накопления газового конденсата может иметь периодический характер и приводить к возникновению автоколебаний давления и расхода в системе [82]

Понимание механизмов, определяющих колебательные процессы, необходимо для разработки эффективных методов физического воздействия на пластовые системы с целью стабилизации течения и повышения конденсатоотдачи.

3.1 Система уравнений модели

За основу взята математическая модель, описывающая одномерное нестационарное течение двухфазной смеси в пористой среде в изотермических условиях в предположении равенства давления в фазах при условии фазового равновесия и химической нейтральности компонентов [82; 83]. Система

уравнений фильтрации состоит из уравнений сохранения массы для каждого компонента, записанных относительно молярных плотностей:

$$m\frac{\partial}{\partial t}\left(\sum_j n_{ij}\rho_j^m s_j\right)+\frac{\partial}{\partial x}\left(\sum_j n_{ij}\rho_j^m u_j\right)=0, \tag{3.1}$$

где m — пористость; индекс i соответствует компоненту; индекс j соответствует фазе (1 — газ, 2 — жидкость); n_{ij} — мольная доля i-го компонента в j-й фазе двухфазной смеси; ρ_j^m — молярная плотность j-й фазы; s_j — объемная доля j-й фазы в смеси; u_j — скорость j-й фазы; t — время; x — координата.

Уравнения сохранения импульса записываются в приближении закона Дарси:

$$u_j=-K\frac{k_j(s_j)}{\eta_j}\frac{\partial p}{\partial x}, \tag{3.2}$$

где K — коэффициент абсолютной проницаемости; η_j — коэффициент динамической вязкости j-й фазы; p — давление; k_j — функция относительной фазовой проницаемости j-й фазы.

Уравнения состояния для газовой и жидкой фаз можно записать через коэффициенты сжимаемости:

$$p=z_j\rho_j^m RT, \tag{3.3}$$

где z_j — коэффициент сжимаемости j-й фазы; R — газовая постоянная; T — температура смеси.

Для расчета свойств паровой и жидкой фаз использовалось обобщенное кубическое четырехкоэффициентное уравнение состояния ван-дер-ваальсового типа для коэффициентов сжимаемости, разработанное специально для природных нефтегазоконденсатных смесей [72].

При заданной температуре равновесные концентрации компонентов в обеих фазах зависят только от давления и удовлетворяют условию:

$$\sum_i n_{ij}(p)=1. \tag{3.4}$$

Объемные доли фаз связаны соотношением:

$$\sum_j s_j=1. \tag{3.5}$$

Запишем выражения для количества молей каждого компонента в газовой и жидкой фазах для бинарной смеси:

$$Y_1 = n_1\rho_1^m s + n_2\rho_2^m(1-s), \tag{3.6}$$

$$Y_2 = (1-n_1)\rho_1^m s + (1-n_2)\rho_2^m(1-s). \tag{3.7}$$

В формулах (3.6), (3.7) s — газонасыщенность; нижние индексы: 1 — газовая фаза, 2 — жидкая фаза. Тогда с учетом (3.2) и (3.3) полная система уравнений фильтрации бинарной смеси запишется следующим образом:

$$\frac{\partial Y_1}{\partial t} = \frac{K}{mRT}\frac{\partial}{\partial x}\left(\left(n_1\frac{k_1(s)}{\eta_1 z_1} + n_2\frac{k_2(s)}{\eta_2 z_2}\right)p\frac{\partial p}{\partial x}\right), \tag{3.8}$$

$$\frac{\partial Y_2}{\partial t} = \frac{K}{mRT}\frac{\partial}{\partial x}\left(\left((1-n_1)\frac{k_1(s)}{\eta_1 z_1} + (1-n_2)\frac{k_2(s)}{\eta_2 z_2}\right)p\frac{\partial p}{\partial x}\right), \tag{3.9}$$

$$\frac{\partial pD_{22}}{\partial t} = \frac{K}{m}\frac{\partial}{\partial x}\left(\left(\frac{k_1(s)}{\eta_1 z_1} + \frac{k_2(s)}{\eta_2 z_2}\right)p\frac{\partial p}{\partial x}\right), \tag{3.10}$$

где

$$D_{22} = \frac{s}{z_1} + \frac{1-s}{z_2}. \tag{3.11}$$

С учетом специфики методики проведения экспериментов на стенде «Пласт-2» предусмотрено два варианта задания начальных условий для состава смеси: при $t = 0$ весь участок заполнен метаном или бинарной смесью «метан–н-пентан» («метан–н-бутан») заданного состава при заданном давлении.

Граничные условия на входе в участок ($x = 0$) — заданный состав смеси (если смесь на входе в участок находится в двухфазной области, предварительно рассчитывается фазовое состояние смеси) и заданное давление (предусмотрена возможность задания закритического давления), на выходе из участка ($x = L$) — постоянное давление. Такой вариант моделирует эксперименты с установкой регулятора давления «до себя» за участком. Учитывая незначительную величину массового расхода при параметрах экспериментального участка (пористость 0,35; коэффициент проницаемости 10^{-13} м^2, диаметр канала 6 мм) и большой перепад давления на регуляторе, обеспечить с необходимой точностью заданную величину давления и избежать влияния динамических характеристик регулятора на режимы течения весьма проблематично.

Второй вариант задания давления на выходе из участка моделирует условия, реализованные в экспериментах. На экспериментальном стенде за участком установлен обогреваемый игольчатый вентиль, обеспечивающий заданный уровень давления в конце участка. Такое условие в какой-то степени качественно соответствует реальным условиям вблизи забоя скважины — сопротивление вентиля моделирует сопротивление перфорации скважины. В математической модели такие условия обеспечиваются заданием местного сопротивления в последней пустой (без пористой среды) обогреваемой расчетной ячейке численной схемы следующего вида:

$$p_n - p_2 = \xi \frac{\rho_n u_n^2}{2}, \tag{3.12}$$

$$\rho_n = ((n_1 \mu_{CH_4} + (1 - n_1)\mu_{C_5H_{12}})\rho_1^m s + \\ +(n_2 \mu_{CH_4} + (1 - n_2)\mu_{C_5H_{12}})\rho_2^m (1 - s)) \cdot 10^{-3}, \tag{3.13}$$

где p_n — давление перед игольчатым вентилем; p_2 — давление за игольчатым вентилем (граничное условие при $x = L$); ρ_n — плотность газовой смеси перед игольчатым вентилем при заданной температуре и давлении p_n; u_n — скорость газовой смеси перед игольчатым вентилем; ξ — коэффициент, учитывающий коэффициент местного сопротивления вентиля и степень его открытия (подбирается предварительными расчетами); μ — молярная масса компонента.

3.2 Расчет вязкости

Для расчета динамической вязкости фаз двухкомпонентной смеси углеводородов использовался метод Лоренца-Брея-Кларка [84], в котором вязкость фазы связана с ее плотностью и составом через критические параметры компонентов:

$$\rho_r^m = \frac{\rho^m}{\rho_{cr}^m}, \tag{3.14}$$

$$\left((\eta - \eta^*)\zeta + 10^{-4}\right)^{1/4} = \alpha_4 (\rho_r^m)^4 + \alpha_3 (\rho_r^m)^3 + \alpha_2 (\rho_r^m)^2 + \alpha_1 \rho_r^m + \alpha_0, \tag{3.15}$$

Таблица 7 — Значения численных коэффициентов в соотношении Лоренца-Брея-Кларка

α_0	α_1	α_2	α_3	α_4
0,1023	0,023364	0,058533	-0,040758	0,0093324

где ρ_r^m — приведенная молярная плотность фазы; ρ^m — молярная плотность фазы, моль/м^3; ρ_{cr}^m — критическая молярная плотность фазы, моль/м^3; η — динамическая вязкость фазы, сП; ζ^* — поправка на вязкость разреженного газа, сП; ζ — коэффициент, определяемый критическими параметрами компонентов; α_0 , α_1 , α_2 , α_3 , α_4 — численные коэффициенты, значения которых приведены в таблице 7.

У всех величин, относящихся к фазе смеси, опущен индекс фазы j, т.к. вязкость для газа и жидкости определяется независимо. Критический молярный объем фазы v^{cr} определяется как сумма произведений критических молярных объемов компонентов и их молярных объемов:

$$v^{cr} = \sum_i n_i v_i^{cr}, \tag{3.16}$$

где n_i — молярная доля i-го компонента; v_i^{cr} — критический молярный объем i-го компонента, м^3/моль.

Вязкость разреженного газа η^* вычисляется как

$$\eta^* = \frac{\sum\limits_i n_i \mu_i^{0,5} \eta_i^*}{\sum\limits_i n_i \mu_i^{0,5}}, \tag{3.17}$$

$$\eta_i^* = \frac{\mu_i^{0,5} (p_i^{cr})^{2/3}}{10^5 (T_i^{cr})^{1/6}} \cdot \begin{cases} 34(T_i^r)^{0,94}, & T_i^r \leqslant 1,5 \\ 17,76(4,58T_i^r - 1,67)^{0,625}, & T_i^r > 1,5 \end{cases} \tag{3.18}$$

$$T_i^r = \frac{T}{T_i^{cr}}, \tag{3.19}$$

где η_i^* — вязкость разреженного газа i-го компонента, сП; p_i^{cr} критическое давление i-го компонента, бар; T_i^{cr} — критическая температура i-го компонента, К; T_i^r — приведенная температура i-го компонента. Значения молярной массы μ_i — в г/моль.

Таблица 8 — Критические параметры компонентов

Углеводород	μ_i, г/моль	p^{cr}, МПа	T^{cr}, К
CH_4	16,043	4,604	190,6
C_4H_{10}	58,124	3,747	419,5
C_5H_{12}	72,151	3,359	465,9

Коэффициент ζ вычисляется по формуле:

$$\zeta = \left(\sum_i n_i \mu_i\right)^{-1/2} \left(\sum_i n_i p_i^{cr}\right)^{-2/3} \left(\sum_i n_i T_i^{cr}\right)^{1/6}. \tag{3.20}$$

Критические параметры и молярные массы компонентов представлены в таблице 8 [85; 86].

3.3 Расчет коэффициентов фазовых проницаемостей

Наиболее неопределенными параметрами в математических моделях двухфазной фильтрации являются фазовые проницаемости. При этом вид функций и значения входящих в них параметров оказывают существенное влияние на характер течения двухфазной смеси. По сути, функции фазовые проницаемости являются одним из подгоночных параметров математической модели.

В простейших моделях предполагается, что фазовые проницаемости являются монотонными функциями только газонасыщенности (влагонасыщенности). В отсутствие экспериментально подтвержденных данных для смесей метан–н-бутан и метан–н-пентан для расчета фазовых проницаемостей использовались широко распространенные эмпирические приближенные формулы, описывающие относительные фазовые проницаемости для газа и жидкости [87]:

$$k_1 = \begin{cases} 0, s \leqslant a_1 \\ ((s - a_1)/(1 - a_1))^{b_1}(4 - 3s), s > a_1 \end{cases} \tag{3.21}$$

$$k_2 = \begin{cases} 0, s \geqslant a_2 \\ ((a_2 - s)/(a_2))^{b_2}, s < a_2 \end{cases} \tag{3.22}$$

где a_1 — газонасыщенность, ниже которой проницаемость газовой фазы становится равной нулю; a_2 — газонасыщенность, выше которой проницаемость жидкой фазы становится равной нулю; b_1, b_2 — показатели степени, определяющие вид функций фазовых проницаемостей газовой и жидкой фаз, соответственно.

Влияние параметров функций фазовых проницаемостей на характеристики течения иллюстрирует рисунок 3.1, на котором представлены зависимости массовых расходов от предела текучести жидкой фазы (коэффициент a_2), рассчитанные для бинарной смеси метан–н-бутан ($b_1 = b_2 = 2$).

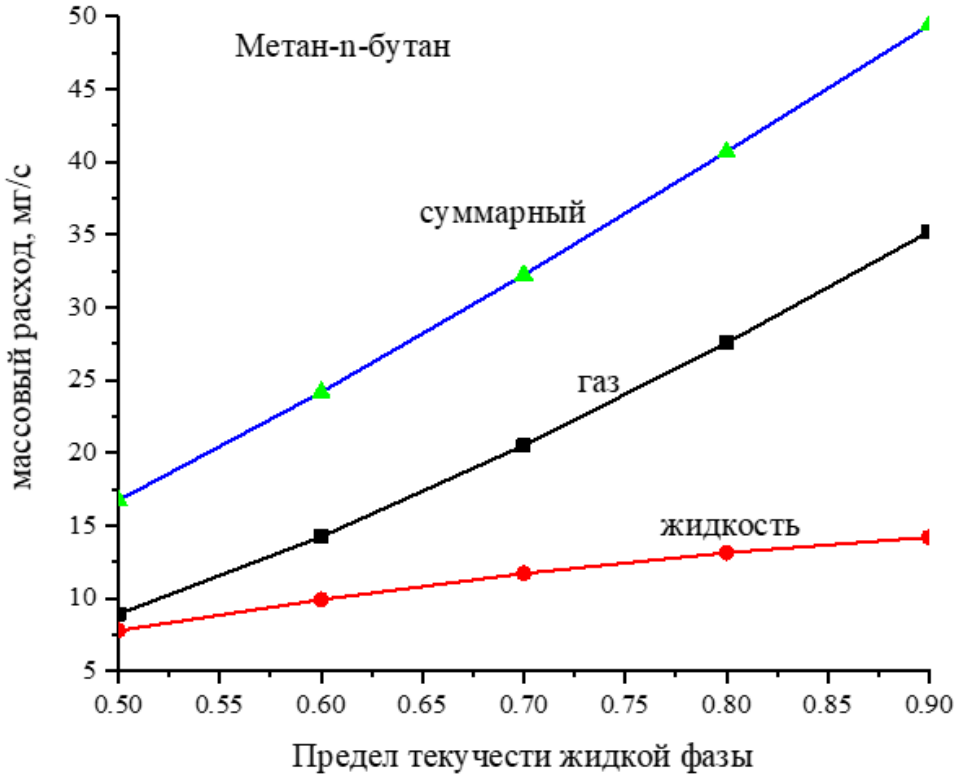


Рисунок 3.1 — Зависимость массового расхода от предела текучести жидкой фазы

3.4 Дискретный аналог системы дифференциальных уравнений

Для численного решения системы дифференциальных уравнений нестационарной фильтрации использовался метод конечных разностей [88]. В основе метода лежит разбиение моделируемого участка на N отрезков (расчетных ячеек) длиной Δx (рисунок 3.2). Параметры смеси рассчитываются для центральной точки ячейки (узловой точки). Считается, что между узловыми точками параметры меняются линейно. Параметры на границе ячейки соответствуют среднему арифметическому между параметрами в узловых точках. В дальнейшем для ячейки i предшествующая ей ячейка будет обозначаться как $i-1$, а граница между этими ячейками — как $i-0{,}5$. Аналогичным образом следующая ячейка будет обозначаться как $i+1$, а граница между этими ячейками — как $i+0{,}5$.

Целые значения i соответствуют ячейкам, а смещение на 0,5 — границам между ячейками. Таким образом, входу в участок, разбитый на N отрезков, будет соответствовать индекс 0,5, а выходу из участка — индекс $N+0{,}5$. Давления и концентрации компонентов на границах ячеек принимаются равными средним арифметическим значениям этих величин для ячеек по обе стороны границы. Состояние смеси на входе в моделируемый участок и давление на выходе определяются граничными условиями.

Затем выбирается малый конечный интервал времени Δt, определяемый скоростью изменения физических процессов и требуемой точностью решения. Основное условие корректности решения — обеспечение равенства потоков на границах расчетных ячеек.

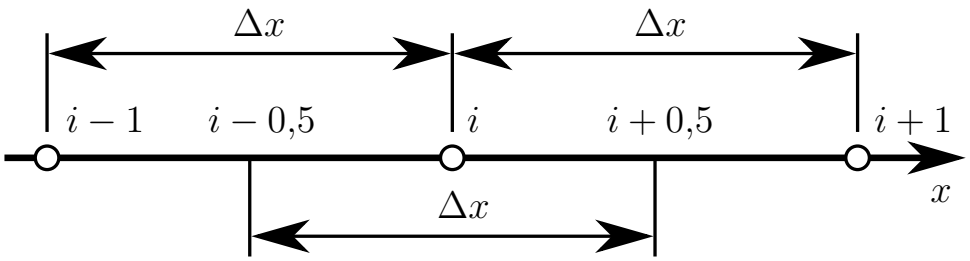


Рисунок 3.2 — Схема дискретизации

В дискретных уравнениях Y_i^1, Y_i^2 — количество молей первого и второго компонентов в i-й ячейке; Δx — размер расчетной ячейки; N — число расчетных

ячеек; k_L — коэффициент, учитывающий местное сопротивление игольчатого вентиля; нижний индекс — номер расчетной ячейки (индекс «0» соответствует граничным условиям на входе в участок); верхний индекс — признак фазы: 1 — газ, 2 — жидкость.

Для внутренних ячеек ($i = 2 \dots N-1$):

$$\frac{\partial Y_i^1}{\partial t} = \frac{K}{mRT\Delta x\Delta x}\left(\left(\frac{n_{i-1}^1 k_{i-1}^1}{\eta_{i-1}^1}\frac{p_{i-1}}{z_{i-1}^1} + \frac{n_{i-1}^2 k_{i-1}^2}{\eta_{i-1}^2}\frac{p_{i-1}}{z_{i-1}^2}\right)(p_{i-1} - p_i) - \right.$$
$$\left. - \left(\frac{n_i^1 k_i^1}{\eta_i^1}\frac{p_i}{z_1^1} + \frac{n_i^2 k_i^2}{\eta_i^2}\frac{p_i}{z_i^2}\right)(p_i - p_{i+1})\right), \tag{3.23}$$

$$\frac{\partial Y_i^2}{\partial t} = \frac{K}{mRT\Delta x\Delta x}\left(\left(\frac{(1-n_{i-1}^1)k_{i-1}^1}{\eta_{i-1}^1}\frac{p_{i-1}}{z_{i-1}^1} + \frac{(1-n_{i-1}^2)k_{i-1}^2}{\eta_{i-1}^2}\frac{p_{i-1}}{z_{i-1}^2}\right)\cdot\right.$$
$$\left.\cdot(p_{i-1} - p_i) - \left(\frac{(1-n_i^1)k_i^1}{\eta_i^1}\frac{p_i}{z_1^1} + \frac{(1-n_i^2)k_i^2}{\eta_i^2}\frac{p_i}{z_i^2}\right)(p_i - p_{i+1})\right), \tag{3.24}$$

$$\frac{\partial p_i}{\partial t} = \frac{K}{mD_{22}\Delta x\Delta x}\left(\left(\frac{k_{i-1}^1}{\eta_{i-1}^1}\frac{p_{i-1}}{z_{i-1}^1} + \frac{k_{i-1}^2}{\eta_{i-1}^2}\frac{p_{i-1}}{z_{i-1}^2}\right)(p_{i-1} - p_i) - \right.$$
$$\left. - \left(\frac{k_i^1}{\eta_i^1}\frac{p_i}{z_1^1} + \frac{k_i^2}{\eta_i^2}\frac{p_i}{z_i^2}\right)(p_i - p_{i+1})\right), \tag{3.25}$$

$$D_i^{22} = \frac{s_i}{z_i^1} + \frac{1-s_i}{z_i^2}. \tag{3.26}$$

Для первой ячейки ($i = 1$):

$$\frac{\partial Y_i^1}{\partial t} = \frac{K}{2mRT\Delta x\Delta x}\left(\left(\frac{n_0^1 k_0^1}{\mu_0^1}\frac{p_1}{z_0^1} + \frac{n_0^2 k_0^2}{\eta_0^2}\frac{p_1}{z_0^2}\right)(p_1 - p_i) - \right.$$

$$\left. - \left(\frac{n_i^1 k_i^1}{\mu_i^1}\frac{p_i}{z_i^1} + \frac{n_i^2 k_i^2}{\eta_i^2}\frac{p_i}{z_i^2}\right)(p_i - p_{i+1})\right), \tag{3.27}$$

$$\frac{\partial Y_i^2}{\partial t} = \frac{2K}{mRT\Delta x\Delta x}\left(\left(\frac{(1-n_0^1)k_0^1}{\eta_0^1}\frac{p_0}{z_0^1} + \frac{(1-n_0^2)k_0^2}{\eta_0^2}\frac{p_0}{z_0^2}\right)\cdot\right.$$

$$\left.\cdot(p_0 - p_i) - \left(\frac{(1-n_i^1)k_i^1}{\eta_i^1}\frac{p_i}{z_1^1} + \frac{(1-n_i^2)k_i^2}{\eta_i^2}\frac{p_i}{z_i^2}\right)(p_i - p_{i+1})\right), \tag{3.28}$$

$$\frac{\partial p_i}{\partial t} = \frac{2K}{mD_{22}\Delta x\Delta x}\left(\left(\frac{k_0^1}{\eta_0^1}\frac{p_0}{z_0^1} + \frac{k_0^2}{\eta_0^2}\frac{p_0}{z_0^2}\right)(p_0 - p_i) - \right.$$

$$\left. - \left(\frac{k_i^1}{\eta_i^1}\frac{p_i}{z_i^1} + \frac{k_i^2}{\eta_i^2}\frac{p_i}{z_i^2}\right)(p_i - p_{i+1})\right). \tag{3.29}$$

Для последней ячейки ($i = N$).

С регулятором давления «до себя»:

$$\frac{\partial Y_i^1}{\partial t} = \frac{2K}{mRT\Delta x\Delta x}\left(\left(\frac{n_{i-1}^1 k_{i-1}^1}{\eta_{i-1}^1}\frac{p_{i-1}}{z_{i-1}^1} + \frac{n_{i-1}^2 k_{i-1}^2}{\eta_{i-1}^2}\frac{p_{i-1}}{z_{i-1}^2}\right)(p_{i-1} - p_i) - \right.$$

$$\left. - \left(\frac{n_i^1 k_i^1}{\eta_i^1}\frac{p_i}{z_1^1} + \frac{n_i^2 k_i^2}{\eta_i^2}\frac{p_i}{z_i^2}\right)(p_i - p_2)\right), \tag{3.30}$$

$$\frac{\partial Y_i^2}{\partial t} = \frac{K}{mRT\Delta x\Delta x}\left(\left(\frac{(1-n_{i-1}^1)k_{i-1}^1}{\eta_{i-1}^1}\frac{p_{i-1}}{z_{i-1}^1} + \frac{(1-n_{i-1}^2)k_{i-1}^2}{\eta_{i-1}^2}\frac{p_{i-1}}{z_{i-1}^2}\right)\cdot\right.$$

$$\left.\cdot(p_{i-1} - p_i) - \left(\frac{(1-n_i^1)k_i^1}{\eta_i^1}\frac{p_i}{z_1^1} + \frac{(1-n_i^2)k_i^2}{\eta_i^2}\frac{p_i}{z_i^2}\right)(p_i - p_2)\right), \tag{3.31}$$

$$\frac{\partial p_i}{\partial t} = \frac{K}{mD_{22}\Delta x\Delta x}\left(\left(\frac{k_{i-1}^1}{\eta_{i-1}^1}\frac{p_{i-1}}{z_{i-1}^1} + \frac{k_{i-1}^2}{\eta_{i-1}^2}\frac{p_{i-1}}{z_{i-1}^2}\right)(p_{i-1} - p_i) - \right.$$

$$\left. - \left(\frac{k_i^1}{\eta_i^1}\frac{p_i}{z_1^1} + \frac{k_i^2}{\eta_i^2}\frac{p_i}{z_i^2}\right)(p_i - p_2)\right). \tag{3.32}$$

С игольчатым вентилем в последней расчетной ячейке:

$$\frac{\partial Y_i^1}{\partial t} = \frac{2K}{mRT\Delta x\Delta x}\left(\frac{n_{i-1}^1 k_{i-1}^1}{\eta_{i-1}^1}\frac{p_{i-1}}{z_{i-1}^1} + \frac{n_{i-1}^2 k_{i-1}^2}{\eta_{i-1}^2}\frac{p_{i-1}}{z_{i-1}^2}\right)(p_{i-1} - p_i) -$$

$$-\frac{2}{\Delta x}\frac{p_i}{RT}\left(\frac{n_i^1}{z_i^1}\sqrt{\frac{2(p_i - p_2)}{\rho_i^1 n_i^1 k_L}} + \frac{n_i^2}{z_i^2}\sqrt{\frac{2(p_i - p_2)}{\rho_i^2 n_i^2 k_L}}\right), \tag{3.33}$$

$$\frac{\partial Y_i^2}{\partial t} = \frac{2K}{mRT\Delta x\Delta x}\left(\frac{(1 - n_{i-1}^1)k_{i-1}^1}{\eta_{i-1}^1}\frac{p_{i-1}}{z_{i-1}^1} + \frac{(1 - n_{i-1}^2)k_{i-1}^2}{\eta_{i-1}^2}\frac{p_{i-1}}{z_{i-1}^2}\right) \cdot$$

$$\cdot(p_{i-1} - p_i) - \frac{2}{\Delta x}\frac{p_i}{RT}\left(\frac{1 - n_i^1}{z_i^1}\sqrt{\frac{2(p_i - p_2)}{\rho_i^1(1 - n_{i-1})k_L}} +\right.$$

$$\left. + \frac{1 - n_i^2}{z_i^2}\sqrt{\frac{2(p_i - p_2)}{\rho_i^2(1 - n_{i-1}^2 k_l)}}\right), \tag{3.34}$$

$$\frac{\partial p_i}{\partial t} = \frac{2K}{mD_{22}\Delta x\Delta x}\left(\left(\frac{k_{i-1}^1}{\eta_{i-1}^1}\frac{p_{i-1}}{z_{i-1}^1} + \frac{k_{i-1}^2}{\eta_{i-1}^2}\frac{p_{i-1}}{z_{i-1}^2}\right)(p_{i-1} - p_i)\right) -$$

$$-\frac{2}{\Delta x}\frac{p_i}{RT}\left(\frac{1}{z_i^1}\sqrt{\frac{2(p_i - p_2)}{\rho_i^1 k_L}} + \frac{1}{z_i^2}\sqrt{\frac{2(p_i - p_2)}{\rho_i^2 k_L}}\right), \tag{3.35}$$

$$\rho_N^1 = (n_N^1 \mu_{CH_4} + (1 - n_N^1)\mu_{C_5H_{12}}) \cdot 10^{-3}, \tag{3.36}$$

$$\rho_N^2 = (n_N^2 \mu_{CH_4} + (1 - n_N^2)\mu_{C_5H_{12}}) \cdot 10^{-3}. \tag{3.37}$$

3.5 Программная реализация

Для численного решения системы обыкновенных дифференциальных уравнений использован метод Адамса, реализованный в программном модуле DIFSUB [89].

Программные модули разработаны в среде программирования FORTRAN (Fortran PowerStation 4). Перечень файлов пакета программ:

MAIN.FOR – головная программа;

DIFFUN.FOR – система уравнений модели;

TERMO.FOR – расчет термодинамических характеристик;

VISCOSITY.FOR – расчет вязкости фаз;

PRESCON.FOR – расчет давления начала конденсации;
FASE1.FOR – решение уравнения состояния;
FASE.FOR – расчет фазового равновесия;
GEAR.FOR – программа решения системы уравнений методом Адамса;
CUB.FOR – программа решения кубического уравнения;
INPUT.DAT – критические параметры компонентов смеси.
Блок-схема пакета программ представлена на рисунке 3.3.

3.6 Верификация математической модели и расчетных программ

Верификация математической модели проводилась по результатам расчетов и экспериментов, выполненных в Стэнфордском университете на физической модели пласта [90].

Условия расчетов и экспериментов приведены в таблице 9.

Таблица 9 — Условия расчетов и экспериментов

Мольная доля метана	0,85
Мольная доля н-бутана	0,15
Длина модели	0,5 м
Коэффициент проницаемости	9 мД ($\sim 10^{-14}$ м^2)
Пористость	0,16
Температура	473 К
Давление на входе	13 МПа
Давление на выходе	7 МПа
Предел текучести газовой фазы a_1	0,1
Предел текучести жидкой фазы a_2	0,6
Показатель степени b_1	2
Показатель степени b_2	2

Сравнительные результаты расчетов и экспериментов представлены в таблице 10.

Расхождение в значениях рассчитанной концентрации н-бутана и результатов экспериментов [90] составило 5,5%, сравнение с результатами расчетов [90]

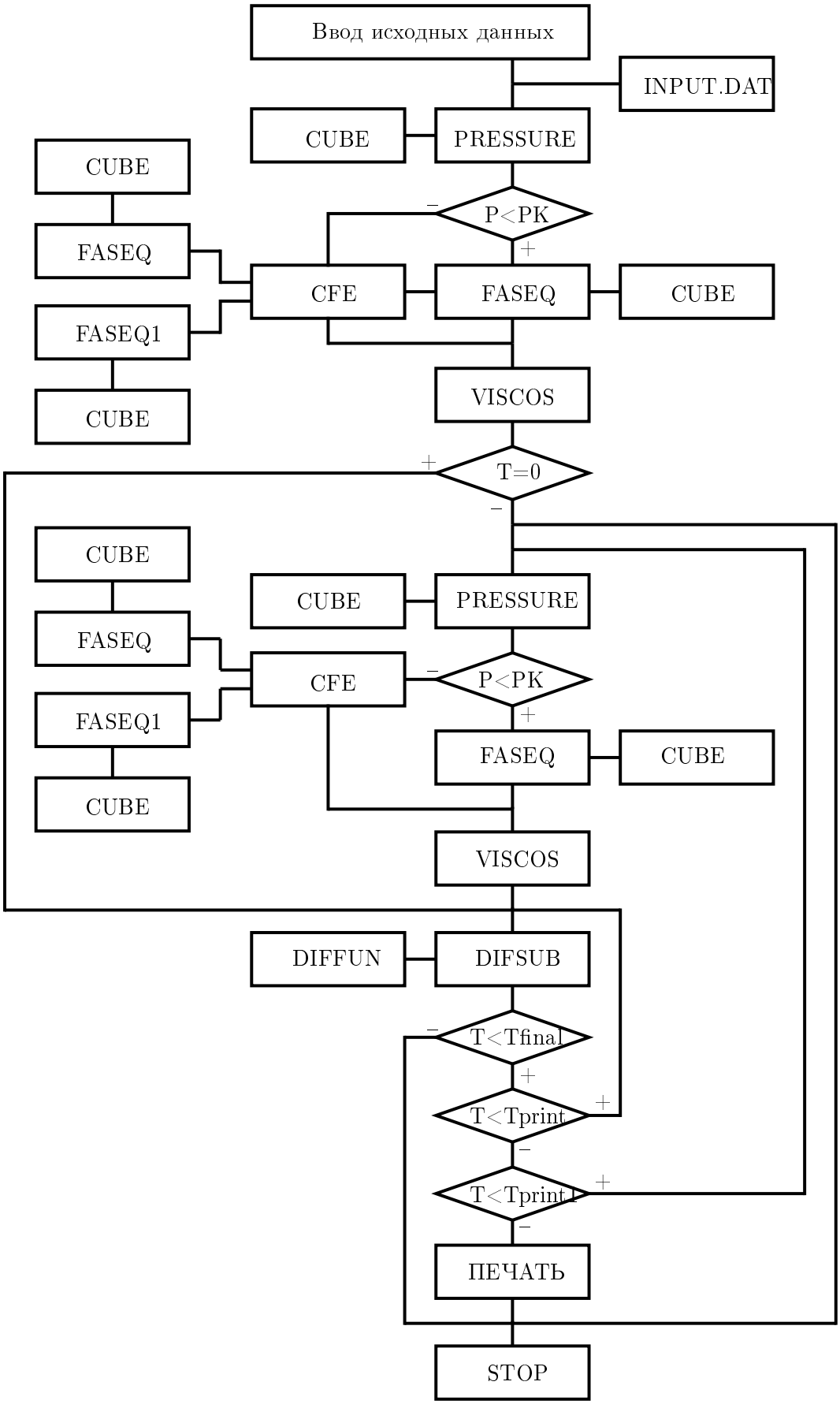


Рисунок 3.3 — Блок-схема пакета программ

Таблица 10 — Результаты расчетов и экспериментов

Характеристика	Расчет [90]	Эксперимент [90]	Расчет*
Мольная доля н-бутана в газовой фазе в последней расчетной ячейке	0,082	0,085	0,09
Влагонасыщенность в последней расчетной ячейке	0,42	–	0,48

*результаты расчетов по описанной модели

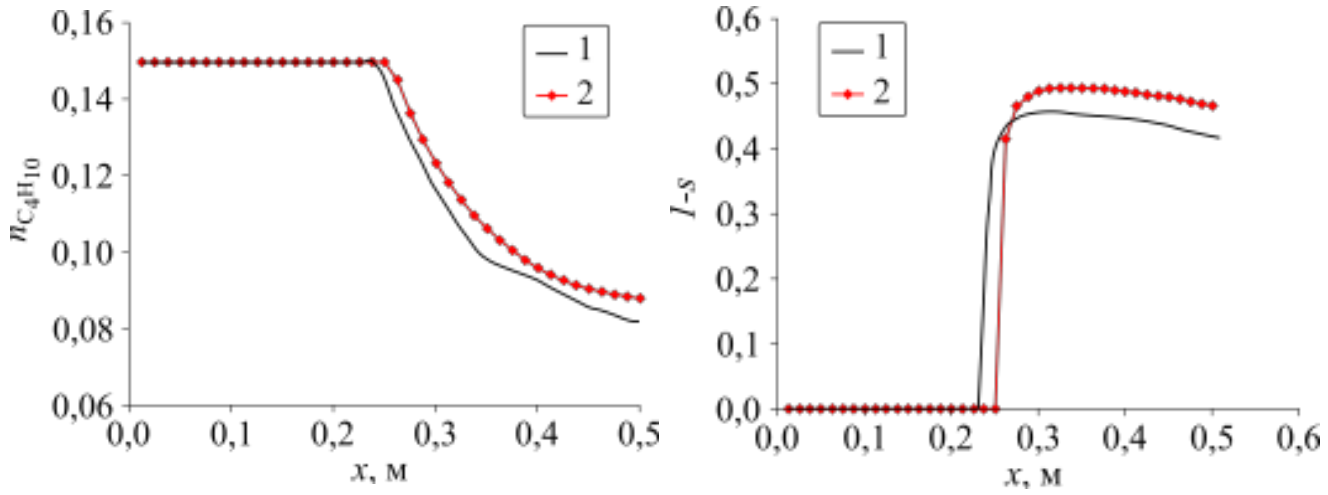
показало различие в 8,9%. Разница в результатах расчетов влагонасыщенности составила 12,5%.

Учитывая неопределенность вида и параметров функций фазовых проницаемостей, оказывающих существенное влияние на поведение двухфазного флюида, и погрешность экспериментов, полученные результаты сравнения можно считать удовлетворительными.

В работе [91] сделана попытка измерения влагонасыщенности по длине модели методом томографии, однако, из-за несовершенства методики и низкой точности измерений использовать эти данные для верификации математической модели не представляется возможным. Результаты сравнительных расчетов распределения мольной доли н-бутана и влагонасыщенности по длине модели в установившемся режиме показаны на рисунке 3.4. Из представленных графиков следует, что имеется как качественное, так и количественное соответствие результатов моделирования и результатов работы [90].

3.7 Начальные и граничные условия

Поскольку одна из задач — верификация математической модели по результата эксперимента, в расчетах задавались начальные условия, аналогичные условиям экспериментов: начальное давление по всей длине участка перед открытием вентиля на выходе. Весь участок в начальный момент времени заполнен метаном. В том случае, если моделируется установившийся режим



а б

Рисунок 3.4 — Сравнение результатов работы [90] (1) и результатов моделирования (2): а – распределение мольной доли н-бутана в газовой фазе по длине модели; б – распределение влагонасыщенности по длине модели

фильтрации (через несколько сотен секунд от начала процесса), вид начальных условий может быть и не столь «жестким», например, можно задать линейное распределение давления по длине участка и соответствующий такому распределению фазовый состав смеси.

Граничные условия на входе в участок определяются заданием постоянного давления и мольным составом углеводородной смеси. В том случе, когда входное давление ниже давления точки росы, задается, в соответствии с заданным давлением и температурой, фазовый состав смеси.

Граничное условие на выходе из участка задавалось в двух вариантах. Первый вариант — постоянное давление. Такой вариант может быть реализован в эксперимент с автоматическим регулятором давления «до себя» на выходе из экспериментального участка. Второй вариант — переменное давление, определяемое характеристиками игольчатого вентиля, установленного за экспериментальным участком, и скоростью потока. Такие условия в какой-то степени качественно моделируют условиям вблизи забоя скважины.

По результатам продувки азотом (раздел 2.2.2) потери давления на вентиле с хорошей точностью аппроксимируются полиномом:

$$\Delta p = k\left(-1.0 + 11{,}30\frac{G_{mix}}{\rho_{mix}} - 19{,}13\left(\frac{G_{mix}}{\rho_{mix}}\right)^2 + 14{,}43\left(\frac{G_{mix}}{\rho_{mix}}\right)^3 - \right.$$
$$\left. -4{,}03\left(\frac{G_{mix}}{\rho_{mix}}\right)^4\right)\cdot 10^5, \tag{3.38}$$

$$\rho_{mix} = ((c_1 M_{\mathrm{CH_4}} + (1-c_1)M_{\mathrm{C_5H_{12}}})n_1 s +$$
$$+ (c_2 M_{\mathrm{CH_4}} + (1-c_2)M_{\mathrm{C_5H_{12}}})n_2(1-s))\cdot 10^{-3}, \tag{3.39}$$

где k — коэффициент, определяющий заданное среднее давление на выходе из участка; n_j — молярная плотность j-й фазы, моль/м^3; c_i — молярная концентрация метана в фазе; M — молярная масса компонента, г/моль; ΔP — потеря давления, Па; G_{mix} — массовый расход смеси, мг/с; s — газонасыщенность.

3.8 Термодинамическая модель

Для расчета свойств бинарной смеси в паровой и жидкой фазах использовалось обобщенное кубическое четыерхкоэффициентное уравнение состояния ван-дер-ваальсового типа, разработанное специально для природных нефтегазоконденсатных смесей [9]:

$$p + \frac{a}{(v+c)(v+d)} = \frac{RT}{v-b}, \tag{3.40}$$

где p — давление; v — удельный объем; T — температура; R — универсальная газовая постоянная; a, b, c, d — коэффициенты.

Кубическое уравнение удобно записать относительно коэффициента сжимаемости:

$$z^3 + (C+D-B-1)z^2 + (A-BC+CD-BD-D-C)z-$$
$$(BCD+CD+AB) = 0 \tag{3.41}$$

где $A = \dfrac{ap}{R^2T^2}$, $B = \dfrac{bp}{RT}$, $C = \dfrac{cp}{RT}$, $D = \dfrac{dp}{RT}$, $z = \dfrac{pv}{RT}$, b, c, d — коэффициенты, постоянные для данного вещества; $a = a_c\varphi(T)$; a_c — константа; φ — температурная функция.

Значения параметров уравнения состояния для компонентов нефтегазоконденсатных систем взяты из [9; 72; 86].

Задача ставится следующим образом: заданы компонентный мольный состав смеси η_i $(i = 1, \cdots, N)$, давление p и температура T. Требуется определить мольные доли V, L и составы паровой y_i и жидкой x_i фаз, на которые разделяется исходная смесь при заданных термобарических условиях. Таким образом, требуется определить значения $2N + 2$ переменных. Соответствующая система $2N + 2$ уравнений имеет вид:

$$\begin{cases} f_{Li} - f_{Vi} = 0 \\ x_iL + y_iV - \eta_i = 0 \\ \sum\limits_{i=1}^{N} y_i = 1 \\ L + V = 1 \end{cases} \tag{3.42}$$

В системе уравнений (3.42) первые N уравнений описывают условия термодинамического равновесия — равенство летучестей компонентов в в сосуществующих паровой и жидкой фазах. Следующие N уравнений описывают материальный баланс компонентов в фазах. Алгоритм расчета следующий:

1. Для каждого компонента смеси задаются исходные данные: критическая температура T_c, критическое давление p_c, ацентрический фактор Питцера ω и три параметра уравнения состояния — Ω_c, Z'_c, ψ.
2. Для смеси задаются температура T, давление p, компонентный мольный состав смеси η_i, коэффициенты парного взаимодействия компонентов смеси c_{ij}.

3. Рассчитываются значения коэффициентов уравнения состояния для каждого компонента $\alpha, \beta, \sigma, \delta$:

$$\alpha_i = \Omega_{ci}^3; \tag{3.43}$$

$$\beta_i = Z'_{ci} + \Omega_{ci} - 1; \tag{3.44}$$

$$\sigma_i = -Z'_{ci} + \Omega_{ci}\left(0{,}5 + (\Omega_{ci} - 0{,}75)^{\frac{1}{2}}\right); \tag{3.45}$$

$$\delta_i = -Z'_{ci} + \Omega_{ci}\left(0{,}5 - (\Omega_{ci} - 0{,}75)^{\frac{1}{2}}\right). \tag{3.46}$$

4. Рассчитываются значения коэффициентов a, b, c, d для каждого компонента:

$$\varphi(T) = \left(1 + \psi_i\left(1 - \left(\frac{T}{T_{ci}}\right)^{\frac{1}{2}}\right)\right)^2; \tag{3.47}$$

$$a_{ci} = \alpha_i \frac{R^2 T_{ci}^2}{p_{ci}}; \tag{3.48}$$

$$a_i = a_{ci}\varphi(T); \tag{3.49}$$

$$b_i = \beta_i \frac{RT_{ci}}{p_{ci}}; \tag{3.50}$$

$$c_i = \sigma_i \frac{RT_{ci}}{p_{ci}}; \tag{3.51}$$

$$d_i = \delta_i \frac{RT_{ci}}{p_{ci}}. \tag{3.52}$$

5. Рассчитываются начальные приближения коэффициентов распределения компонентов смеси K_i:

$$p_{si}^{(0)} = p_{ci} e^{53{,}73(1+\omega_i)\left(1 - \frac{T_{ci}}{T}\right)}; \tag{3.53}$$

$$K_i = \frac{p_{si}^{(0)}}{p}. \tag{3.54}$$

6. Решается уравнение фазовых концентраций, в результате чего определяется мольная доля паровой фазы V:

$$\sum_{i=1}^{N} \frac{\eta_i(K_i - 1)}{V(K_i - 1) + 1} = 0. \tag{3.55}$$

7. Рассчитываются мольные доли компонентов смеси в паровой фазе и в жидкой фазе:

$$y_i = \frac{\eta_i K_i}{V(K_i - 1) + 1}; \tag{3.56}$$

$$x_i = \frac{\eta_i}{V(K_i - 1) + 1}. \tag{3.57}$$

8. Рассчитываются коэффициенты уравнения состояния a_{mV}, b_{mV}, c_{mV}, d_{mV} по составу паровой фазы и a_{mL}, b_{mL}, c_{mL}, d_{mL} по составу жидкой фазы:

$$a_{ij} = (1 - c_{ij})(a_i a_j)^{\frac{1}{2}}; \tag{3.58}$$

$$a_{mV} = \sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{N} y_i y_j a_{ij}; \tag{3.59}$$

$$a_{mL} = \sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{N} x_i x_j a_{ij}; \tag{3.60}$$

$$b_{mV} = \sum_{i=1}^{N} y_i b_i; \tag{3.61}$$

$$b_{mL} = \sum_{i=1}^{N} x_i b_i; \tag{3.62}$$

$$c_{mV} = \sum_{i=1}^{N} y_i c_i; \tag{3.63}$$

$$c_{mL} = \sum_{i=1}^{N} x_i c_i; \tag{3.64}$$

$$d_{mV} = \sum_{i=1}^{N} y_i d_i; \tag{3.65}$$

$$d_{mL} = \sum_{i=1}^{N} x_i d_i. \tag{3.66}$$

9. Рассчитываются коэффициенты уравнения состояния A_{mV}, B_{mV}, C_{mV}, D_{mV} по составу паровой фазы и A_{mL}, B_{mL}, C_{mL}, D_{mL} по составу жидкой фазы:

$$A_{mV} = a_{mV}\frac{p}{R^2T^2}; \tag{3.67}$$

$$A_{mL} = a_{mL}\frac{p}{R^2T^2}; \tag{3.68}$$

$$B_{mV} = b_{mV}\frac{p}{RT}; \tag{3.69}$$

$$B_{mL} = b_{mL}\frac{p}{RT}; \tag{3.70}$$

$$C_{mV} = c_{mV}\frac{p}{RT}; \tag{3.71}$$

$$C_{mL} = c_{mL}\frac{p}{RT}; \tag{3.72}$$

$$D_{mV} = d_{mV}\frac{p}{RT}; \tag{3.73}$$

$$D_{mL} = d_{mL}\frac{p}{RT}. \tag{3.74}$$

10. Решается уравнение для определения коэффициента сверхсжимаемости паровой фазы Z_V(выбирается максимальный из положительных корней):

$$\begin{gathered} Z_V^3 + (C_{mV} + D_{mV} - B_{mV} - 1)Z_V^2 + \\ +(A_{mV} - B_{mV}C_{mV} + C_{mV}D_{mV} - D_{mV} - C_{mV})Z_V - \\ -(B_{mV}C_{mV}D_{mV} + C_{mV}D_{mV} + A_{mV}B_{mV}) = 0. \end{gathered} \tag{3.75}$$

11. Решается уравнение для определения коэффициента сверхсжимаемости жидкой фазы Z_L(выбирается минимальный из положительных корней):

$$\begin{gathered} Z_L^3 + (C_{mL} + D_{mL} - B_{mL} - 1)Z_L^2 + \\ +(A_{mL} - B_{mL}C_{mL} + C_{mL}D_{mL} - D_{mL} - C_{mL})Z_L - \\ -(B_{mL}C_{mL}D_{mL} + C_{mL}D_{mL} + A_{mL}B_{mL}) = 0. \end{gathered} \tag{3.76}$$

12. Рассчитываются летучести компонентов в паровой фазе f_{Vi} и в жидкой фазе f_{Li}:

$$\ln(f_{Vi}) = \ln(y_i p) - \ln(Z_V - B_{mV}) -$$
$$-\frac{A_{mV}}{C_{mV} - D_{mV}} \left(\frac{2\sum\limits_{i=1}^{N} y_i a_{ij}}{a_{mV}} - \frac{c_i - d_i}{c_{mV} - d_{mV}} \right) \ln\left(\frac{Z_V + C_{mV}}{Z_V + D_{mV}} \right) +$$
$$+\frac{B_i}{Z_V - B_{mV}} - \frac{A_{mV}}{C_{mV} - D_{mV}} \left(\frac{C_i}{Z_V + C_{mV}} - \frac{D_i}{Z_V + D_{mV}} \right); \quad (3.77)$$
$$\ln(f_{Li}) = \ln(x_i p) - \ln(Z_L - B_{mL}) -$$
$$-\frac{A_{mL}}{C_{mL} - D_{mL}} \left(\frac{2\sum\limits_{i=1}^{N} x_i a_{ij}}{a_{mL}} - \frac{c_i - d_i}{c_{mL} - d_{mL}} \right) \ln\left(\frac{Z_L + C_{mL}}{Z_L + D_{mL}} \right) +$$
$$+\frac{B_i}{Z_L - B_{mL}} - \frac{A_{mL}}{C_{mL} - D_{mL}} \left(\frac{C_i}{Z_L + C_{mL}} - \frac{D_i}{Z_L + D_{mL}} \right), \quad (3.78)$$

где $B = b_i \frac{p}{RT}$, $C = c_i \frac{p}{RT}$, $D = d_i \frac{p}{RT}$.

13. Корректируются значения коэффициентов распределения:

$$K_i^{(m)} = K_i^{(m-1)} \frac{f_{Li}}{f_{Vi}}. \quad (3.79)$$

14. Проверяется неравенство:

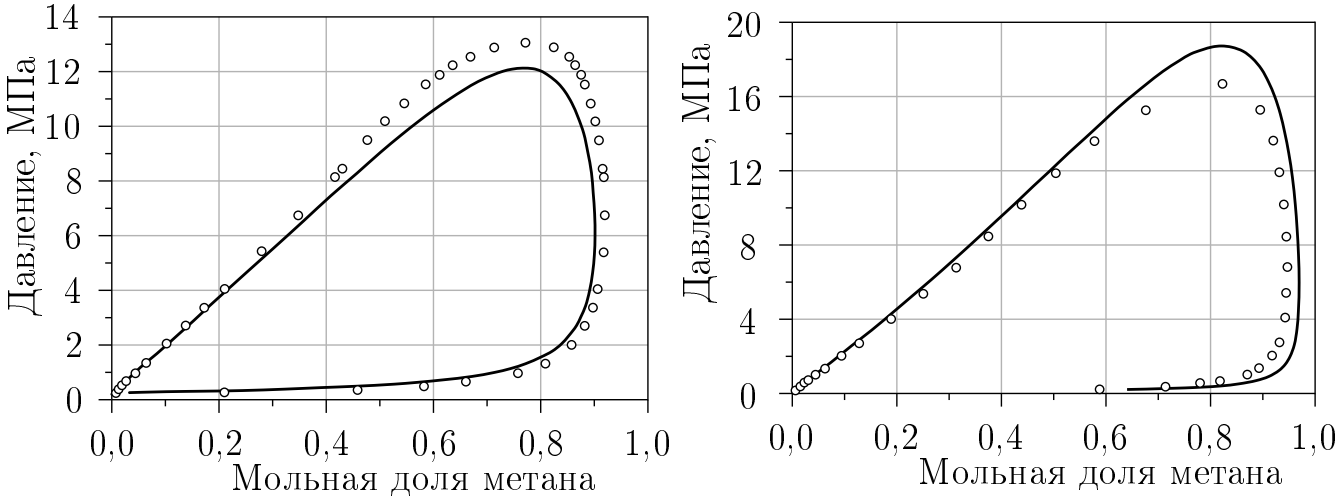
$$\left| \frac{f_{Li}}{f_{Vi}} - 1 \right| > \varepsilon, \quad (3.80)$$

где ε — точность соблюдения равенства летучестей. Если условие (3.80) соблюдается хотя бы для одного компонента, то происходит переход к пункту 6. Иначе система уравнений (3.42) решена, а рассчитанные составы паровой y_i и жидкой x_i фаз являются равновесными.

Таким образом, термодинамическая модель позволяет определить молярные и объемные соотношения фаз, состав фаз и их плотность при условии, что для заданной точки известен компонентный состав и давление.

Математическая модель расчета фазовых равновесий реализована в среде программирования C# [92; 93], описание программы приведено в Приложении А.

Рассчитанные и экспериментальные [94] фазовые диаграммы в координатах «давление – мольный состав» для бинарных смесей метан–н-бутан и метан–н-пентан представлены на рисунке 3.5.



а б

Рисунок 3.5 — Фазовые диаграммы бинарных смесей: а — метан–н-бутан, $T = 294$ К; б — метан–н-пентан, $T = 311$ К. Сплошная линия — расчет, точки — экспериментальные данные [94]

Выводы по главе 3

Была доработана одномерная модель процесса двухфазной фильтрации бинарной углеводородной смеси. Для расчета термодинамических свойств системы использовалось четырехкоэффициентное кубическое уравнение состояния ван-дер-ваальсовского типа. Динамическая вязкость фаз модельной смеси рассчитывалась с помощью метода Лоренца-Брея-Кларка. При решение системы уравнений движения использовался метод Адамса. Разработанная модель была верифицирована по результатам расчетных и экспериментальных исследований, выполненных в Стэнфордском университете (США).

Глава 4. Результаты расчетов и экспериментов

4.1 Результаты расчетов

Численное исследование течения газоконденсатной модельной смеси «метан–н-пентан» в пористой среде проводилось с целью расчета параметров (состава смеси и перепада давления на участке), определяющих область неустойчивого течения смеси, при условиях, соответствующих условиям экспериментов на фильтрационном стенде «Пласт-2» [5]. Кроме того, рассчитывались характеристики течения, не измеряемые в эксперименте, позволяющие объяснить физическую картину поведения углеводородной смеси в процессе депрессии давления и при термодинамических параметрах, соответствующих нахождению двухфазной смеси в ретроградной области фазовой диаграммы.

Условия проведения расчетов приведены в таблице 11. Шаг пересчета термодинамики составил 0,1 с — результаты тестовых расчетов с шагом 0,01 с показали правомерность такого допущения.

Таблица 11 — Условия проведения расчетов

Мольная доля метана	0,75/0,90
Мольная доля н-пентана	0,25/0,10
Давление на входе в участок	20 МПа
Длина участка	3 м
Внутренний диаметр участка	0,006 м
Коэффициент проницаемости	$5{\cdot}10^{-13}$ м^2
Пористость	0,35
Температура	293 К
Предел текучести газовой фазы a_1	0,1
Предел текучести жидкой фазы a_2	0,8/0,6
Показатель степени b_1	3,5
Показатель степени b_2	2

Численные эксперименты проводились при трех значениях мольной концентрации метана: 0,9, 0,85 и 0,75. Первые два значения соответствовали

ретроградной области фазовой диаграммы, последнее — области прямого испарения. Моделирование осуществлялось при постоянном давлении на выходе из участка p_{out}: с идеальным регулятором обратного давления ($p_{out} = 5 - 10$ МПа) и с регулирующим вентилем ($p_{out} = 0{,}1$ МПа).

Для построения графических зависимостей разработаны вспомогательные программы обработки результатов расчетов: программа **DataCarver1.exe** — для преобразования зависимости мольной доли метана $n_t(x)$ в $n_x(t)$ для выбранных сечений модели, программа **DataCarver2.exe** — для обратного преобразования зависимости $n_x(t)$ в $n_t(x)$ для выбранных моментов времени.

Результаты расчетов массового расхода смеси метан—н-пентан в зависимости от времени при различных мольных концентрациях метана на входе в модель пласта (n_0) представлены на рисунках 4.1–4.4. Здесь и далее G_g обозначает массовый расход газовой фазы, G_L — массовый расход жидкой фазы, $G_g + G_L$ — суммарный массовый расход фаз.

Из приведенных графиков видно, что при перепаде давления на участке $\Delta p = 14$ МПа и концентрации метана в смеси на входе в участок, соответствующей области ретроградной конденсации, наблюдались неустойчивые режимы течения. При мольной концентрации метана $n_0 = 0{,}9$ после того, как влагонасыщенность превысила порог текучести ($t \approx 190$ с), возникли колебания массового расхода фаз с периодом колебаний около 80 с, которые затухали через 500 – 600 с (рисунок 4.1). При этом массовый расход газовой фазы значительно превышал массовый расход жидкости.

Характер колебаний расхода при снижении мольной концентрации метана до 0,85 представлен на рисунке 4.2. После превышения порога текучести жидкости ($t \approx 170$ с) возникли устойчивые периодические колебания, период которых составил около 80 с. Значения средних массовых расходов жидкой и газовой фаз оказались близки, а суммарный массовый расход более чем на 10% ниже, чем при мольной концентрации метана 0,9. При снижении перепада давления до 10 МПа ($p_{out} = 10$ МПа) автоколебания не наблюдаются, и через 800 с колебания практически полностью затухают (рисунок 4.3).

При мольной концентрации метана 0,75, при которой смесь метан—н-пентан находится вне области ретроградной концентрации, наблюдался устойчивый режим, колебания расхода отсутствовали (рисунок 4.4). При этом массовый расход жидкой фазы вдвое превышал расход газовой фазы, а массовый расход углеводородной смеси максимальный.

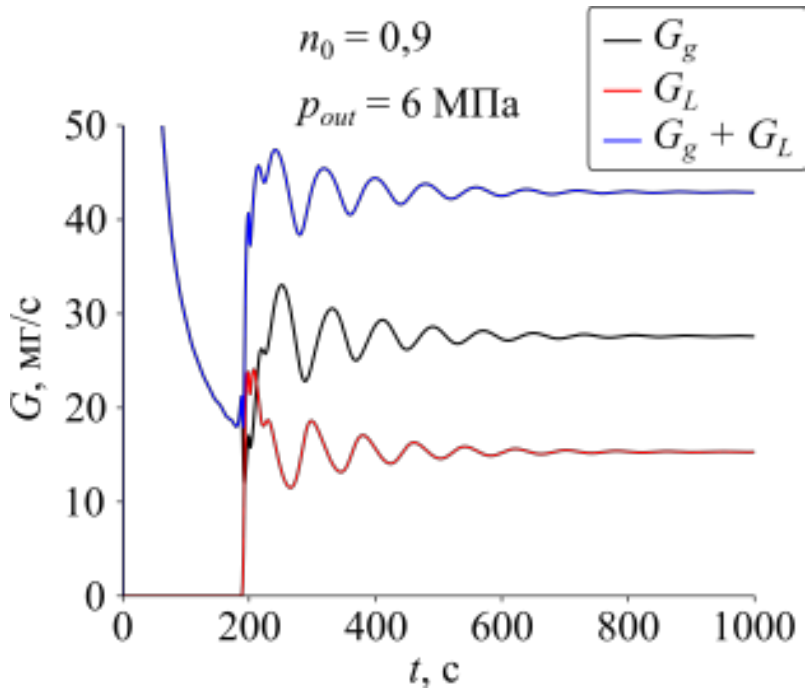


Рисунок 4.1 — Затухающие колебания массового расхода

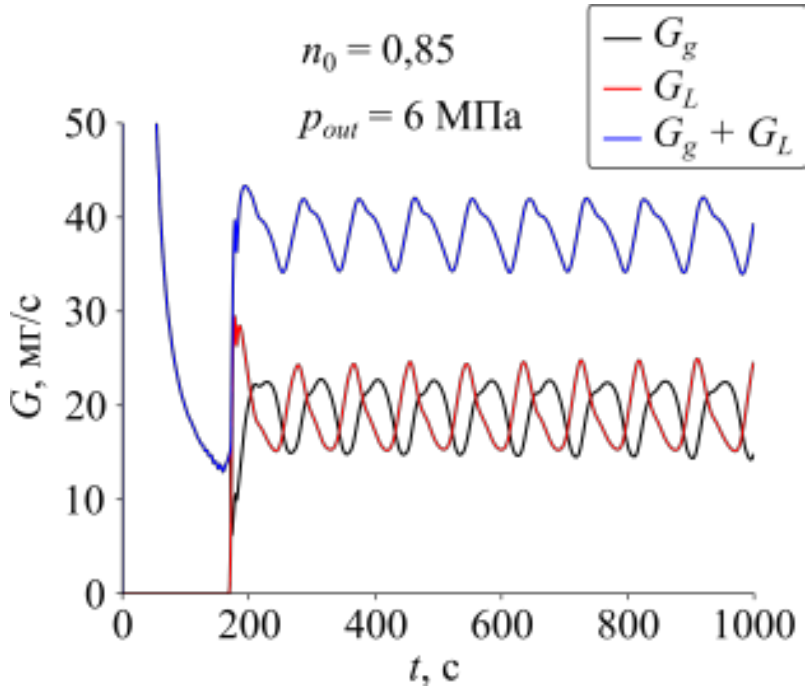


Рисунок 4.2 — Автоколебания массового расхода

Динамика изменения концентрации метана в углеводородной смеси на выходе из модели пласта и давления в конце участка (последняя расчетная ячейка) показаны на рисунке 4.5. Мольная концентрация метана на входе в участок составляла 0,85, предел текучести жидкой фазы — 0,8. Как можно

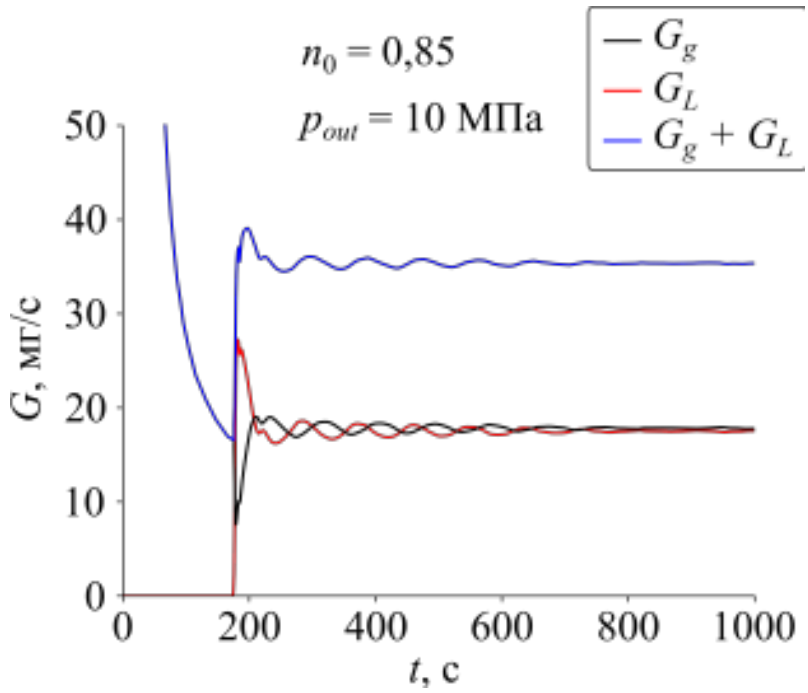


Рисунок 4.3 — Затухающие колебания массового расхода при снижении перепада давления (p_{out} = 10 МПа)

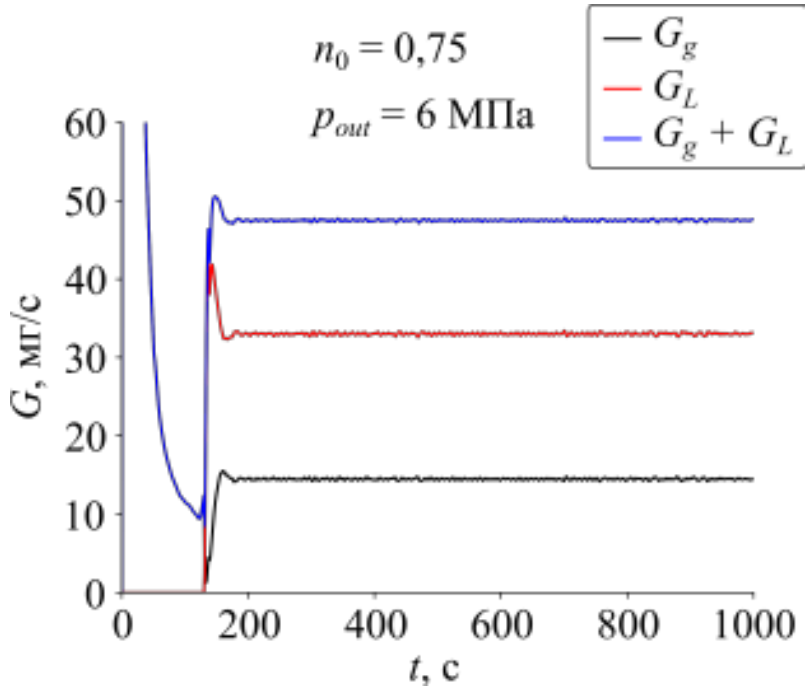


Рисунок 4.4 — Зависимость массового расхода от времени при составе углеводородной смеси, соответствующей области прямого испарения

видеть, характер автоколебаний идентичен колебаниям массового расхода при тех же условиях (рисунок 4.2).

Профили давления, концентрации метана в газовой и жидкой фазах и газонасыщенности в момент времени 600 с (установившийся режим, рисунок 4.2) представлены на рисунке 4.6. Мольная концентрация метана на входе в участок составляла 0,85, предел текучести жидкой фазы — 0,8. В сечении на длине 1,6 м давление перешло через кривую точек росы, при этом образовалась жидкая фаза и изменился характер поведения давления. В жидкой фазе увеличилась доля более тяжелого компонента — н-пентана, а в газовой фазе выросло содержание метана. Наблюдается резкое падение газонасыщенности, значение которой достигает 0,3 в конце модели пласта.

Характер изменения давления во времени иллюстрирует рисунок 4.7. Сечения, в которых показано изменение давления, примерно соответствуют расположению датчиков давления на экспериментальном участке стенда «Пласт-2».

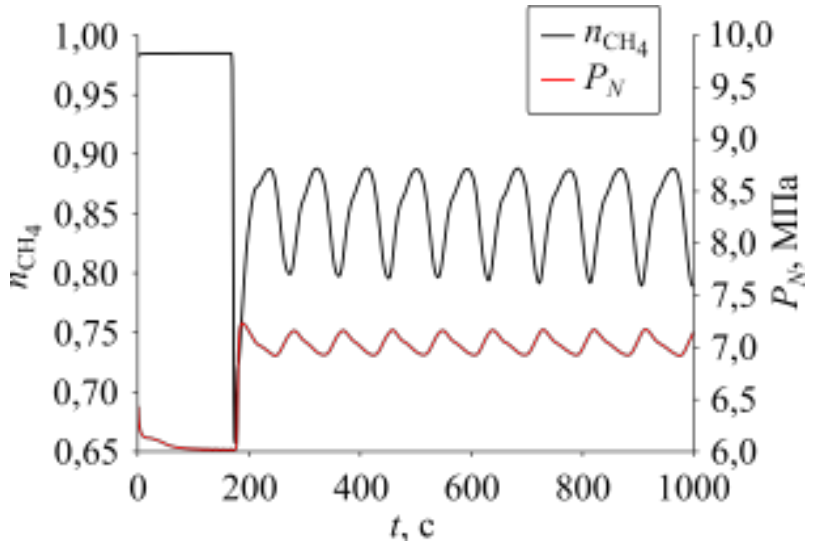


Рисунок 4.5 — Зависимость концентрации метана в смеси на выходе из модели пласта и давления в последней расчетной ячейке от времени

Как уже отмечалось, на характер течения двухфазной смеси большое влияние оказывает вид функций фазовой проницаемости. На рисунках 4.8–4.12 представлены результаты расчета режима с пределом текучести жидкой фазы $a_2 = 0{,}6$ и концентрацией метана в смеси на входе в участок 0,85. Давление на входе в участок составило 20 МПа, на выходе — 6 МПа. Так же, как и в режиме с пределом текучести жидкой фазы $a_2 = 0{,}8$ (рисунок 4.2), до момента времени 1500 с режим течения носил автоколебательный характер, но с существенно меньшей амплитудой колебаний расхода и меньшим периодом колебаний (рисунок 4.8). Далее характер режима кардинально изменился с автоколебательного

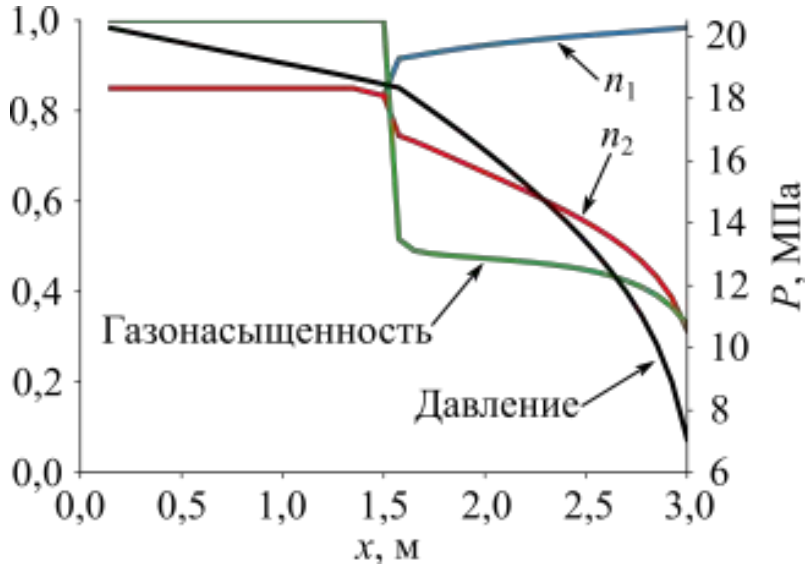


Рисунок 4.6 — Профили давления, концентрации метана в газовой и жидкой фазах и газонасыщенности в момент времени 600 с

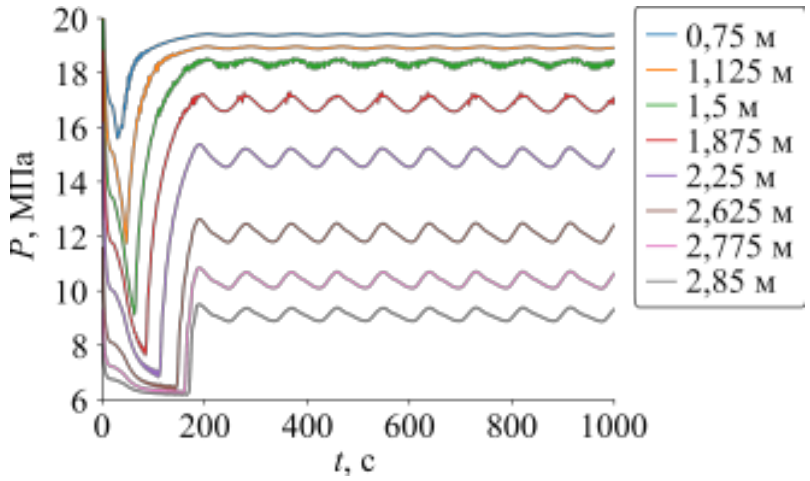


Рисунок 4.7 — Характер изменения давления во времени в различных сечениях модели пласта

на режим с полной периодической блокировкой расхода (образование конденсатных «пробок»). При этом период колебаний массового расхода составил 250 с в начале режима и увеличился до 500 с в установившемся режиме (рисунки 4.8, 4.9). Средний массовый расход смеси при этом значительно снизился, а амплитуда изменения давления в конце участка (последняя расчетная ячейка) составила более 2 МПа (рисунок 4.10).

Профили давления по длине участка в различные моменты времени показаны на рисунке 4.12. Участок кривых до первого излома соответствует нахождению смеси в закритической области фазовой диаграммы. Следующий

участок — смесь находится в двухфазном состоянии. Последние изломы кривых показывают динамику движения конденсатной «пробки».

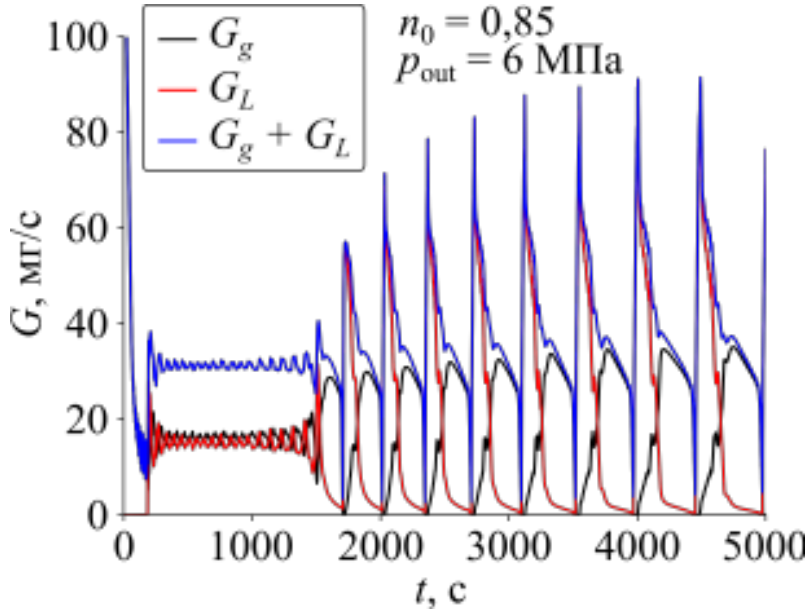


Рисунок 4.8 — Характер изменения массового расхода при пределе текучести жидкой фазы 0,6

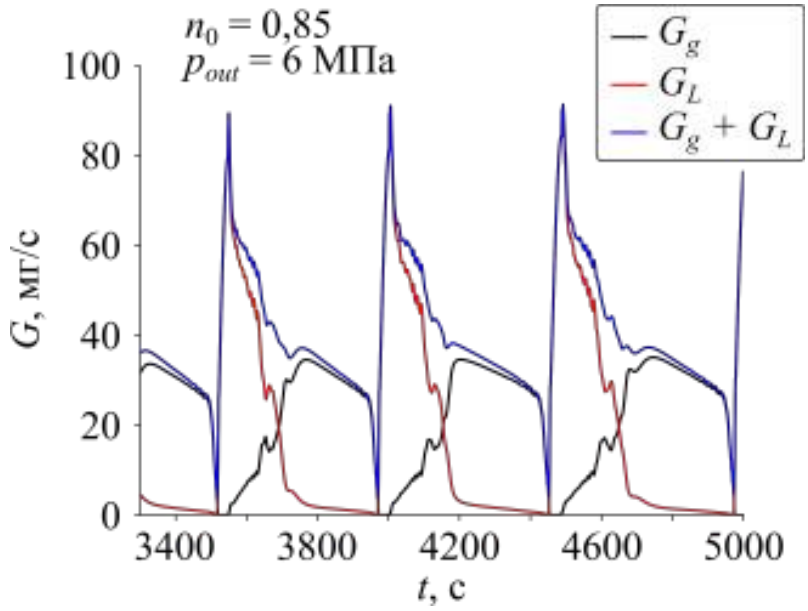


Рисунок 4.9 — Режим течения с периодической блокировкой расхода смеси

В экспериментах на стенде «Пласт-2» для поддержания заданного давления за моделью пласта был установлен игольчатый вентиль, давление после которого составляло 0,1 МПа. Результаты расчетов изменения массового расхода и давления перед игольчатым вентилем (в численной схеме давления в

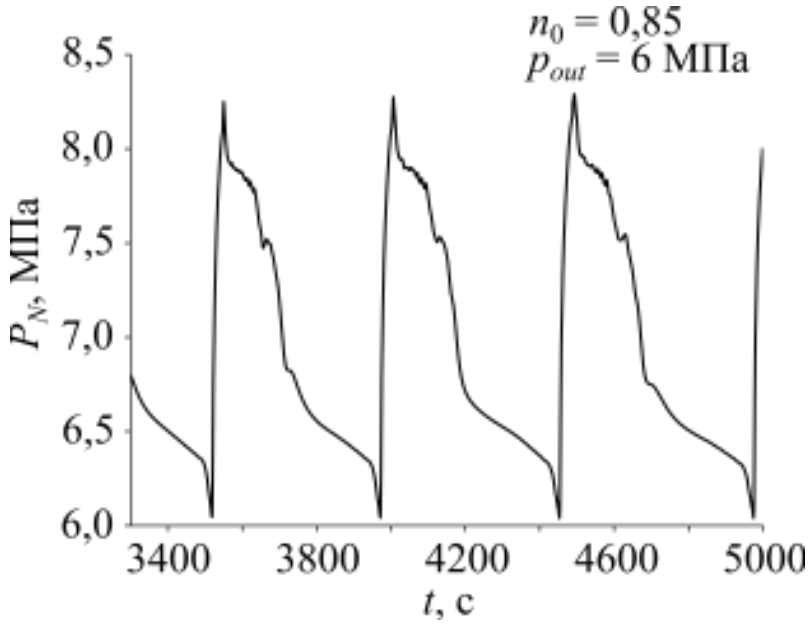


Рисунок 4.10 — Характер изменения давления в последней расчетной ячейке

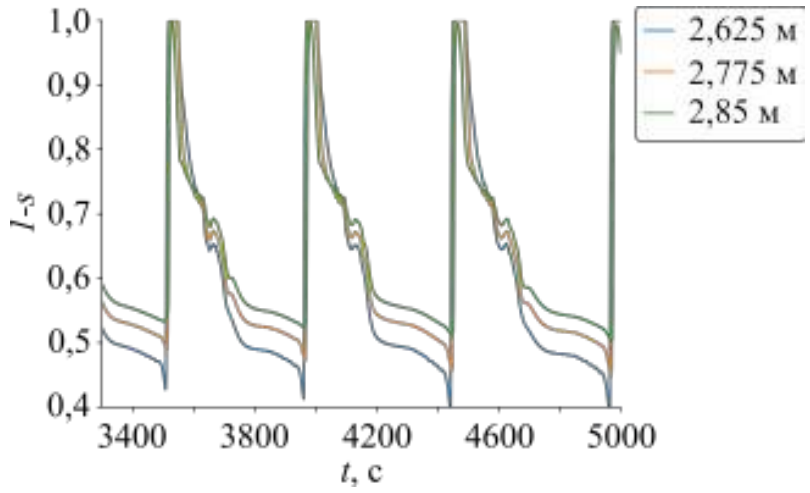


Рисунок 4.11 — Зависимость влагонасыщенности от времени в трех сечениях модели пласта

последней расчетной ячейке) при условиях, аналогичных условиям расчетов, представленных на рисунках 4.1, 4.2, 4.4, показаны на рисунках 4.13–4.15.

Характер поведения давления и массового расхода в режимах с концентрацией метана в смеси 0,9 (рисунок 4.13) и 0,75 (рисунок 4.15) качественно совпал с кривыми, изображенными на рисунках 4.1, 4.4: при концентрации метана 0,9 возникли затухающие колебания давления и массового расхода, при концентрации метана 0,75 режимы стабильны. В модели с игольчатым вентилем при концентрации метана на входе в участок $n_0 = 0{,}85$ колебания расхода и давления медленно затухали (рисунок 4.14). По всей видимости, это связано с

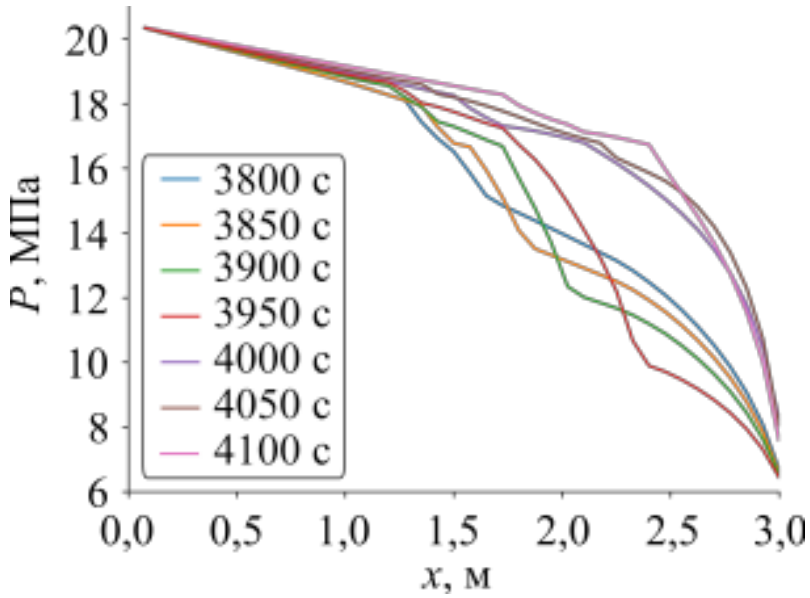


Рисунок 4.12 — Профили давления в различные моменты времени

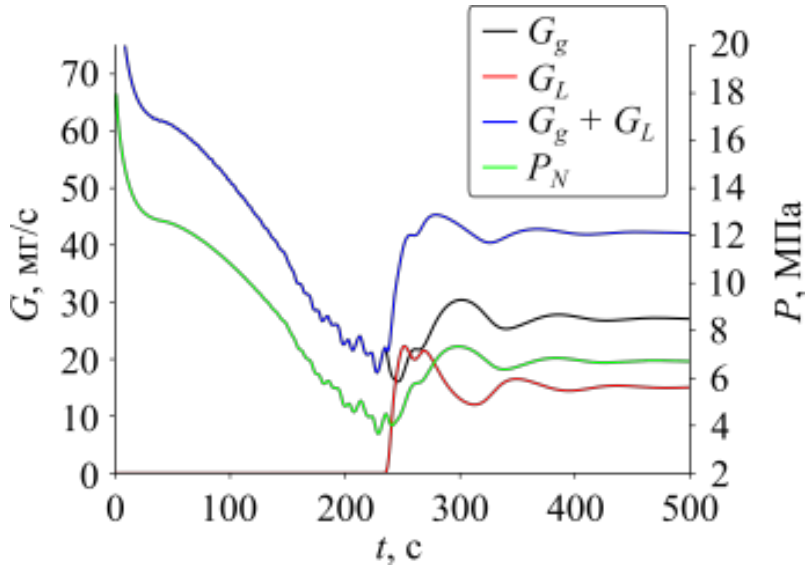


Рисунок 4.13 — Зависимости массового расхода и давления перед игольчатым вентилем от времени при $n_0 = 0{,}9$

не совсем адекватным моделированием игольчатого вентиля. Во всяком случае, в обеих сериях численных экспериментов получены идентичные параметры, определяющие область возникновения неустойчивых режимов течения.

Из приведенных результатов видно, что на характер течения двухфазной смеси влияет несколько параметров: перепад давления на участке, состав углеводородной смеси, вид функций фазовой проницаемости, которые, в свою очередь, зависят от характеристик пористой среды (пористости, размера и конфигурации пор, смачиваемости), теплофизических свойств флюида (плотности,

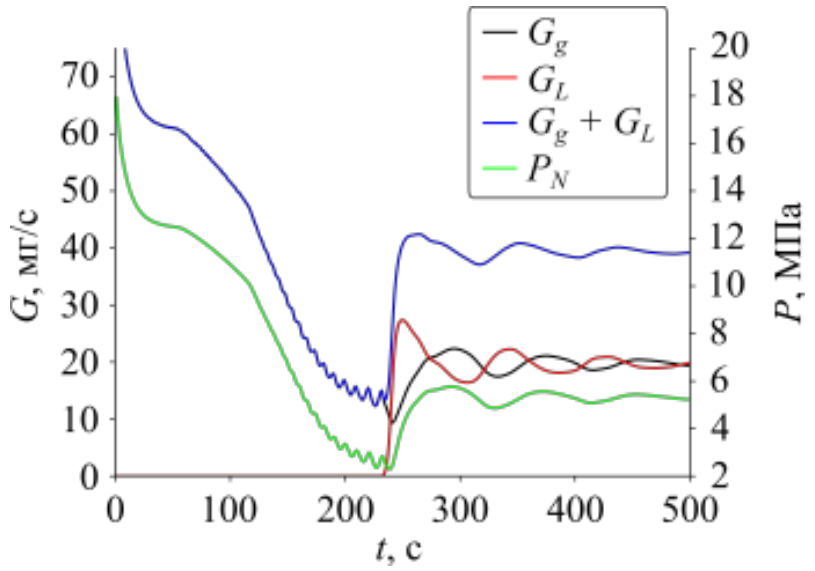


Рисунок 4.14 — Зависимости массового расхода и давления перед игольчатым вентилем от времени при $n_0 = 0{,}85$

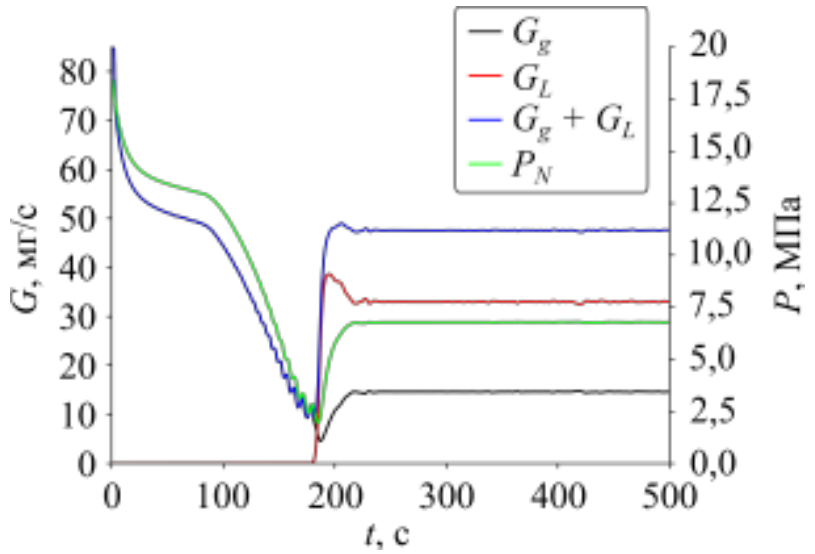


Рисунок 4.15 — Зависимости массового расхода и давления перед игольчатым вентилем при $n_0 = 0{,}75$

вязкости, поверхностного натяжения). Если влияние состава смеси и давления можно проследить в эксперименте, то физическое моделирование различных функций фазовой проницаемости, имеющих даже в простейшем случае четыре неопределенных параметра, представляет собой весьма сложную и трудоемкую экспериментальную задачу. Вообще говоря, имея даже ограниченный набор экспериментальных данных (массовый расход смеси, состав смеси, характер изменения давления) при различных условиях эксперимента, задавшись видом функций фазовой проницаемости методом оптимизации можно получить па-

раметры этих функций для данной модели коллектора и данной комбинации углеводородной смеси.

Во всяком случае, очевидно, что необходимым условием возникновения неустойчивостей, в том числе автоколебательных режимов, является ретроградная конденсация в процессе фильтрации модельной смеси.

Наибольший интерес представляют собой режимы с периодической блокировкой расхода (рисунок 4.8), и определение условий возникновения таких режимов является актуальной задачей как для понимания процессов, происходящих на реальных газоконденсатных скважинах, так и для разработки эффективных методов подавления подобных явлений.

Как развитие численных исследований, предполагается более адекватное описание в математической модели условий экспериментов на стенде «Пласт-2» и углубленное исследование условий возникновения режимов с блокировкой расхода смеси и физических методов предотвращения образования конденсатных «пробок».

4.2 Результаты экспериментов

Целью экспериментальных исследований было изучение особенностей изотермической фильтрации бинарной смеси «метан–н-пентан» при параметрах (состав, перепад давления, температура), обеспечивающих ретроградную конденсацию исследуемого флюида. Условия экспериментов определялись на основе предсказанных математической моделью данных о режимах фильтрации модельной смеси.

Исследовались характеристики течения при трех значениях концентрации метана — 0,9, 0,85 и 0,7. Условия экспериментов приведены в таблице 12. Результаты измерения давления и массового расхода смеси представлены на рисунках 4.16–4.23.

На графиках зависимости давления от времени (рисунки 4.17, 4.19, 4.21, 4.23) верхняя кривая — давление перед экспериментальным участком, следующие 8 кривых — показания датчиков давления (рисунок 2.4) по длине экспериментального участка (от входа к выходу), нижняя кривая — давление за экспериментальным участком.

Таблица 12 — Условия экспериментов

Номер режима	n_{CH_4}	T, К	p_{in}, МПа	p_{out}, МПа
1-1	0,9	294	20,0	13,0
1-2	0,9	294	20,0	12,0
1-3	0,9	294	20,0	8,5
2-1	0,85	294	20,0	13,5
2-2	0,85	294	20,0	12,5
2-3	0,85	294	20,0	11,5
3-1	0,85	293	21,0	10,0
3-2	0,85	293	20,5	7,5
4-1	0,7	294	20,0	9,5
4-2	0,7	294	20,0	6,2
4-3	0,7	294	20,0	16,5
4-4	0,7	294	20,0	10,5

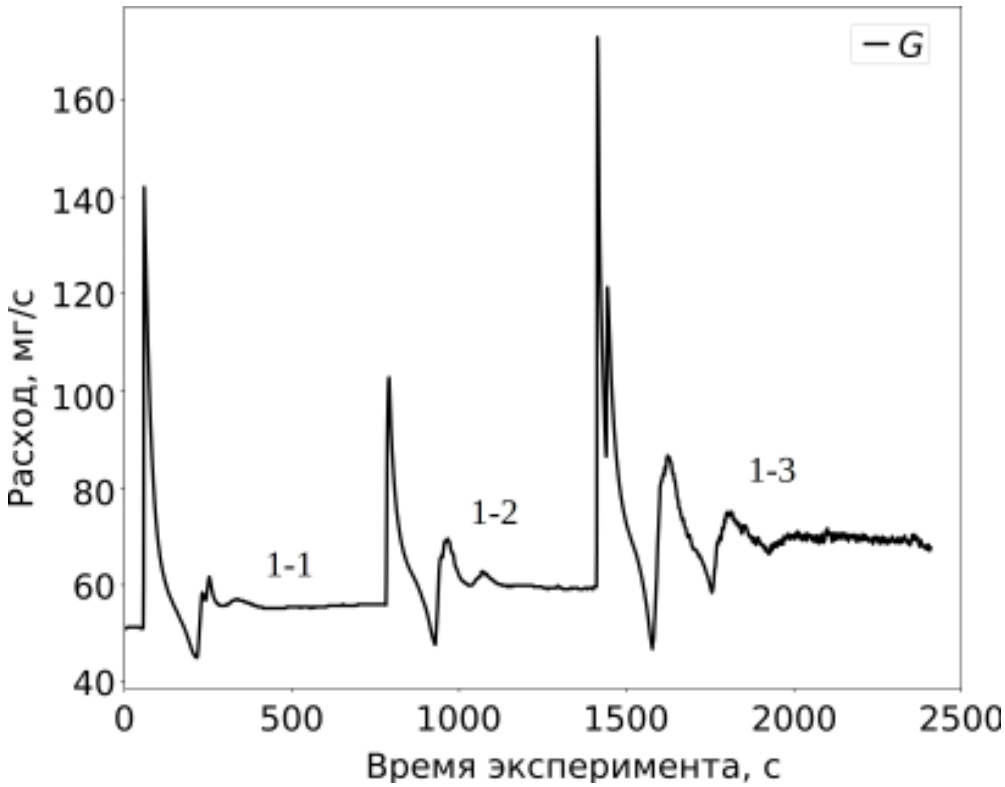


Рисунок 4.16 — Массовый расход модельной смеси при мольной доле метана 0,9

В серии режимов 1, изображенной на рисунке 4.16, наблюдаются быстро затухающие колебания массового расхода, амплитуда и продолжительность

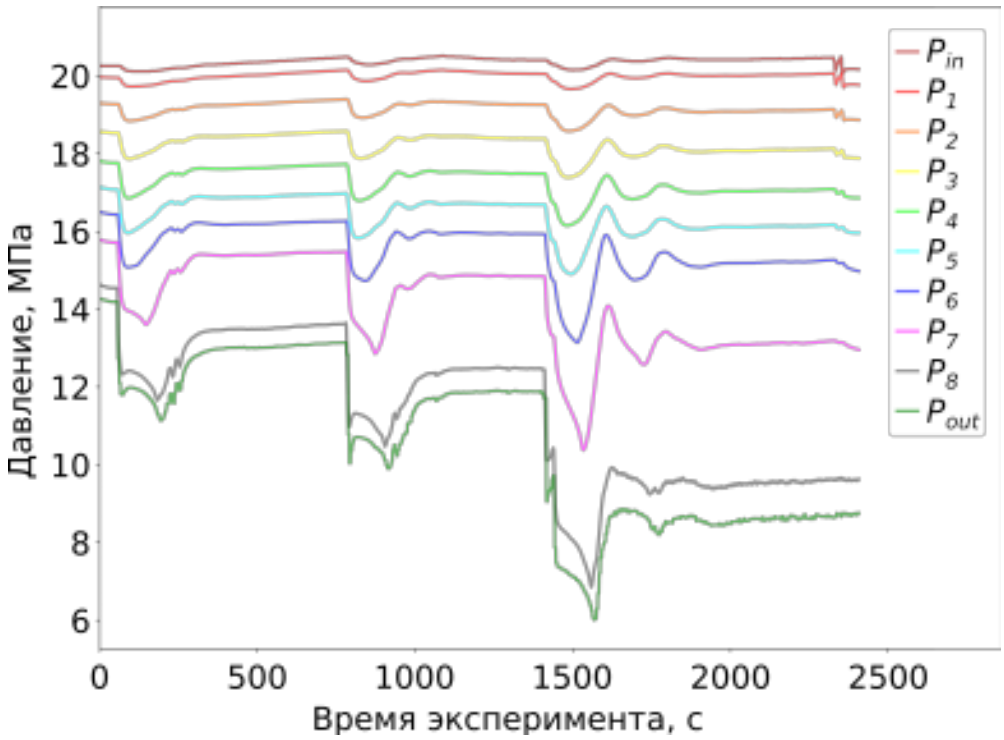


Рисунок 4.17 — Распределение давления по длине экспериментального участка при мольной доле метана 0,9

которых увеличиваются по мере увеличения перепада давления на экспериментальном участке.

Серии 2 и 3 характеризуются практически идентичными параметрами смеси на входе в экспериментальный участок, но различным давлением на выходе. При относительно малом перепаде давления (6,5 МПа, режим 2-1, таблица 12) колебаний не происходит. При больших перепадах (режимы 2-2, 2-3) после возмущений, вызванных скачкообразным изменением давления на выходе из участка, наблюдаются затухающие колебания, причем с увеличением перепада давления время релаксации увеличивается. При достижении перепада давления 10,0 МПа и более (серия 3) течение смеси переходит в неустойчивый режим автоколебаний с периодом порядка 100 с.

Максимальное изменение давления наблюдалось в области максимальных градиентов давления на последней трети длины экспериментального участка (датчики P_6, P_7, рисунок 2.4) и составило порядка 1,0 МПа. В результате Фурье-анализа осцилляций расхода смеси в серии 3 период колебаний первой гармоники для эксперимента 3-1 (Δp=11,0 МПа) составил 91 с, для эксперимента 3-2 (Δp=13,0 МПа) — 111,2 с.

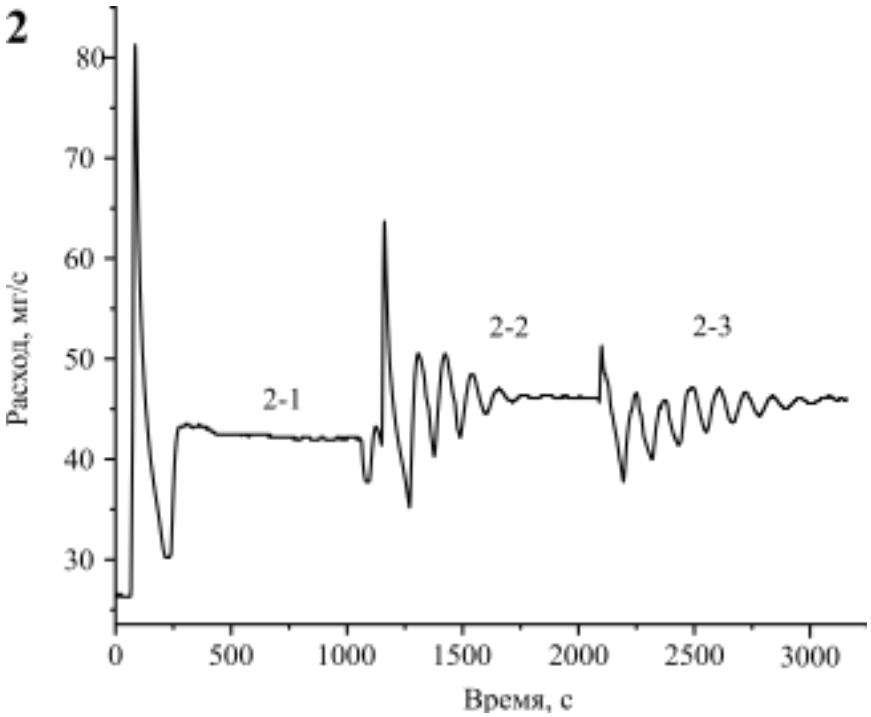


Рисунок 4.18 — Массовый расход модельной смеси при мольной доле метана 0,85

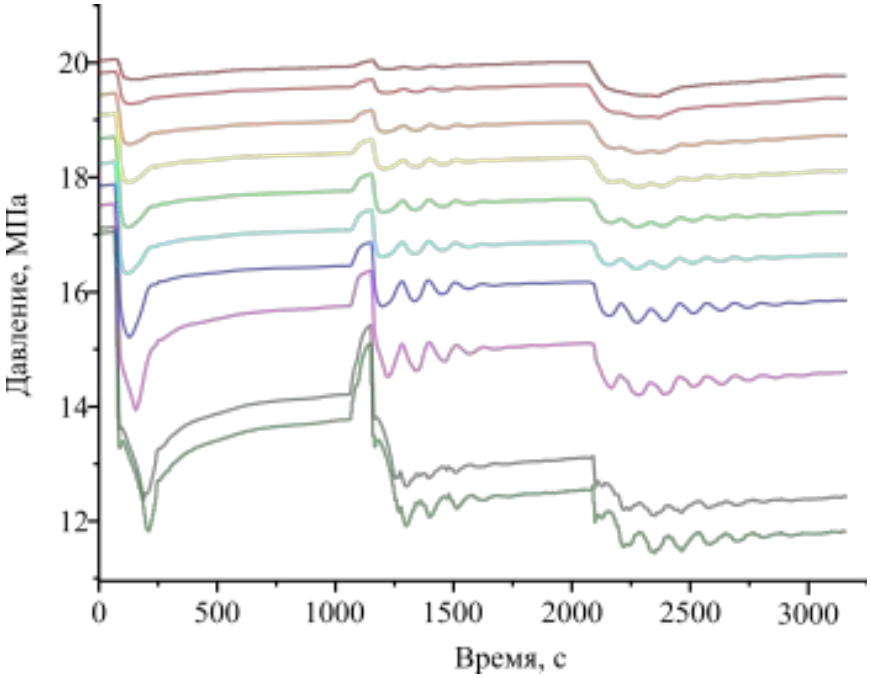


Рисунок 4.19 — Распределение давления по длине экспериментального участка при мольной доле метана 0,85

Как видно из рисунка 4.22 в серии 4 при составе смеси на входе в экспериментальный участок, соответствующим области прямого испарения фазовой

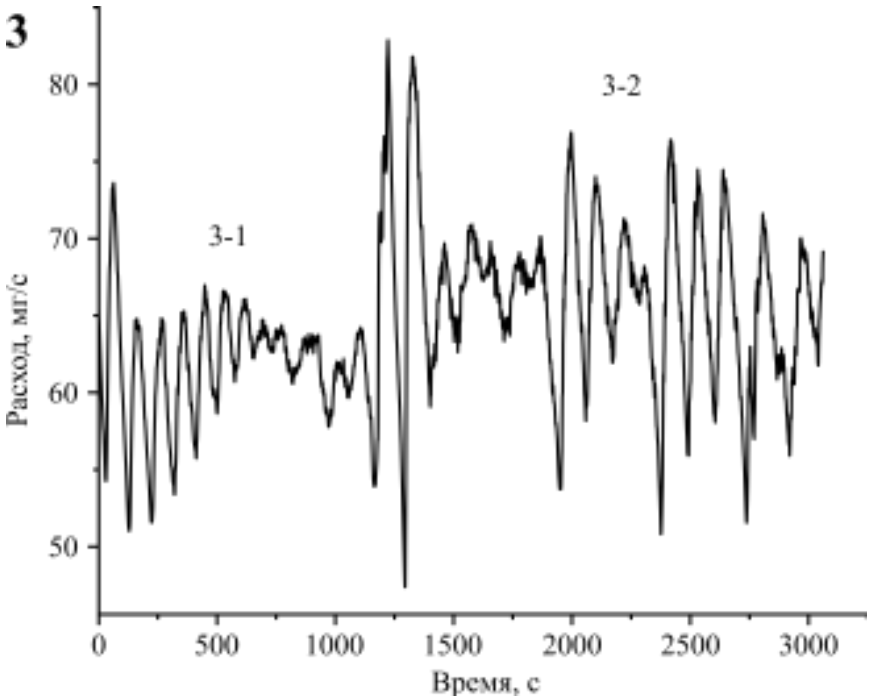


Рисунок 4.20 — Массовый расход модельной смеси при мольной доле метана 0,85

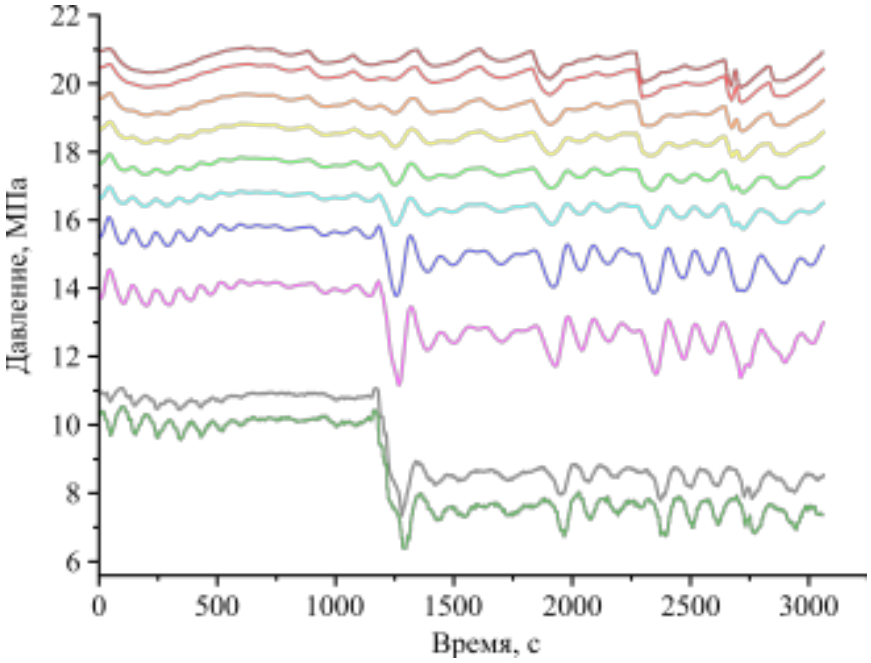


Рисунок 4.21 — Распределение давления по длине экспериментального участка при мольной доле метана 0,85

диаграммы, процесс течения носит монотонный характер и пульсаций расхода и давления не наблюдается.

Рассмотрим физические процессы, приводящие к возникновению пульсационных режимов течения. Смесь при давлении выше критического и

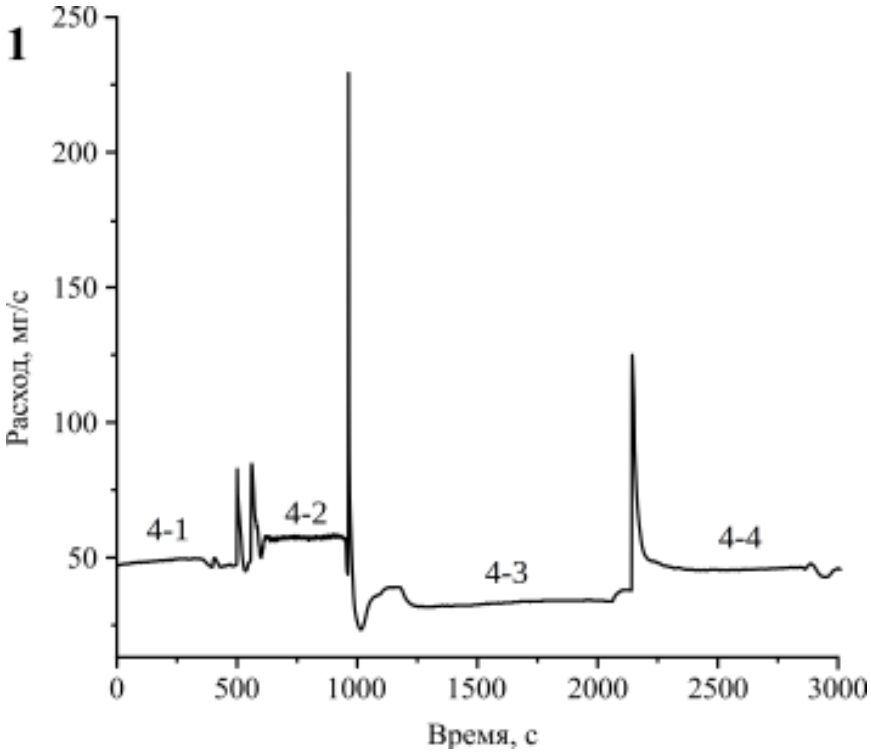


Рисунок 4.22 — Массовый расход модельной смеси при мольной доле метана 0,7

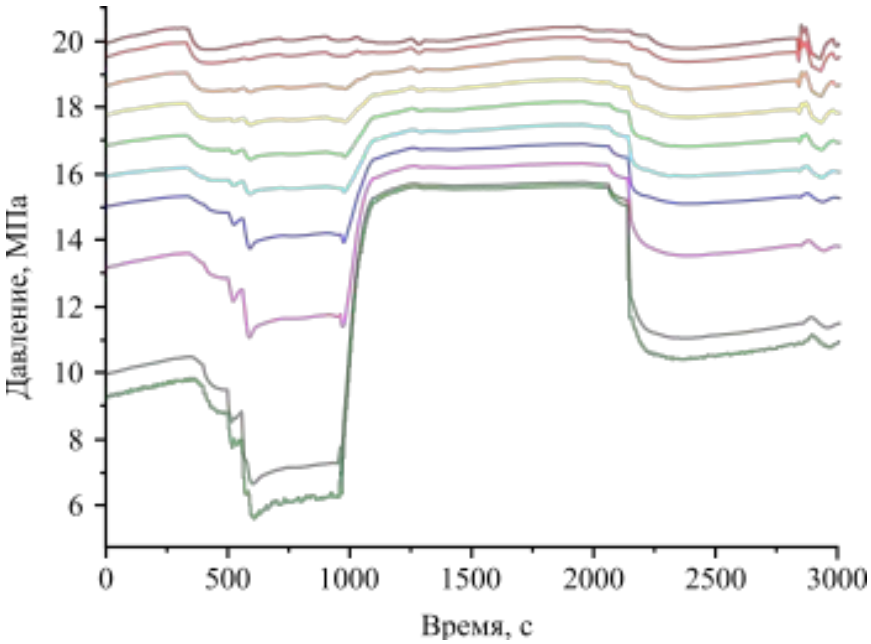


Рисунок 4.23 — Распределение давления по длине экспериментального участка при мольной доле метана 0,7

концентрации метана, обеспечивающей при снижении давления прохождение флюида через ретроградную область фазовой диаграммы, поступает в экспериментальный участок, и при дальнейшем снижении давления ниже давления насыщения начинается процесс обратной конденсации. В силу относительно

небольшого количества выпавшей жидкости при малой влагонасыщенности пористой среды подвижность жидкой фазы практически нулевая, и на выходе из участка течет только газ с концентрацией метана, превышающей его концентрацию в исходной смеси. По мере накопления жидкости, не достигшей порога подвижности, локальная концентрация метана снижается вплоть до значений, меньших значений концентрации на линии давления максимальной конденсации при данном давлении, и начинается процесс прямого испарения. После того, как на каком-то участке экспериментальной модели влагонасыщенность превысит порог подвижности, жидкая фаза начинает движение и достигает зоны прямого испарения. Такие циклы (накопление конденсата, начало подвижности жидкой фазы, испарение) повторяются. Если течение происходит при относительно небольшом перепаде давления (серия 2, таблица 12), пульсации не возникают или после воздействия возмущения они достаточно быстро затухают (рисунок 4.18).

На рисунке 4.24 приведены графики зависимостей изменения давлений и расхода во времени. При перепаде давления на модели пласта $\Delta p_1 = 9$ МПа наблюдался стационарный режим фильтрации углеводородной смеси в течение 900 с. Затем давление на выходе из модели было уменьшено до 5 МПа, что увеличило перепад давления до $\Delta p_2 = 15$ МПа. После этого развился нестационарный режим течения — расход и давление начали изменяться по периодическому закону, период колебаний составил 115 с.

В процессе эксперимента на выходе из модели пласта было отобрано четыре пробы в моменты времени $t_1 = 800$ с, $t_2 = 1225$ с, $t_3 = 1270$ с и $t_4 = 1315$ с. Время t_1 соответствует стационарному режиму фильтрации, время t_2 — минимальному значению расхода при нестационарном режиме, время t_3 — максимальному значению расхода, t_4 — среднему значению расхода. Массовый и мольный составы каждой из проб указан в таблице 13.

Полученные результаты показывают, что при стационарном режиме течения интегральный состав модельной смеси не изменяется после фильтрации через пористую засыпку. Однако в случае нестационарного режима фильтрации изменение состава углеводородного флюида может быть существенным. Минимальное значение расхода модельной смеси соответствует максимальному содержанию метана, то есть в пористой засыпке происходит процесс накопления жидкости. После того, как фронт жидкости дойдет до выхода из модели пласта, доля пентана в смеси резко возрастает, расход достигает максимально-

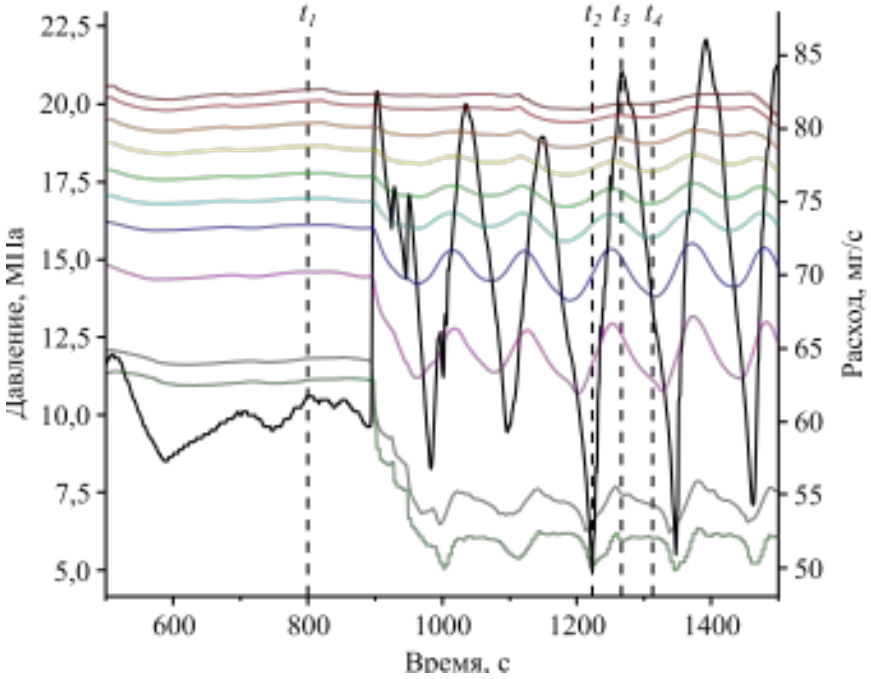


Рисунок 4.24 — Графики зависимости изменения давления и расхода во времени в течение эксперимента

Таблица 13 — Данные хроматографического анализа модельной смеси

Время отбора пробы, с	ω, %		n, %	
	CH_4	C_5H_{12}	CH_4	C_5H_{12}
800	55,69	44,29	84,98	15,01
1225	86,93	16,7	96,77	4,27
1270	36,13	63,85	71,8	28,19
1315	56,17	44,22	85,22	14,98

го значения, и опять начинается процесс накопления конденсата, вызывающий уменьшение интегрального расхода. Состав модельной смеси при среднем значении расхода соответствует исходному составу смеси.

При достаточно большом перепаде давления и при условии, что состав исходной смеси обеспечивает нахождение флюида в ретроградной области фазовой диаграммы на значительном протяжении экспериментального участка, циклическое изменение состояния смеси в экспериментальном участке приводит к незатухающим колебаниям расхода и давления (режимы 3-1, 3-2).

Аналогичные неустойчивые режимы течения вблизи продуктивной скважины, где имеется значительная депрессия давления, могут возникать при эксплуатации газоконденсатных месторождений [95]. Это приводит к нестабиль-

ному дебиту скважины вплоть до образования так называемых конденсатных пробок в призабойной зоне пласта и к значительному снижению содержания наиболее ценных компонентов (C_{5+}) в добываемой газоконденсатной смеси. При этом в связи с большими линейными размерами системы, низкими значениями абсолютной проницаемости реальной пористой среды характерные времена колебательных процессов на порядки превышают аналогичные величины, наблюдаемые в экспериментах на физических моделях.

Выводы по главе 4

Результаты численного моделирования процесса двухфазной фильтрации бинарной смеси «метан–н-пентан» показали, что при параметрах (давление, концентрация), обеспечивающих нахождение смеси в ретроградной области фазовой диаграммы, возможно возникновение неустойчивых режимов фильтрации, в т.ч. автоколебательных и режимах с периодической блокировкой расхода смеси. При этом характер течение во многом зависит от параметров функции относительной фазовой проницаемости, прежде всего, предела текучести жидкой фазы.

Получены результаты экспериментальных исследований процессов фильтрации модельной смеси «метан–н-пентан» в насыпной модели газоконденсатного пласта. Определены условия возникновения автоколебательных режимов течения и получены хроматограммы смеси на выходе из экспериментального участка в различные фазы колебаний массового расхода

Заключение

Основные результаты работы заключаются в следующем.

1. Созданный на базе стенда «Пласт» экспериментальный стенд «Пласт-2» позволил значительно увеличить ресурс времени одного эксперимента (до 6 ч), обеспечена возможность исследования неустойчивых режимов фильтрации и контроля состава смеси в процессе эксперимента. Разработано программное обеспечение для архивации и визуализации основных параметров эксперимента в режиме реального времени.
2. Разработана и опробирована методика гомогенизации модельной бинарной углеводородной системы с использование перемешивающего устройства, позволяющая за разумное время (1–2 суток) приготовить гомогенную бинарную смесь углеводородов в цилиндрах высокого давления (более 20 МПа).
3. Получены результаты экспериментальных исследований процессов фильтрации модельной смеси «метан–н-пентан» в насыпной модели газоконденсатного пласта. Определены условия возникновения автоколебательных режимов течения и получены хроматограммы смеси на выходе из экспериментального участка в различные фазы колебаний массового расхода.
4. На основе четырехкоэффициентного уравнения состояния ван-дер-ваальсового типа разработана программа расчета фазового состояния и теплофизических свойств многокомпонентной углеводородной смеси с включениями азота, сероводорода и диоксида углерода.
5. Доработаны математическая модель и программа расчета процесса изотермической двухфазной фильтрации бинарной углеводородной смеси с фазовыми переходами; в численных экспериментах определены условия возникновения неустойчивых режимов течения, в т.ч. режимов с периодической блокировкой расхода модельной смеси «метан–н-пентан».

Список использованной литературы

1. *Тер-Саркисов, Р. М.* Разработка месторождений природных газов [Текст] / Р. М. Тер-Саркисов. — М. : «Недра», 1999. — 659 с.
2. *Лапшин, В. И.* Фазовые превращения углеводородных нефтегазоконденсатных систем. [Текст] / В. И. Лапшин, А. Н. Волков, А. А. Константинов // Вести газовой науки. — 2014. — Т. 18, № 2. — С. 120—128.
3. *Пирсон, С. Д.* Учение о нефтяном пласте. [Текст] / С. Д. Пирсон. — М. : Гостоптехиздат, 1961. — 570 с.
4. *Van der Waals, J. D.* On the Continuity of the Gaseous and Liquid States [Текст] : PhD thesis / Van der Waals J. D. — Leiden, The Netherlands : Leiden University, 1873.
5. *Van Everdingen, A. F.* The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well. [Текст] / A. F. Van Everdingen // Transactions of the AIME. — 1953. — Vol. 198. — P. 171—176.
6. *Hurst, W.* The Skin Effect in Producing Wells. [Текст] / W. Hurst, D. J. Clark, B. Brauer // Journal of Petroleum Technology. — 1969. — Vol. 21, no. 11. — P. 1483—1489.
7. Подземная гидравлика [Текст] / К. С. Басниев [и др.]. — М. : «Недра», 1986. — 303 с.
8. К вопросу определения фазовых проницаемостей в системе «газ–конденсат–вода» для коллекторов газоконденсатных месторождений. [Текст] / В. М. Троицкий [и др.] // Вести газовой науки. — 2016. — Т. 28, № 4. — С. 77—86.
9. *Баталин, О. Ю.* Фазовые равновесия в системах природных углеводородов [Текст] / О. Ю. Баталин, А. И. Брусиловский, М. Ю. Захаров. — М. : «Недра», 1992. — 272 с.
10. *Anderko, A.* Equation-of-state methods for the modelling of phase equilibria [Текст] / A. Anderko // Fluid Phase Equilibria. — 1990. — Vol. 61, no. 1. — P. 145—225.
11. *Thiesen, M.* Untersuchungen über die Zustandsgleichung [Текст] / M. Thiesen // Annalen der Physik. — 1885. — Vol. 260, no. 3. — P. 467—492.

12. *Kamerlingh Onnes, H.* Expression of the equation of state of gases and liquids by means of series [Текст] / H. Kamerlingh Onnes // Communication №71 from the Physical Laboratory at Leiden. — 1901. — Vol. 3. — P. 125—147.

13. *Benedict, M.* An Empirical Equation for Thermodynamic Properties of Light Hydrocarbons and Their Mixtures I. Methane, Ethane, Propane and n-Butane [Текст] / M. Benedict, G. B. Webb, L. C. Rubin // The Journal of Chemical Physics. — 1940. — Vol. 8, no. 4. — P. 334—345.

14. Multiproperty Analysis. Modified BWR Equation for Methane from PVT and Enthalpy Data [Текст] / K. Cox [et al.] // Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals. — 1971. — Vol. 10, no. 5. — P. 245—250.

15. *Starling, K. E.* Thermo Data Refined For Lpg–14. Mixtures [Текст] / K. E. Starling, M. S. Han // Hydrocarbon Processing. — 1972. — Vol. 51, no. 5. — P. 129—132.

16. Experimental studies on constant mass–volume depletion of gas-condensate systems [Текст] / M. E. Aily [et al.] // Egyptian Journal of Petroleum. — 2013. — Vol. 22, no. 1. — P. 129—136.

17. *Redlich, O.* On the thermodynamics of solutions. V. An equation of state. Fugacities of gaseous solutions [Текст] / O. Redlich, J. N. S. Kwong // Chemical Review. — 1949. — Vol. 44, no. 1. — P. 233—244.

18. The volumetric and thermodynamic properties of fluids. II. Compressibility factor, vapor pressure and entropy of vaporization [Текст] / K. S. Pitzer [et al.] // Journal of the American Chemical Society. — 1955. — Vol. 77, no. 13. — P. 3433—3440.

19. *Wilson, G. M.* Calculation of Enthalpy Data from a Modified Redlich-Kwong Equation of State [Текст] / G. M. Wilson // Advances in Cryogenic Engineering. — 1966. — Vol. 11. — P. 392—400.

20. *Chueh, P. L.* Vapor-Liquid Equilibria at High Pressures. Vapor-Phase Fugacity Coefficients in Nonpolar and Quantum-Gas Mixtures [Текст] / P. L. Chueh, J. M. Prausnitz // Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals. — 1967. — Vol. 6, no. 4. — P. 492—498.

21. *Zudkevitch, D.* Correlation and Prediction of Vapor-liquid Equilibria with the Redlich-Kwong Equation of State [Текст] / D. Zudkevitch, J. Joffe // AIChE Journal. — 1970. — Vol. 16, no. 1. — P. 112—119.

22. *Soave, G.* Equilibrium constants from a modified Redlich-Kwong equation of state [Текст] / G. Soave // Chemical Engineering Science. — 1972. — Vol. 27, no. 6. — P. 1197—1203.

23. *Simonet, R.* A modified Redlich—Kwong equation of state for accurately representing pure components data [Текст] / R. Simonet, E. Behar // Chemical Engineering Science. — 1976. — Vol. 31, no. 1. — P. 37—43.

24. *Peng, D.-Y.* A New Two-Constant Equation of State [Текст] / D.-Y. Peng, D. B. Robinson // Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals. — 1976. — Vol. 15, no. 1. — P. 59—64.

25. Анализ точности расчета термодинамических свойств природных углеводородов и сопутствующих газов по обобщенным кубическим уравнениям состояния [Текст] / А. А. Герасимов [и др.] // Вести газовой науки. — 2015. — Т. 4, № 24. — С. 5—13.

26. Закономерности поведения углеводородных систем залежей нефти и газа. [Текст] / В. М. Булейко [и др.] // ДАН. — 2007. — Т. 414, № 6. — С. 788—792.

27. Phase behavior and compressibility factor of two China gas condensate samples at pressures up to 95MPa [Текст] / L. Huang [et al.] // Fluid Phase Equilibria. — 2013. — Vol. 337. — P. 363—369.

28. Toward a predictive model for estimating dew point pressure in gas condensate systems [Текст] / M. Arabloo [et al.] // Fuel Processing Technology. — 2013. — Vol. 116. — P. 317—324.

29. Experimental phase behavior study of a five-component model gas condensate [Текст] / A. Shariati [et al.] // Fluid Phase Equilibria. — 2014. — Vol. 362. — P. 147—150.

30. *Petitfrere, M.* Multiphase equilibrium calculations using a reduction method [Текст] / M. Petitfrere, D. V. Nichita // Fluid Phase Equilibria. — 2015. — Vol. 401. — P. 110—126.

31. *Nichita, D. V.* A new reduction method for phase equilibrium calculations. [Текст] / D. V. Nichita, A. Graciaa // Fluid Phase Equilibria. — 2011. — Vol. 302, no. 1/2. — P. 226—233.

32. *Yushchenko, T. S.* Mathematical modeling of gas-condensate mixture PVT-properties including presence of brine in reservoir [Текст] / T. S. Yushchenko, A. I. Brusilovsky // Fluid Phase Equilibria. — 2016. — Vol. 409. — P. 37—48.

33. *Gerasimov, A.* Modeling and calculation of thermodynamic properties and phase equilibria of oil and gas condensate fractions based on two generalized multiparameter equations of state [Текст] / A. Gerasimov, I. Alexandrov, B. Grigoriev // Fluid Phase Equilibria. — 2016. — Vol. 418. — P. 204—223.

34. *Норман, Г. Э.* Атомистическое моделирование пластовых систем месторождений углеводородов. [Текст] / Г. Э. Норман, В. В. Писарев, В. В. Стегайлов // Вести газовой науки. — 2015. — Т. 24, № 4. — С. 161—165.

35. *Magerramov, N. K.* Filtration of gas-condensate mixtures in a porous medium [Текст] / N. K. Magerramov, A. K. Mirzadzhanzade // Journal of Applied Mathematics and Mechanics. — 1960. — Vol. 24, no. 6. — P. 1656—1664.

36. *Siregar, S.* Nitrogen Injection vs. Gas Cycling in Rich Retrograde Condensate-Gas Reservoirs [Текст] / S. Siregar, J. Hagoort, H. Ronde // International Meeting on Petroleum Engineering, 24-27 March, Beijing, China. — 1992. — P. 281—291.

37. *Babeiko, A. Y.* Modeling of retrograde condensation in the process of steady radial flow through a porous medium [Текст] / A. Y. Babeiko, O. Y. Dinariev // Fluid Dynamics. — 1994. — Vol. 29. — P. 815—819.

38. Gas Condensate Reservoir Behaviour: Productivity and Recovery Reduction Due to Condensation [Текст] / R. S. Barnum [et al.] // SPE annual technical conference and exhibition, Dallas, 22–25 October 1995. — 1995. — Vol. SPE 30767. — P. 677—687.

39. *Dinariev, O. Y.* Some solutions of the problem of plane steady flow of a gas condensate mixture through a porous medium [Текст] / O. Y. Dinariev // International Journal of Multiphase Flow. — 1996. — Vol. 23, no. 7. — P. 62.

40. *Khuzhayorov, B. K.* Modeling the multiphase flow of an oil–gas–condensate system in porous media [Текст] / B. K. Khuzhayorov, V. Burnashev // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2001. — Vol. 29, no. 1. — P. 67—82.

41. *Bozorgzadeh, M.* Condensate Bank Characterization from Well Test Data and Fluid PVT Properties [Текст] / M. Bozorgzadeh, A. C. Gringarten // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. — 2006. — Vol. 9, no. 5. — P. 596—611.

42. *Ayala H., L. F.* Numerical analysis of multi-mechanistic flow effects in naturally fractured gas-condensate systems [Текст] / L. F. Ayala H., T. Ertekin, M. Adewumi // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2007. — Vol. 58, no. 1. — P. 13—29.

43. A simulation study of the enhancement of condensate recovery from one of the Iranian naturally fractured condensate reservoirs [Текст] / M. R. Maleki [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2012. — Vol. 92/93. — P. 158—166.

44. *Kalugin, Y. I.* Mathematical modeling and optimization of gas-condensate field development [Текст] / Y. I. Kalugin, V. V. Yakovlev, A. Y. Kalugin // Journal of Natural Gas Science and Engineering. — 2015. — Vol. 27. — P. 1195—1204.

45. Condensate blockage study in gas condensate reservoir [Текст] / A. Rahimzadeh [et al.] // Journal of Natural Gas Science and Engineering. — 2016. — Vol. 33. — P. 634—643.

46. *Jiang, J.* Compositional modeling of enhanced hydrocarbons recovery for fractured shale gas-condensate reservoirs with the effects of capillary pressure and multicomponent mechanisms [Текст] / J. Jiang, R. M. Younis // Journal of Natural Gas Science and Engineering. — 2016. — Vol. 34. — P. 1262—1275.

47. *Jia, H.* Killing fluid loss mechanism and productivity recovery in a gas condensate reservoir considering the phase behavior change [Текст] / H. Jia, X. Wu // Petroleum Exploration and Development. — 2017. — Vol. 44, no. 4. — P. 659—666.

48. Numerical evaluation of phase behavior properties for gas condensate under non-equilibrium conditions [Текст] / H. Tu [et al.] // Fuel. — 2018. — Vol. 226. — P. 675—685.

49. A review on the wettability alteration mechanism in condensate banking removal [Текст] / K. Ganie [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2019. — Vol. 183. — P. 106431.

50. *Gholampour, F.* A new correlation for relative permeability in gas-condensate reservoirs [Текст] / F. Gholampour, H. Mahdiyar // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2019. — Vol. 172. — P. 831—838.

51. Gas condensate treatment: A critical review of materials, methods, field applications, and new solutions [Текст] / A. Hassan [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2019. — Vol. 177. — P. 602—613.

52. Utilization of nature-inspired algorithms for gas condensate reservoir optimization [Текст] / D. Janiga [et al.] // Soft Computing. — 2019. — Vol. 23. — P. 5619—5631.

53. *Santos, M. P. P. C.* Pore network model for retrograde gas flow in porous media [Текст] / M. P. P. C. Santos, M. S. Carvalho // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2020. — Vol. 185. — P. 106635.

54. *Mitlin, V. S.* Two-phase multicomponent filtration: instabilities, autowaves and retrograde phenomena [Текст] / V. S. Mitlin // Journal of Fluid Mechanics. — 1990. — Vol. 220. — P. 369—395.

55. *Ali, J. K.* Experimental Studies and Modelling of Gas Condensate Flow Near the Wellbore [Текст] / J. K. Ali, P. J. McGauley, C. J. Wilson // Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. — 1997. — SPE-39053—MS.

56. *Shi, C.* Optimizing the Productivity of Gas/Condensate Wells [Текст] / C. Shi, R. N. Horne, K. Li // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 24-27 September, 2006, San Antonio, Texas, USA. — 2006. — SPE-103255—MS.

57. *Shi, C.* Improved Recovery in Gas-Condensate Reservoirs Considering Compositional Variations. [Текст] / C. Shi, R. N. Horne // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21-24 September, 2008, Denver, Colorado, USA. — 2008. — SPE-115786—MS.

58. Результаты акустического воздействия на пласты нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. [Текст] / В. Г. Умняев [и др.] // НТВ «Каротажник». — 2009. — Т. 178, № 1. — С. 60—72.

59. Methanol treatment in gas condensate reservoirs: A modeling and experimental study [Текст] / A. Asgari [et al.] // Chemical Engineering Research and Design. — 2014. — Vol. 92, no. 5. — P. 876—890.

60. *Vo, H. X.* Experimental Study of Composition Variation During Flow of Gas-Condensate [Текст] / H. X. Vo, R. N. Horne // SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, USA, 28–30 September 2015. — 2015. — SPE-175011—MS. — P. 1—19.

61. *Abbasov, Z. Y.* The effect of gas-condensate reservoir depletion stages on gas injection and the importance of the aerosol state of fluids in this process [Текст] / Z. Y. Abbasov, V. M. Fataliyev // Journal of Natural Gas Science and Engineering. — 2016. — Vol. 31. — P. 779—790.

62. *Волков, А. Н.* Моделирование фазового поведения газоконденсатной системы в пористой среде [Текст] / А. Н. Волков, В. И. Лапшин, А. В. Поляков // Газовая промышленность. — 2016. — № 10. — С. 26—31.

63. Experimental and modeling study of CO2 - Improved gas recovery in gas condensate reservoir [Текст] / Z. Su [et al.] // Petroleum. — 2017. — Vol. 3, no. 1. — P. 87—95.

64. A mechanism for generating the gas slippage effect near the dewpoint pressure in a porous media gas condensate flow [Текст] / B. A. Suleimanov [et al.] // Journal of Natural Gas Science and Engineering. — 2018. — Vol. 53. — P. 237—248.

65. Experimental research of condensate blockage and mitigating effect of gas injection [Текст] / Z. Wang [et al.] // Petroleum. — 2018. — Vol. 4, no. 3. — P. 292—299.

66. *Nekoeian, S.* Experimental study of gas phase mass transfer coefficients in gas condensate reservoirs [Текст] / S. Nekoeian, M. Aghajani, S. M. Alavi // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2019. — Vol. 173. — P. 1210—1221.

67. Evaluation of mass transfer coefficient for gas condensates in porous systems: Experimental and modeling [Текст] / M. Mohamadi-Baghmolaei [et al.] // Fuel. — 2019. — Vol. 255. — P. 115507.

68. *Nekoeian, S.* Experimental study of the surfactants effects on gas phase mass transfer coefficients in gas condensate reservoirs [Текст] / S. Nekoeian, M. Aghajani, S. M. Alavi // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2019. — Vol. 182. — P. 106245.

69. Экспериментальная установка для моделирования двухфазного течения углеводородных смесей в пористых пластах. [Текст] / В. М. Зайченко [и др.] // Приборы и техника эксперимента. — 2012. — № 5. — С. 95—98.

70. Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. ГОСТ 26450.0-85 - ГОСТ 26450.2-85: Сб. ГОСТов (1985) [Текст]. — // М.: Издательство стандартов, 1985.

71. ГОСТ 25283-93. Материалы спеченные проницаемые. Определение проницаемости жидкостей (1993) [Текст]. — // М.: ИПК Издательство стандартов, 1996.

72. *Брусиловский, А. И.* Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа [Текст] / А. И. Брусиловский. — М. : «Грааль», 2002. — 575 с.

73. NIST Chemistry WebBook [Электронный ресурс]. — URL: https://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/ (дата обр. 18.10.2019).

74. *Басниев, К. С.* Нефтегазовая гидромеханика: Учебное пособие для вузов. [Текст] / К. С. Басниев, Н. М. Дмитриев, Г. Розенберг. — М.-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2005. — 544 с.

75. *Гриценко, А. И.* Углеводородные конденсаты месторождений природного газа. [Текст] / А. И. Гриценко, Т. Д. Островская, В. В. Юшкин. — М. : «Недра», 1983. — 263 с.

76. Поверочные смеси (ГСО-ПГС) [Электронный ресурс]. — URL: https://www.niikm.ru/products/calibration%5C_mixture/pgs%5C_gso/ (дата обр. 14.08.2020).

77. Влияние волнового воздействия на фильтрационное течение углеводородов в газоконденсатных пластах при наличии ретроградной конденсации. [Текст] / Л. Е. Украинский [и др.] // Теплофизика высоких температур. — 2011. — Т. 49, № 1. — С. 122—125.

78. *Лобанова, О. А.* Неравновесное фазовое поведение углеводородных смесей. Часть 1: эксперименты. [Текст] / О. А. Лобанова, В. Р. Зубов, И. М. Индрупский // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. — 2015. — № 11. — С. 18—23.

79. *Григорьев, Е. Б.* Исследование неравновесных изотермических фильтрационных течений углеводородной смеси в пористой среде. [Текст] /

Е. Б. Григорьев, В. Н. Сокотущенко // Вести газовой науки. — 2019. — Т. 38, № 1. — С. 93—106.

80. Основы технологии добычи газа. [Текст] / А. Х. Мирзаджанзаде [и др.]. — М. : «Недра», 2003. — С. 880.

81. Газоконденсатная залежь как колебательная система осцилляторного типа. [Текст] / В. В. Качалов [и др.] // Вести газовой науки. — 2014. — Т. 18, № 2. — С. 106—112.

82. *Зайченко, В. М.* Особенности фильтрации углеводородных смесей в пористых средах. [Текст] / В. М. Зайченко, И. Л. Майков, В. М. Торчинский // Теплофизика высоких температур. — 2013. — Т. 51, № 6. — С. 855—863.

83. *Zaichenko, V. M.* Experimental study of two-phase filtration regimes of methane–n-pentane mixture. [Текст] / V. M. Zaichenko, D. A. Molchanov, V. M. Torchinskiy // Journal of Physics: Conference Series. — 2016. — Vol. 774. — P. 012042.

84. *Lohrenz, J.* Calculating Viscosities of Reservoir Fluids from their compositions. [Текст] / J. Lohrenz, B. G. Bray, C. R. Clark // SPE Paper. — 1964. — Vol. 915. — P. 1171—1176.

85. *Варгафтик, Н. Б.* Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. [Текст] / Н. Б. Варгафтик. — М. : Наука, 1972. — 721 с.

86. *Рид, Ф.* Свойства газов и жидкостей. [Текст] / Ф. Рид, Д. Праусниц, Е. Шервуд. — М. : Химия, 1982.

87. *Чарный, И. А.* Подземная гидродинамика. [Текст] / И. А. Чарный. — М. : Гос. научн. техн. изд-во нефтяной и горнотопливной литературы, 1963.

88. *Патанкар, С.* Численные методы решения задач теплообмена и динамики жидкости. [Текст] / С. Патанкар. — М. : Энергоатомиздат, 1984.

89. *Gear, G. W.* The Automatic Integration of Ordinary Differential Equation. [Текст] / G. W. Gear // Communications of the ACM. — 1971. — Vol. 14, no. 3. — P. 176—179.

90. *Hai, X. V.* Experimental Study of Composition Variation During Flow of Gas-Condensate. [Текст] / X. V. Hai, H. Roland N. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, USA, 28 – 30 September 2015. — 2015. — Vol. SPE-175011—MS. — P. 1—19.

91. *X. Vo*, *H.* Improved Recovery in Gas-Condensate Reservoir Considering Compositional Variations. [Текст] / H. X. Vo, R. N. Horne // SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, 21 – 24 September 2008. — 2008. — Vol. SPE-115786—MS. — P. 1—14.

92. *Молчанов*, *Д. А.* Программа расчета фазового равновесия многокомпонентной смеси углеводородов: пат. 2017662580 Рос. Федерация N 2017619260; заявл. 11.09.2017; зарег. 13.11.2017 [Текст] / Д. А. Молчанов // Бюл. N 11. — 2017. — С. 1.

93. *Molchanov*, *D. A.* The calculation of the phase equilibrium of the multicomponent hydrocarbon systems. [Текст] / D. A. Molchanov // Journal of Physics: Conference Series. — 2018. — Vol. 946. — P. 012114.

94. *Коган*, *В. Б.* Равновесие между жидкостью и паром. Том 1. [Текст] / В. Б. Коган, В. М. Фридман, В. В. Кафаров. — М. : Наука, 1966. — 224 с.

95. *Вяхирев*, *Р. И.* Разработка и эксплуатация газовых месторождений [Текст] / Р. И. Вяхирев, А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов. — М. : «Недра», 2002. — 880 с.

Список рисунков

1.1 Фазовые соотношения и возможные типы нефтяных и газовых залежей со сложными углеводородными смесями: bp — линия упругости пара; dp — линия точек росы; I — газовые залежи; II — газоконденсатные залежи; III — недонасыщенные нефтяные залежи; IV — насыщенные нефтяные залежи; V — ретроградные области [3] 11
1.2 Зависимость мольной доли жидкой фазы L от давления p 13
1.3 Графики зависимости относительных проницаемостей от газонасыщенности [7] 15
1.4 Схема «динамической» конденсации газоконденсатной смеси в призабойной зоне скважины: 1 — давление; 2 — влагонасыщенность; 3 — область «статической» конденсации; 4 — область «динамической» конденсации; 5 — область двухфазного потока [1] . 16
1.5 Зависимость расчетного давления начала конденсации от экспериментального: а) — новая корреляция, б) — уравнение состояния Пенга-Робинсона [16] 25
1.6 Зависимость количества выделившейся ретроградной жидкости от давления: а) — образец газоконденсата №1, б) — образец газоконденсата №2 [27] 25
1.7 Сравнение предсказанных значений давления начала конденсации с экспериментальными данными [28] 26
1.8 Сравнение расчетной и экспериментальной фазовых диаграмм модельных смесей [29] 27
1.9 Фазовая диаграмма системы «газоконденсатная смесь – вода» 28
1.10 Средние абсолютные отклонения плотности газоконденсата Вуктыльского месторождения на изобарах: 1 — 0.1 МПа, 2 — 5 МПа, 3 — 15 МПа, 4 — 30 МПа, 5 — 50 МПа [33] 29
1.11 Экспериментальные и расчетные фазовые диаграммы смеси «этан–н-гептан» [34] 30
1.12 Сравнение доли сконденсировавшейся жидкости в зависимости от мольной доли закачанного вытесняющего агента [36] 31
1.13 Изменение производительности скважины по газу во времени [38] . . 32

1.14 Радиус зоны выпавшего вокруг скважины конденсата: DD — период снижения давления в пласте, BU — период восстановления пластового давления [41] 34
1.15 Сравнение результатов моделирования с промысловыми данными по газовому дебиту скважины [43] 35
1.16 Различные режимы разработки Котелевского газоконденсатного месторождения [44] 36
1.17 Влияние накопления конденсата в призабойной области на производительность скважины [45] 36
1.18 Дебит газовой фазы при различных режимах циклической закачки углекислого газа [46] 37
1.19 Сравнение расчетных значений дебита газа (а) и нефти (б) с промысловыми данными [47] 38
1.20 Графики насыщенности ретроградным конденсатом для смеси с содержанием конденсата 80 г/см^3 (а) и 39
1.21 Поведение капли жидкости в поровом пространстве без обработки (а) и после обработки (б) [49] 40
1.22 Влияние термохимической обработки на фазовое состояние газоконденсатного флюида [51] 41
1.23 Относительные фазовые проницаемости при температуре 303 K [53] 42
1.24 Динамика изменения давления p и влагонасыщенности s в скважине: а) дебит 324 т/день; б) дебит 420 т/день [54] 43
1.25 Графики изменения объемного расхода модельной смеси во времени: 1 — давление на выходе из модели пласта 9,4 МПа; 2 — 10,6 МПа [54] 44
1.26 Зависимость газоконденсатного фактора от интегрального расхода флюида [55] 44
1.27 Сравнение профилей влагонасыщенности при различных значениях забойного давления BHP [56] 45
1.28 Влияние стратегий разработки (a) на общий дебит газовой фазы (b) и на долю тяжелого компонента C_4 в жидкой фазе (c) [57] 46
1.29 Относительная проницаемость газовой фазы до и после обработки метанолом [59] 47

1.30 Среднесуточный конденсатогазовый фактор, характерный для скважин №20 и №25 месторождения Bulla-deniz в течение первых двух лет эксплуатации [61] 48
1.31 Фазовая диаграмма газоконденсатной смеси [64] 50
1.32 Зависимость коэффициентов массопереноса метана от скорости движения газа в порах при различных температурах [66] 51
1.33 Зависимость коэффициентов массопереноса метана от скорости движения газа в порах при различных температурах [68] 52

2.1 Экспериментальный стенд «Пласт-2»: 1 — перемешивающее устройство; 2 — экспериментальный участок; 3 — газовая рампа; 4 — насосная установка; 5 — бак с дистиллированной водой; 6 — разделительные цилиндры; 7 — рабочее место оператора 55
2.2 Схема экспериментального стенда «Пласт-2»: H_2O — бак с дистиллированной водой; CH_4 — баллон с метаном; N_2 — баллон с азотом; C_5H_{12} — линия подачи н-пентана; WP — насос; SV — предохранительный клапан; NV_1, NV_2 — игольчатые вентили; F^2, F^{50}, F^{200} — фильтры 2 мкм, 50 мкм, 200 мкм; P_1–P_8, P'_1– P'_5 — датчики давления; T_1–T_4 — термопары; PR — редуктор давления; FM_1, FM_2 — расходомеры 56
2.3 Конфигурация узлового элемента экспериментального участка в разрезе: 1 — тройник; 2 — патрубок, ведущий к датчику давления, 3 — кольцо, на которое крепится сетка; 4 — цилиндрические секции экспериментального участка 57
2.4 Схема установки датчиков давления на экспериментальном участке . 57
2.5 Экспериментальный участок 58
2.6 Схема работы кориолисова расходомера. а — колебания трубки без расхода, б — силы, действующие на трубку при движении вверх, в — закручивание трубки 60
2.7 Схема работы хроматографа: 1 — баллон с газом-носителем; 2 — система фильтров; 3 — регулятор расхода газа; 4 — инжектор; 5 — аналитическая колонка; 6 — ДТП; 7 — линия подачи пробы; 8 — линия удаления пробы 61

2.8 Модель разделительного цилиндра: 1 — глухой фланец; 2 — резьбовой фланец; 3 — корпус; 4 — поршень; 5 — линза; 6 — газовая полость; 7 — водяная полость 63
2.9 Разделительные цилиндры 64
2.10 Схема предварительного эксперимента для определения коэффициента проницаемости: PR — редуктор давления; P_0–P_9 — датчики давления; NV_2 — игольчатый вентиль; FM_2 — расходомер 66
2.11 График зависимости функции F(p): а — графический смысл интеграла $\int\limits_{p_0}^{p_9} F(p)dp$; б — методика вычисления ε_{int} 70
2.12 Изменение давления во времени при фильтрации метана 72
2.13 Изменение массового расхода G во времени при фильтрации метана 73
2.14 Изменение давления во времени при фильтрации азота 73
2.15 Изменение массового расхода G во времени при фильтрации азота . 74
2.16 Зависимость коэффициента проницаемости пористой засыпки экспериментального участка от перепада давления (а) и средней плотности рабочего тела (б) 76
2.17 Перемешивающее устройство для приготовления смеси. 79
2.18 Фазовая диаграмма бинарной смеси «метан–н-пентан» при температуре 289 K 80
2.19 Калибровочные кривые: а — метана, б — н-пентана 84
2.20 Принципиальная схема измерений 86

3.1 Зависимость массового расхода от предела текучести жидкой фазы . 95
3.2 Схема дискретизации 96
3.3 Блок-схема пакета программ 101
3.4 Сравнение результатов работы [90] (1) и результатов моделирования (2): а – распределение мольной доли н-бутана в газовой фазе по длине модели; б – распределение влагонасыщенности по длине модели 103
3.5 Фазовые диаграммы бинарных смесей: а — метан–н-бутан, T = 294 K; б — метан–н-пентан, T = 311 K. Сплошная линия — расчет, точки — экспериментальные данные [94] 110

4.1 Затухающие колебания массового расхода 113
4.2 Автоколебания массового расхода 113

4.3 Затухающие колебания массового расхода при снижении перепада давления (p_{out} = 10 МПа) 114
4.4 Зависимость массового расхода от времени при составе углеводородной смеси, соответствующей области прямого испарения 114
4.5 Зависимость концентрации метана в смеси на выходе из модели пласта и давления в последней расчетной ячейке от времени 115
4.6 Профили давления, концентрации метана в газовой и жидкой фазах и газонасыщенности в момент времени 600 с 116
4.7 Характер изменения давления во времени в различных сечениях модели пласта 116
4.8 Характер изменения массового расхода при пределе текучести жидкой фазы 0,6 117
4.9 Режим течения с периодической блокировкой расхода смеси 117
4.10 Характер изменения давления в последней расчетной ячейке 118
4.11 Зависимость влагонасыщенности от времени в трех сечениях модели пласта 118
4.12 Профили давления в различные моменты времени 119
4.13 Зависимости массового расхода и давления перед игольчатым вентилем от времени при n_0 = 0,9 119
4.14 Зависимости массового расхода и давления перед игольчатым вентилем от времени при n_0 = 0,85 120
4.15 Зависимости массового расхода и давления перед игольчатым вентилем при n_0 = 0,75 120
4.16 Массовый расход модельной смеси при мольной доле метана 0,9 . . . 122
4.17 Распределение давления по длине экспериментального участка при мольной доле метана 0,9 123
4.18 Массовый расход модельной смеси при мольной доле метана 0,85 . . 124
4.19 Распределение давления по длине экспериментального участка при мольной доле метана 0,85 124
4.20 Массовый расход модельной смеси при мольной доле метана 0,85 . . 125
4.21 Распределение давления по длине экспериментального участка при мольной доле метана 0,85 125
4.22 Массовый расход модельной смеси при мольной доле метана 0,7 . . . 126
4.23 Распределение давления по длине экспериментального участка при мольной доле метана 0,7 126

4.24 Графики зависимости изменения давления и расхода во времени в течение эксперимента 128

A.1 Структура файла Input_Data.csv 149

A.2 Вывод результата расчета фазовой диаграммы 150

A.3 Фрагмент файла **Result_(CH4-75_C2H6_15_C3H8_10)_T-293.dat** 151

Список таблиц

1 Распределение давления по длине экспериментального участка (P_0–P_9) и расход газа при различных режимах фильтрации метана при температуре 295 K . . . 71
2 Распределение давления по длине экспериментального участка (P_0–P_9) и расход газа при различных режимах фильтрации азота при температуре 293 K . . . 72
3 Коэффициент проницаемости экспериментального участка, рассчитанный по фильтрации метана и азота . . . 75
4 Сравнение расчетных значений давления, установившегося в разделительном цилиндре после гомогенизации смеси, с фактическими значениями . . . 81
5 Состав калибровочных смесей . . . 82
6 Данные хроматографического анализа калибровочных смесей . . . 83
7 Значения численных коэффициентов в соотношении Лоренца-Брея-Кларка . . . 93
8 Критические параметры компонентов . . . 94
9 Условия расчетов и экспериментов . . . 100
10 Результаты расчетов и экспериментов . . . 102
11 Условия проведения расчетов . . . 111
12 Условия экспериментов . . . 122
13 Данные хроматографического анализа модельной смеси . . . 128

Приложение А

Руководство пользователя программой PhaseEquilibrium

Программа **PhaseEquilibrium** предназначена для расчета фазового равновесия многокомпонентных систем, содержащих как углеводородные, так и неуглеводородные компоненты.

Пакет программы состоит из следующих файлов:

– исполняемый файл **PhaseEquilibrium.exe**;
– файлы проекта: **PhaseEquilibrium.sln**, **PhaseEquilibrium.csproj**, **app.config**;
– файлы исходных кодов: **Program.cs**, **MixtureComponent.cs**, **Mixture.cs**, **CubicEquation.cs**;
– файлы форм: **Form1.cs**, **Form1.Designer.cs**, **Form.resx**.

Головная программа — **Program.cs**. Программа совместно с файлом формы **Form1.Designer.cs** создает графический пользовательский интерфейс программы, позволяющий осуществлять задание исходных данных (состав смеси и ее температуру) и проведение расчетов, а также обеспечивает взаимодействие всех блоков проекта.

Программы **MixtureComponent.cs**, **Mixture.cs**, **CubicEquation.cs**; формируют объектно-ориентированную расчетную модель, типы данных, объекты и методы.

Среднее машинное время, необходимое для расчета и построения одной фазовой диаграммы трехкомпонентной смеси на компьютере с процессором Intel Core 2 i5-3230 2,6 ГГц составляет порядка 30 с. При увеличении числа компонентов смеси время расчета увеличивается.

Программный комплекс разработан в виде приложения для операционных систем Windows. Для работы программы необходимо предварительно установить на персональный компьютер программную платформой **.NET Framework** версии 4.0 и старше.

Для работы программы необходимо создать рабочую директорию и поместить в нее файл программы **PhaseEquilibrium.exe** и файл исходных данный по термодинамическим свойствам компонентов смеси **Input_Data.csv** (представлен на рисунке А.1).

Input_Data.csv — Блокнот

Файл Правка Формат Вид Справка

]13	Tc, K	Pc, Bar	omega	Zc	OmegaC	psi	N2	CO2	H2S	CH4	C2H6	C3H8	n-C4H10	n-C5H12	n-C6H14	n-C7H16	n-C8H18	n-C9H20	n-C10H22
N2	0	0	0	0,34626	0,75001	0,37182	0	0	0,13	0,025	0,01	0,09	0,095	0,1	0,11	0,115	0,12	0,12	0,125
CO2	0	0	0	0,31933	0,75282	0,74212	0	0	0,135	0,102	0,13	0,125	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115
H2S	0	0	0	0,30418	0,78524	0,38203	0,13	0,135	0	0,07	0,085	0,08	0,075	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,055
CH4	190,65	45,8	0,0074	0,33294	0,7563	0,37447	0,025	0,105	0,07	0	0,005	0,01	0,025	0,03	0,03	0,035	0,04	0,04	0,045
C2H6	305,42	48	0,0983	0,31274	0,77698	0,4955	0,01	0,13	0,085	0,005	0	0,005	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
C3H8	369,99	42,1	0,1542	0,31508	0,76974	0,53248	0,09	0,125	0,08	0,01	0,005	0	0	0,02	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
n-C4H10	426,16	37,47	0,2008	0,31232	0,76921	0,57594	0,095	0,115	0,075	0,025	0,01	0	0	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
n-C5H12	469,77	33,31	0,2522	0,75001	0,32829	1,10714	0,1	0,115	0,07	0,03	0,01	0,02	0,005	0	0	0	0	0	0
n-C6H14	507,85	29,92	0,3007	0,75001	0,32686	1,12516	0,11	0,115	0,07	0,03	0,02	0,005	0,005	0	0	0	0	0	0
n-C7H16	540,16	27,01	0,3507	0,75001	0,32539	1,14610	0,115	0,115	0,06	0,035	0,02	0,005	0,005	0	0	0	0	0	0
n-C8H18	569,35	24,64	0,3998	0,75001	0,32395	1,16902	0,12	0,115	0,06	0,04	0,02	0,005	0,005	0	0	0	0	0	0
n-C9H20	595,15	22,5	0,4478	0,75001	0,32253	1,19367	0,12	0,115	0,06	0,04	0,02	0,005	0,005	0	0	0	0	0	0
n-C10H22	619,15	20,8	0,4916	0,75001	0,32125	0,58899	0,125	0,115	0,055	0,045	0,02	0,005	0,005	0	0	0	0	0	0

Рисунок А.1 — Структура файла Input_Data.csv

Файл **Input_Data.csv** имеет табличную структуру и содержит следующие данные по каждому компоненту смеси:

1. Критическая температура Tc, K;
2. Критическое давление Pc, бар;
3. Ацентрический фактор Питцера omega;
4. Параметры уравнения состояния Zc, OmegaC, psi;
5. Коэффициенты парного взаимодействия с другими веществами.

Данные каждого компонента располагаются в пределах одной строки, столбцы разделены символом табуляции. Подобная структура файла **Input_Data.csv** позволяет легко подготовить его не только в текстовом редакторе, но и в любом табличном процессоре (MS Excel, OO Calc и т.д.).

При запуске программы появляется главное окно программы (рисунок А.2). Слева находится поле, в котором строится фазовая диаграмма смеси после проведения расчета, справа — кнопка для запуска расчета, текстовое поле для ввода значения температуры, при которой рассчитывается парожидкостное равновесие смеси, флажки для указания компонентов, входящих в смесь, и текстовые поля для ввода мольной доли каждого компонента. Изначально текстовые поля не активны, после установки флажка на какой-либо компонент соответствующее текстовое поле становится доступно для ввода.

Для проведения расчета используется кнопка Расчет. После завершения расчета появляется диалоговое окно с надписью «Расчет закончен», а фазовая диаграмма смеси выводится в графическое поле (рисунок А.2).

Программа дополнительно создает в рабочей директории файл **Result_(%K1-%МД1_%K1-%МД2_...)_T-%Темп.dat**, содержащий результаты расчета. Название файла формируется следующим образом: в круглых скобках вместо переменных **%K1**, **%K2**, ... подставляются химические

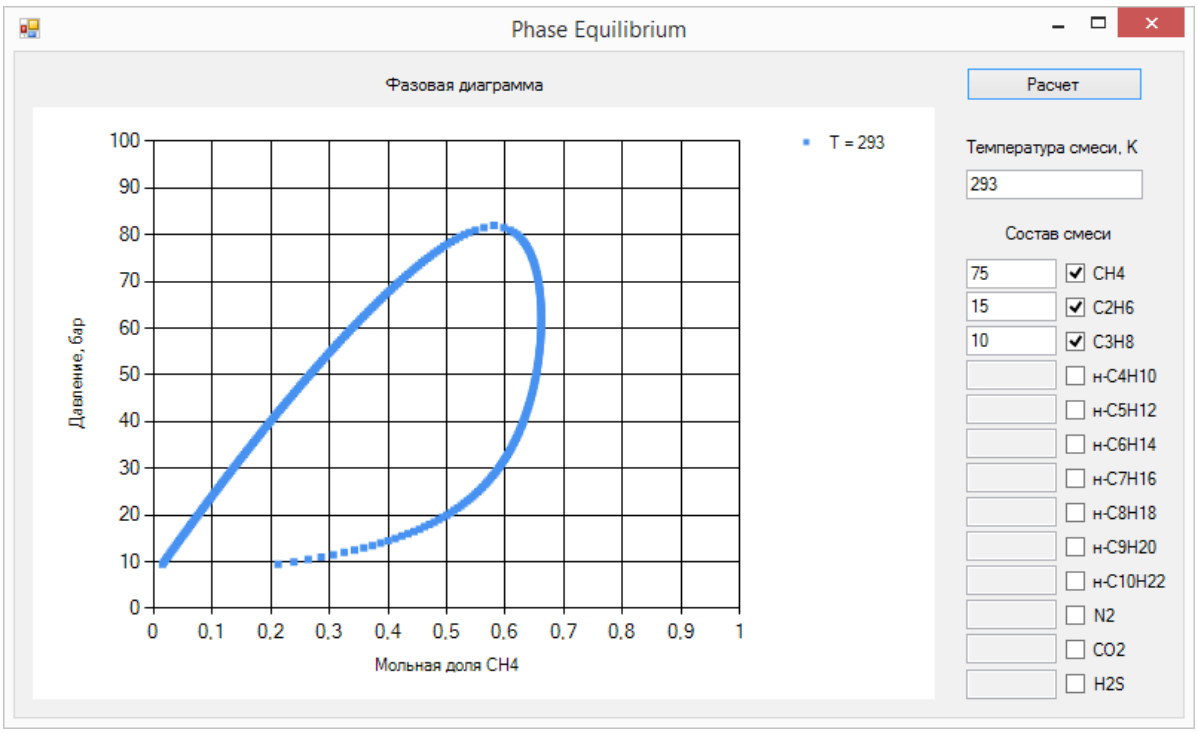


Рисунок А.2 — Вывод результата расчета фазовой диаграммы

формулы компонентов, входящих в смесь, вместо переменных **%МД1**, **%МД2**, ... — мольные доли соответствующего компонента, вместо переменной **%Темп** — значение температуры, для которой проводился расчет. Фрагмент файла **Result_(CH4-75_C2H6_15_C3H8_10.)_T-293.dat**, сформированного после расчета фазового равновесия трехкомпонентной смеси, содержащей 75 мольных процента метана, 15 мольных процента этана и 10 мольных процента пропана, представлен на рисунке А.3

Result_(CH4-75_C2H6-15_C3...

Файл Правка Формат Вид Справка

T =	293 K	
Composition:		
CH4	75%	
C2H6	15%	
C3H8	10%	
P, bar	X	Y
9,5	0,0152212546	0,2123493142
10	0,018042754	0,2393035436
10,5	0,0208696377	0,2637699615
11	0,0237019583	0,2860780775
11,5	0,0265397389	0,3065013313
12	0,0293830917	0,3252695896
12,5	0,0322320454	0,3425760511
13	0,0350865973	0,3585846916
13,5	0,0379469297	0,3734368413
14	0,0408129706	0,3872529503
14,5	0,0436848314	0,400137849
15	0,0465625573	0,4121824059
15,5	0,049446198	0,4234660226
16	0,0523358115	0,4340584055

Рисунок А.3 — Фрагмент файла **Result_(CH4-75_C2H6_15_C3H8_10)_T-293.dat**