

*На правах рукописи*



**Ющенко Тарас Сергеевич**

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ  
ПАРОЖИДКОСТНОГО РАВНОВЕСИЯ В  
МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМАХ**

Специальность 01.02.05 – Механика жидкости, газа и плазмы

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени

кандидата физико-математических наук

Москва – 2016

**Работа выполнена на кафедре прикладной механики Московского физико-технического института (Государственного университета).**

Научный руководитель: **Брусиловский Александр Иосифович**  
Доктор технических наук, профессор

Официальные оппоненты: **Федоров Константин Михайлович**  
Доктор физико-математических наук, профессор  
Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Тюменский государственный университет»,  
Директор физико-технического института

**Баталин Олег Юрьевич**  
Кандидат физико-математических наук,  
Федеральное государственное бюджетное учреждение  
науки Институт проблем нефти и газа Российской  
академии наук, ведущий научный сотрудник

Ведущая организация: Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий — Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Защита диссертации состоится 10 июня 2016 г. в \_\_\_ ч. \_\_\_ мин. на заседании диссертационного совета Д 212.125.14 на базе Московского авиационного института (национального исследовательского университета) по адресу: 125993, Москва А-8, ГСП-3, Волоколамское шоссе, 4.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Московского авиационного института (национального исследовательского университета) и на сайте института <http://www.mai.ru>

Автореферат разослан «\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 года.

Ученый секретарь  
Диссертационного совета,  
к.ф.-м.н., доцент



Гидаспов Владимир Юрьевич

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность темы исследования**

Наличие достоверной информации о PVT-свойствах пластовых флюидов играет важнейшую роль как при подсчете запасов нефтяных и газовых залежей, так и для принятия правильных решений при проектировании разработки и эксплуатации месторождений.

На практике для обоснования свойств природных углеводородных смесей одновременно используются результаты промысловых, лабораторных и теоретических исследований. На каждом из отмеченных этапов специалисты стремятся к повышению достоверности получаемой информации и развитию методов ее интерпретации.

На современном этапе научно-технического прогресса проектирование и мониторинг разработки практически всех месторождений природных углеводородов осуществляется с применением специализированных программных комплексов, применяющих научные и технические достижения в области геологического, гидродинамического и термодинамического моделирования исследуемых объектов и процессов. При использовании гидродинамических симуляторов, описывающих процессы, протекающие в продуктивных пластах, важнейшее значение имеет применение математических моделей, адекватно воспроизводящих PVT-свойства пластовых флюидов в широком диапазоне давлений и температур с учетом особенностей изучаемых объектов разработки.

Создание PVT-моделей, корректно моделирующих свойства природных углеводородных смесей в широком диапазоне изменения термобарических условий, необходимо для принятия верных решений при проектировании разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа.

Анализ применяемых подходов к обоснованию свойств пластовых нефтей и газов показал необходимость как дальнейшего развития математических методов моделирования PVT-свойств природных углеводородных систем, так и широкого их внедрения в инженерную практику.

Кроме того, корректное моделирование парожидкостного равновесия в многокомпонентных углеводородных системах играет важную роль не только для пластовых углеводородных систем, но, например, при определении стабильности углеводородного топлива в широком диапазоне изменения термобарических условий.

Сказанное и определяет актуальность решаемых в диссертации проблем.

### **Степень разработанности темы исследования**

Проблемам анализа и моделирования PVT-свойств пластовых флюидов залежей нефти и газа посвящено множество научных работ как отечественных, так и зарубежных ученых. Среди отечественных авторов выделяются работы Алиева З.С., Ашмяна К.Д., Басниева К.С., Баталина О.Ю., Брусиловского А.И., Великовского А.С., Гиматудинова Ш.К., Григорьев Б.А., Гриценко А.И., Гуревича Г.Р., Долгушина Н.В., Дунюшкина И.И., Жузе Т.П., Закирова С.Н., Коротаяева Ю.П., Корчажкина Ю.М., Лапшина В.И., Максимова В.М., Мирзаджанзаде А.Х., Мищенко И.Т., Намиота А.Ю., Николаева В.А., Новопашина В.Ф., Островской Т.Д., Петренко В.И., Пономарева А.И., Саввиной Я.Л., Сомова Б.Е., Степановой Г.С., Тер-Саркисова Р.М., Тривус

Н.А., Хазнаферова А.И., Ширковского А.И, Юшкина В.В. и других. Среди зарубежных авторов следует особо отметить Ахмеда Т. (Ahmed T.), Видаля Дж. (Vidal J.), Витсона К. (Whitson C.H.), Данеша А. (Danesh A.), Дауберта Т. (Daubert T.E.), Катца Д. (Katz D.L.), Коутса К. (Coats K.), Лэси В. (Lacey W.), Маккейна В. (McCain W.D.), Михельсена М. (Michelsen M.L.), Никита Д. (Nichita D.V.), Педерсен К. Ш. (Pedersen K. S.), Пенелё А. (Peneloux A.), Питцера К. (Pitzer K.), Прауснитца Дж. (Prausnitz J. H.), Редлиха О. (Redlich O.), Рида Р. (Reid R.C.), Робинсона Д.Б. (Robinson D. B.), Сейджа Б. (Sage B.H.), Соаве Г. (Soave G.S.), Старлинга К. (Starling K.E.), Стэндинга М. (Standing M.B.), Фирузабади А. (Firoozabadi A.), Хьюрона М. (Huron M.J.), Шервуда Т. (Sherwood T.), Эдмистера У. (Edmister W.C.) и других.

Современные методы PVT-моделирования основываются на применении полуэмпирических уравнений состояния и эффективных алгоритмах моделирования парожидкостного равновесия многокомпонентных систем, большинство из которых были разработаны в 70-х и 80-х годах XX века. Наиболее часто используемыми являются трехпараметрические кубические уравнения состояния Пенга–Робинсона и Соаве–Редлиха–Квонга.

Для создания адекватных PVT-моделей природных многокомпонентных углеводородных систем необходимы данные о результатах лабораторных и промысловых исследований как в качестве входных данных для построения PVT-модели, так и для ее последующей адаптации. В связи с этим, ряд работ в области моделирования термодинамических свойств природных углеводородных смесей посвящен настройке параметров PVT-модели, а также оптимизации и модификации алгоритмов расчета фазового равновесия. При этом, так как PVT-модель имеет множество настраиваемых параметров, таких как критические свойства фракций группы C<sub>6+</sub> многокомпонентной смеси, коэффициенты парного взаимодействия, шифт–параметры компонент и другие, вопрос о создании методик и алгоритмов настройки параметров для воспроизведения свойств природных углеводородных систем нефтяных и газоконденсатных залежей по-прежнему является актуальным несмотря на ряд предложенных ранее подходов к решению указанной проблемы.

В связи с наличием остаточной воды в порах коллекторов залежей природных углеводородов актуальным является развитие методов математического моделирования фазового равновесия в системах, состоящих из природной газоконденсатной смеси и пластовой воды. На сегодняшний день известно несколько математических моделей для расчета фазовых равновесий в таких системах. Однако требуется как развитие методов математического моделирования многофазного равновесия в таких системах, так и их использование в инженерной практике при прогнозировании PVT-свойств пластовых флюидов конкретных месторождений.

Наряду с отмеченными проблемами, в практической инженерной деятельности существует необходимость в создании алгоритмов восстановления компонентных составов и оценки PVT-свойств пластовых углеводородных флюидов при ограниченной информации с использованием теоретических основ термодинамики многокомпонентных систем и методов математического моделирования.

## **Цель работы**

Создание, совершенствование и практическое внедрение методов математического моделирования PVT-свойств природных углеводородных смесей для проектирования и мониторинга разработки месторождений нефти и газа.

## **Основные задачи исследований**

1. Систематизация подходов к созданию математических многокомпонентных PVT-моделей природных газоконденсатных смесей.
2. Исследование влияния параметров математической модели на расчетные величины основных PVT-свойств газоконденсатной системы.
3. Создание инженерного поэтапного метода построения PVT-модели пластовой газоконденсатной смеси, корректно описывающей основные результаты лабораторных и промысловых газоконденсатных исследований.
4. Создание эффективного метода подготовки PVT-данных для дальнейшего их использования при решении задач проектирования разработки залежей природных газоконденсатных систем как на основе модели типа «black oil», так и – композиционной модели.
5. Систематизация подходов к моделированию фазовых равновесий в многокомпонентных углеводородных системах, содержащих воду. Исследование возможности учета минерализованного раствора воды при PVT-моделировании пластовых газоконденсатных систем.
6. Систематизация подходов к методам расчета трёхфазного равновесия в природных углеводородных системах.
7. Адаптация PVT-моделей, основанных на применении уравнения состояния Пенга – Робинсона и правила смешивания Хьюрона – Видаля, к экспериментальным данным для бинарных смесей воды с углеводородными и неуглеводородными компонентами, входящими в состав природных газоконденсатных систем.
8. Создание метода математического моделирования процесса истощения на истощение при постоянном объеме (CVD), учитывающего возможность трехфазного равновесия, и его апробация на природных газоконденсатных системах. Сравнение результатов моделирования процесса CVD, осуществленного с учетом и без учета наличия минерализованного раствора воды в системе.
9. Прогнозирование влагосодержания природных газов, имеющих повышенное содержание сероводорода и диоксида углерода.
10. Разработка алгоритма идентификации компонентного состава пластовой нефти при ограниченной исходной информации и его апробация для реальных месторождений. Проверка алгоритма на природных углеводородных системах различных месторождений.
11. Создание научно-методического подхода к определению компонентного состава и оценке PVT-свойств свободного газа газовой шапки двухфазной залежи при ограниченной исходной информации.

## **Методы решения поставленных задач**

Решение поставленных задач основывается на комплексном использовании фундаментальных положений термодинамики многокомпонентных систем, методах вычислительной математики и анализе информации о промысловых и лабораторных исследованиях PVT-свойств пластовых многокомпонентных углеводородных смесей.

При моделировании фазового равновесия природных углеводородных систем использован программно-вычислительный комплекс собственной разработки. В основе программного комплекса лежат трехпараметрическое уравнение состояния Пенга – Робинсона с правилом смешивания Хьюрона - Видаля, а также современные методы численного решения систем нелинейных алгебраических уравнений.

## **Научная новизна**

1. Создан поэтапный инженерный метод идентификации параметров PVT-модели пластовой газоконденсатной системы, позволяющий с высокой точностью воспроизводить основные результаты экспериментальных исследований. Созданный метод дает возможность согласовать свойства пластовой газоконденсатной системы, используемые при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений с применением гидродинамических симуляторов. Метод может эффективно использоваться для проектирования разработки месторождений как с применением композиционных моделей, так и - типа «black oil».

2. Получены значения параметров правила смешивания Хьюрона – Видаля для корректного описания фазовых равновесий в многокомпонентных углеводородных системах, находящихся в контакте с минерализованным раствором воды в коллекторе.

3. На основе моделирования трехфазного равновесия в многокомпонентной системе в процессе CVD предложен метод, позволяющий учитывать влияние минерализованного раствора воды на свойства природных газоконденсатных систем при разработке залежей.

4. Создан научно-методический подход к идентификации компонентного состава и PVT-свойств пластовых углеводородных флюидов двухфазных залежей при ограниченной исходной информации.

## **Основные защищаемые положения**

1. Метод идентификации параметров PVT-модели пластовой газоконденсатной системы, позволяющий с высокой точностью воспроизводить основные результаты экспериментальных исследований.

2. Значения параметров правила смешивания Хьюрона – Видаля для корректного описания фазовых равновесий в многокомпонентных углеводородных системах, находящихся в контакте с минерализованным раствором воды.

3. Метод, позволяющий учитывать влияние минерализованного раствора воды на свойства природных газоконденсатных систем при разработке залежей.

4. Научно-методический подход к идентификации компонентного состава и PVT-свойств пластовых углеводородных флюидов двухфазных залежей при ограниченной исходной информации.

### **Теоретическая и практическая значимость работы**

Разработанный метод создания адекватной PVT-модели природной углеводородной газоконденсатной смеси может успешно применяться для построения PVT-моделей газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. Метод может быть использован в любых специализированных симуляторах. В процессе работы над диссертацией автор апробировал созданный метод для газоконденсатных систем с различным содержанием стабильного конденсата в пластовом газе (от среднеконденсатных до уникальноконденсатных), в том числе для Кынского, Уренгойского, Астраханского, Карачаганакского, Фахировского, Пеляткинского, Вуктыльского месторождений. Разработанная методика также включена в программу курса «PVT-свойства пластовых флюидов» по повышению квалификации сотрудников компании ПАО «Газпром нефть», а также студентов вузов, проходящих стажировку в ООО «Газпромнефть НТЦ».

Полученные значения параметров правила смешивания Хьюрона – Видаля позволяют с высокой точностью моделировать фазовое равновесие в многокомпонентных углеводородных системах, содержащих воду.

Разработанный в диссертации метод, учитывающий влияние минерализованного раствора воды на PVT-свойства природной газоконденсатной системы, апробирован с помощью созданного автором программно-вычислительного комплекса для описания PVT-свойств пластовых смесей Астраханского, Уренгойского и Пеляткинского месторождений. При этом моделирование проводилось как с учетом наличия минерализованного раствора воды в системе, так и в предположении его отсутствия.

Предложенный научно методический подход к идентификации компонентного состава и PVT-свойств пластовых флюидов при ограниченной исходной информации получил промышленное внедрение при проектировании разработки месторождений Русанда (Rusanda) и Царичанское ПАО «Газпром нефть».

### **Апробация работы**

Основные результаты исследований докладывались на следующих конференциях:

1. На 55-ой научной конференции Московского физико-технического института, г. Долгопрудный, 21-25 ноября 2012 г.
2. На третьей научно-технической конференции молодых специалистов ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Санкт-Петербург, 3-4 июля 2014 г.
3. На международной конференции общества инженеров нефтегазовой промышленности SPE «Russian oil & gas», г. Москва, 14-16 октября 2014 г.
4. На четвертой научно-технической конференции молодых ученых ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Санкт-Петербург, 2-3 июля 2015 г.

5. На Российской нефтегазовой технической конференции SPE, г. Москва, 26-28 октября 2015.

6. На 58-ой научной конференции Московского физико-технического института, г. Долгопрудный, 23-28 ноября 2015.

### **Публикации**

Основные результаты выполненных исследований опубликованы в 13 печатных работах, в том числе 9 работ в изданиях, рекомендованных ВАК РФ.

### **Структура диссертации**

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы из 149 наименований. Изложена на 130 страницах, в том числе содержит 41 рисунок и 31 таблицу.

### **Благодарности**

Автор выражает искреннюю признательность научному руководителю, доктору технических наук, профессору А.И. Брусиловскому за конструктивное обсуждение основных положений диссертационной работы.

Автор выражает благодарность коллективу кафедры Прикладной механики Московского физико-технического института, а также руководству и коллегам из ООО «Газпромнефть НТЦ» за внимание и поддержку в процессе работы над диссертацией.

Автор выражает благодарность ООО «Энергоавтоматика» за поддержку во время работы над диссертационной работой.

Автор выражает признательность К.В. Торопову за введение в проблематику PVT-моделирования.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

Во **введении** обосновывается актуальность тематики работы, формулируется ее цель, перечисляются основные задачи исследований, характеризуются научная новизна и практическая значимость результатов исследований, представляются основные защищаемые положения и приводятся сведения об апробации работы.

**Глава 1. Теоретические основы создания PVT-моделей природных углеводородных систем.**

**П.1.1** посвящен базовым положениям теоретических основ фазовых равновесий в многокомпонентных углеводородных системах. Приводятся сведения о химическом потенциале, летучести, условиях термодинамического равновесия в многокомпонентных системах, а также правило фаз Гиббса и закон Рауля. Вводится понятие константы равновесия компоненты смеси.

В **п.1.2** проведен обзор основных уравнений состояния Ван-дер-Ваальсового типа, сыгравших значительную роль в описании свойств природных углеводородных систем. Приводится обзор современных тенденций в развитии уравнений состояния. Делается вывод, что в качестве теоретической основы для прогнозирования PVT-свойств природных



углеводородных систем целесообразно комплексно использовать фундаментальные положения термодинамики фазовых равновесий многокомпонентных систем и трехпараметрическое кубическое уравнение состояния Пенга-Робинсона с шифт-параметром, предназначенным для уточнения плотностей сосуществующих фаз.

**П. 1.3** посвящен описанию необходимых исходных данных для создания математических моделей пластовых углеводородных флюидов. Основной исходной информацией для создания PVT-модели природной многокомпонентной углеводородной смеси являются компонентный состав смеси  $z_i$ , такие свойства компонент системы, как критическое давление  $p_c$ , критическая температура  $T_c$ , ацентрический фактор  $\omega$  и шифт-параметр  $s$ , а также - коэффициенты парного взаимодействия  $k_{ij}$  для всех пар компонент. Компонентный состав природной углеводородной системы до фракции остатка (обычно от  $C_{6+}$  до  $C_{36+}$ ) определяют в лабораторных условиях хроматографическим методом. При необходимости фракцию остатка можно разделить на псевдокомпоненты, используя математические методы, например, метод гамма-распределения, предложенный Витсоном, или же с использованием лабораторных исследований по разгонке стабильного конденсата или сепарированной нефти. Свойства чистых компонент системы ( $C_1$ - $C_5$ ,  $N_2$ ,  $CO_2$ ,  $H_2S$  и др.) известны благодаря экспериментальным исследованиям, а свойства фракций определяются с использованием различных корреляций (например, Кеслера-Ли, Кэветта, Риизи-Дауберта, Эдмистера и др.). Коэффициенты парного взаимодействия для пар компонент смеси могут определяться как аналитически, методом адаптации к экспериментальным данным (например, определенные Брусиловским), так и с помощью корреляций (например, Чу-Прауснитца, Тсонопулоса, Фендера-Халси и др.).

В **п.1.4** рассматриваются основные методы и алгоритмы расчета фазового равновесия в многокомпонентных углеводородных системах. Описываются итерационные процедуры и приводятся блок-схемы для применения алгоритмов на практике. Методы основываются на анализе энергии Гиббса и позволяют определять стабильность фаз в системе и рассчитывать фазовое равновесие, то есть долю каждой из фаз в системе, их составы и свойства. Следует отметить большой вклад М. Л. Михельсена в развитие методов расчета фазового равновесия.

**П.1.5** посвящен описанию алгоритмов математического моделирования основных лабораторных исследований для природных газоконденсатных смесей. Рассматриваются методы расчета давления начала конденсации, контактной конденсации и исследования на истощение при постоянном объеме (CVD). Моделирование всех экспериментов основывается на алгоритмах анализа стабильности и расчета фазового равновесия в системе.

## **Глава 2. Адаптация PVT-модели природной газоконденсатной смеси к экспериментальным данным.**

При создании моделей природных углеводородных многокомпонентных смесей на практике используются различные подходы к адаптации PVT-моделей, которые определяются типом смеси (пластовая нефть или газоконденсатная система) и наличием или отсутствием информации о фракционной разгонке дегазированной углеводородной жидкости или наличием данных о компонентном составе смеси до тяжелых компонент ( $C_{12+}$  и выше).

В п.2.1 описаны существующие методы адаптации PVT-моделей природных углеводородных газоконденсатных смесей. Первыми алгоритм настройки уравнения состояния предложили Коатс и Смарт в 1986 г. Позже, в 2000 г., их методику модернизировал Витсон. Также существует ряд других подходов к адаптации PVT-модели (Педерсен, Кристенсен и др.).

Следует отметить, что практически во всех работах методика адаптации термодинамической модели к экспериментальным данным не конкретизирована, и для ее применения на практике необходим опыт и творческий подход. Большое количество работ, опубликованных с середины 1980-х годов и до настоящего времени, свидетельствует об актуальности данной темы.

П.2.2 посвящен анализу представительности исходной информации по результатам газоконденсатных исследований, а также выбору ключевых PVT-свойств системы, на которые в дальнейшем настраивается математическая модель пластовой системы.

При подсчете запасов стабильного конденсата и сухого газа используются данные о Z-факторе пластового газа и потенциальном содержании группы  $C_{5+}$  в пластовом газе. Также важное значение имеют величина конденсатогазового фактора (КГФ) при промышленных газоконденсатных исследованиях, плотность стабильного конденсата и динамика выпадения насыщенного конденсата при лабораторных исследованиях процесса истощения при постоянном объеме (constant volume depletion, CVD). Следует отметить, что наиболее важным участком кривой потерь насыщенного конденсата является диапазон от давления начала конденсации до давления забрасывания, которое для газоконденсатных месторождений обычно не ниже 3-4 МПа. Отдельное внимание уделяется формированию коэффициента извлечения конденсата (КИК) в процессе истощения газоконденсатной залежи.

В п. 2.3 рассматривается метод построения многокомпонентных PVT-моделей природных газоконденсатных смесей.

Отмечается, что учет разбиения фракции остатка на псевдофракции влияет на корректность воспроизведения с помощью PVT-модели кривой потерь насыщенного конденсата, полученной по результатам исследования на истощение при постоянном объеме.

В п.2.3.1 описывается способ определения свойств фракций (критических давления и температуры, ацентрического фактора), необходимых для моделирования фазового равновесия и свойств природных углеводородных смесей с использованием уравнения состояния. При этом критическая температура и ацентрический фактор рассчитываются с использованием корреляции Кэветта для критической температуры и корреляции Риизи – Аль-Саххафа для ацентрического фактора. Критическое давление вычисляется с применением уравнения состояния Пенга-Робинсона, записанного для стандартных термобарических условий.

В п. 2.4 рассматривается разработанный автором новый инженерный метод адаптации многокомпонентных PVT-моделей природных газоконденсатных смесей к экспериментальным данным.

Метод основывается на воспроизведении следующих результатов промышленных измерений и базовых лабораторных термодинамических исследований представительных проб при математическом моделировании с использованием уравнения состояния:

- начального содержания стабильного конденсата ( $C_{5+}$ ) в пластовом газе;
- $Z$ -фактора пластового газа;
- конденсатогазового фактора при газоконденсатных исследованиях;
- плотности стабильного конденсата;
- давления начала ретроградной конденсации;
- результатов исследования на истощение при постоянном объеме (CVD).

Для адаптации построенной термодинамической модели к результатам лабораторных исследований предлагается инженерный метод, состоящий из последовательной настройки на ключевые свойства углеводородной смеси в следующей последовательности.

1. Воспроизведение потенциального содержания группы  $C_{5+}$  в пластовом газе с помощью уточнения молекулярной массы остатка  $C_{N+}$ . При известном значении потенциального содержания  $C_{5+}$  в пластовом газе молекулярная масса группы  $C_{N+}$  определяется однозначно.

2. Если мольная доля остатка (группы  $C_{N+}$ ) больше 2%, то разделение остатка на псевдофракции (с использованием результатов лабораторных отчетов или математически) производится таким образом, чтобы мольная доля последней компоненты в разбиении не превышала 1 % мол.

3. Расчёт критической температуры, критического давления и ацентрического фактора всех фракций группы  $C_{6+}$  описанным выше методом (п. 2.3.1).



Рисунок 1. Влияние параметров уравнения состояния на кривую пластовых потерь насыщенного конденсата

4. Настройка кривой потерь насыщенного конденсата, полученной из лабораторного исследования CVD, выполняется следующим образом:

а. Настраиваем плотность стабильного конденсата с помощью шифт-параметра группы  $C_{N+}$  (последней фракции). Если рассчитанная плотность стабильного конденсата меньше экспериментальной, то увеличиваем значение шифт-параметра  $s$ .

б. Изменением критической температуры фракции  $C_{N+}$  настраиваем (желательно использовать графическое представление) количество выпавшего конденсата в диапазоне давлений, при которых идет процесс ретроградной конденсации. Если расчетная кривая оказывается выше экспериментальной, то следует уменьшать критическую температуру группы  $C_{N+}$ . И в соответствии с изменённой критической температурой пересчитываем критическое давление и ацентрический фактор фракции (см. п.2.3.1).

с. Настраиваем количество выпавшего конденсата вблизи давления начала конденсации с помощью коэффициента парного взаимодействия метана и фракции  $C_{N+}$  (увеличение коэффициента приводит к увеличению давления начала конденсации).

Пункты 4а, 4б, 4с выполняем последовательно, итерационно, пока не достигнем желаемой точности настройки на кривую потерь насыщенного конденсата.

Влияние параметров на кривую пластовых потерь насыщенного конденсата приведено на рисунке 1.

5. Настройка плотности стабильного конденсата изменением шифт-параметра группы  $C_{N+}$  (последней фракции).

6. Настройка величины конденсатогазового фактора с использованием изменения шифт-параметров газовых компонент  $C_2$ - $C_4$  (этана, пропана, бутана).

7. Настройка Z-фактора пластового газа при пластовых условиях с помощью изменения шифт-параметра  $C_1$  (метана).

В п.2.5 приведены примеры создания корректных PVT-моделей природных углеводородных газоконденсатных систем для месторождений с различным начальным содержанием стабильного конденсата.

В таблице 1 приведены ключевые параметры природных газоконденсатных смесей, PVT-модели которых адаптировались с помощью изложенного метода. Для всех смесей с использованием предложенного выше алгоритма PVT-модели с высокой точностью адаптированы к основным свойствам газоконденсатных систем (погрешность составила менее 1%), в том числе к кривым потерь насыщенного конденсата при CVD. На рисунках 2-4 изображено сравнение кривых потерь насыщенного конденсата до и после настройки PVT-моделей с экспериментальными данными для смесей №№ 1-5.

Таблица 1. Свойства газоконденсатных смесей с различным содержанием группы C<sub>5+</sub>.

Смесь	№1	№2	№3	№4	№5
T пластовая, °C	55.45	86	110	107.9	88
P пластовое, МПа	25.7	27.4	61.2	65.4	57.3
P начала конденсации, МПа	23.3	26.6	42.8	50.5	50.9
T сепаратора, °C	-29	21	30	12	30
P сепаратора, МПа	3.303	3.58	5.5	4.51	6.0
Z –фактор при пластовых условиях	0,88	0,89	1.12	1,48	1,34
Π <sub>C<sub>5+</sub></sub> , г/ст.м <sup>3</sup> сухого газа	75.4	231	269	430	645
КГФ, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	144	465	506	761	1200
Плотность стабильного конденсата, кг/м <sup>3</sup>	729.6	755.8	805	793	810.5
Молекулярная масса стабильного конденсата	108	130	157	159	165

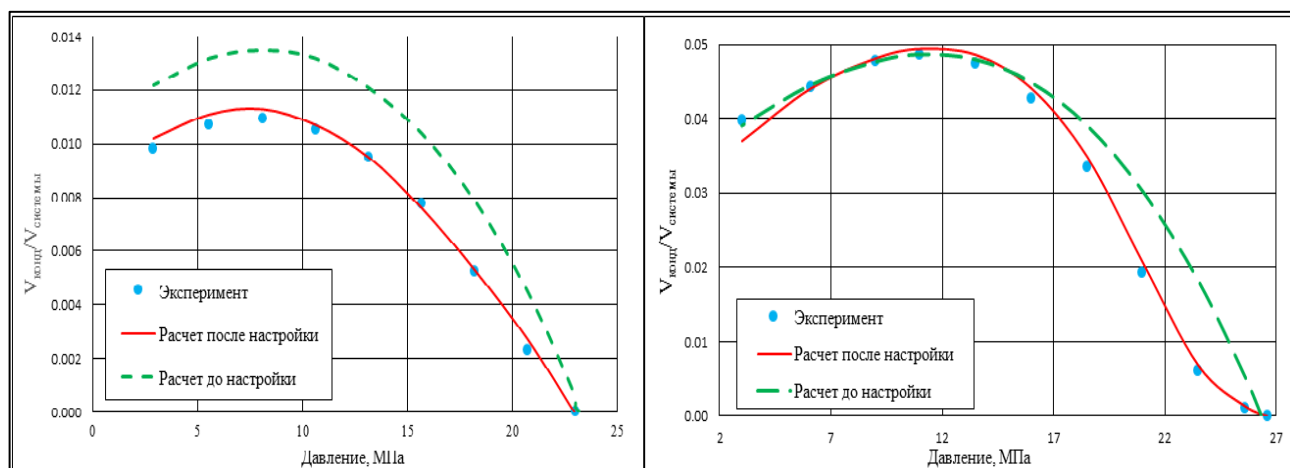


Рисунок 2. Кривые потерь насыщенного конденсата для смеси №1 (слева) и смеси №2 (справа).

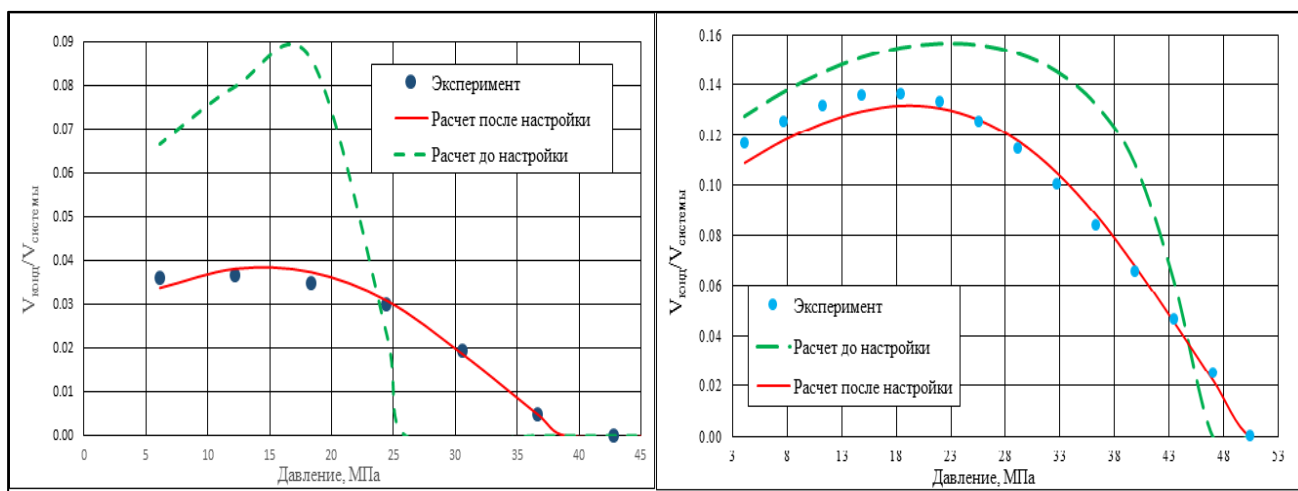


Рисунок 3. Кривые потерь насыщенного конденсата для смеси №3 (слева) и смеси №4 (справа).

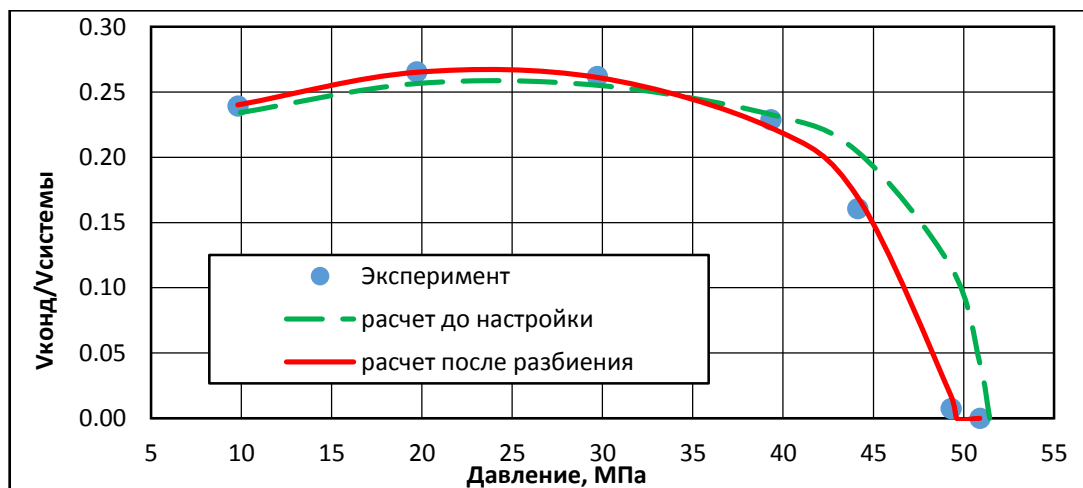


Рисунок 4. Кривая потерь насыщенного конденсата для смеси №5.

**П.2.6** посвящен особенностям подготовки данных для дальнейшего их использования в гидродинамическом моделировании разработки месторождений.

В **п.2.6.1** рассказывается о методе подготовки PVT-модели при ее использовании в композиционном моделировании процесса разработки месторождений. Для композиционного моделирования большое значение имеет количество компонент в PVT-модели пластовой смеси, так как от этого зависит скорость расчета процесса разработки. Поэтому перед тем, как использовать созданную на основе предлагаемого метода PVT-модель, ее нужно модифицировать, сократив количество компонент в смеси посредством группировки.

После объединения компонент в псевдокомпоненты, согласно рекомендуемым правилам, следует проверить, насколько точно модифицированная PVT-модель воспроизводит основные свойства газоконденсатной смеси. Если необходимо, то модель уточняется с помощью описанной выше методики.

**П.2.6.2** посвящен подготовке зависимостей основных PVT-свойств от давления с использованием PVT-модели для гидродинамической модели типа «Black oil + wet gas». Для создания требуемых зависимостей комплексно используются данные процесса CVD при пластовой температуре и условия промысловой сепарации, при которой из газовой фазы в жидкую (конденсат) перейдут практически все фракции группы  $C_{5+}$ . Для этого на одной из ступеней сепарации температура должна быть не выше  $-25$ . Такой подход позволяет правильно воспроизводить добычу стабильного конденсата.

### **Глава 3. Моделирование PVT-свойств природных газоконденсатных смесей с учетом наличия остаточной воды в поровом пространстве.**

Наличие минерализованного раствора воды в порах коллектора оказывает определенное влияние на фазовое поведение углеводородной системы и ее PVT-свойства на всех этапах разработки залежей, в том числе влияет на давление начала конденсации, давление максимальной конденсации, коэффициент извлечения конденсата и компонентоотдачу углеводородов. Особую актуальность этот вопрос приобретает для газоконденсатных систем с высокой начальной пластовой температурой.

**П.3.1** посвящен методам моделирования PVT-свойств многокомпонентных систем «природная углеводородная газоконденсатная смесь – минерализованный раствор воды». В данной работе основой для создания PVT-моделей таких систем служит трехпараметрическое кубическое уравнение состояния Пенга-Робинсона с использованием правила смешивания, предложенным Хьюроном и Видалем вместо классического правила смешивания для параметра  $A$  уравнения состояния.

В **п.3.1.1** описывается правило смешивания Хьюрона – Видаля. В этом правиле совмещены методы моделирования фазового равновесия, основанные на применении уравнения состояния и коэффициентов активности, и предложено вычислять параметр  $A$  уравнения состояния следующим способом:

$$A = B \left( \sum_{i=1}^N \left( z_i \frac{A_i}{B_i} \right) - \frac{G_{\infty}^E}{\lambda} \right), \quad (1)$$

где  $\lambda = \frac{1}{2\sqrt{2}} \ln \left( \frac{\sqrt{2}+1}{\sqrt{2}-1} \right)$ ,  $G_{\infty}^E$  – энергия Гиббса, рассчитываемая по следующей формуле:

$$G_{\infty}^E = RT \sum_{i=1}^N z_i \frac{\sum_{j=1}^N \tau_{ji} B_j z_j \exp(-\alpha_{ji} \tau_{ji})}{\sum_{k=1}^N B_k z_k \exp(-\alpha_{ki} \tau_{ki})}. \quad (2)$$

$\alpha_{ij}$  – параметр, который учитывает то, насколько мольная доля компоненты  $i$ , находящейся рядом с компонентой  $j$ , может отклоняться от средней величины мольной доли компоненты  $i$  в фазе (то есть данный параметр учитывает неслучайность распределения молекул в смеси. Если параметр  $\alpha_{ij}$  равен нулю, то молекулы смеси располагаются в фазе равномерно);  $\tau_{ij}$  – параметр правила смешивания, который определяется следующим образом:

$$\tau_{ij} = \frac{g_{ij} - g_{jj}}{RT}, \quad (3)$$

где  $g_{ij}$  – коэффициент взаимодействия между молекулами разных компонент,  $g_{jj}$  – коэффициент взаимодействия между молекулами одной компоненты. Таким образом, параметр  $\tau_{ij}$  выражает разницу величины энергии взаимодействия компонент  $i$  и  $j$  между собой от величины энергии взаимодействия молекул компоненты  $j$  друг с другом.

Педерсен предложила использовать линейную зависимость параметров  $g_{ji}$ ,  $g_{ij}$  от температуры:

$$g_{ij} - g_{jj} = (g'_{ij} - g'_{jj}) + T(g''_{ij} - g''_{jj}), \quad (4)$$

$$g_{ji} - g_{ii} = (g'_{ji} - g'_{ii}) + T(g''_{ji} - g''_{ii}). \quad (5)$$

Здесь  $i$  – это  $H_2O$ ,  $j$  –  $N_2$ ,  $CO_2$ ,  $H_2S$ ,  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $nC_4$ . Коэффициенты  $g'_{ij}$ ,  $g''_{ij}$ ,  $g'_{ji}$ ,  $g''_{ji}$ ,  $g'_{ii}$ ,  $g''_{ii}$ ,  $g'_{jj}$ ,  $g''_{jj}$  – константы.

Параметры  $\tau_{ij}$ ,  $\alpha_{ij}$  определяются для различных компонент методом адаптации результатов моделирования к экспериментальным данным.

Коэффициент летучести  $i$ -ой компоненты вычисляется из следующего равенства:

$$\ln(\varphi_i) = \ln \left( \frac{f_i}{z_i p} \right) = \frac{B_i}{B} (Z - 1) - \ln(Z - B) - \frac{1}{2\sqrt{2}} \left( \frac{A_i}{B_i RT} - \frac{\ln \gamma_i}{\lambda} \right) \ln \left[ \frac{Z + (1 + \sqrt{2})B}{Z - (1 - \sqrt{2})B} \right], \quad (6)$$

где  $\gamma_i$  – коэффициент активности  $i$ -ой компоненты. Он вычисляется по формуле:

$$\ln \gamma_i = \frac{1}{RT} \left( G_{\infty}^E + \sum_{j=1}^N \frac{\partial G_{\infty}^E}{\partial z_j} (\delta_{ij} - z_j) \right) = \frac{1}{RT} \left( G_{\infty}^E - \sum_{j=1}^N \frac{\partial G_{\infty}^E}{\partial z_j} z_j + \frac{\partial G_{\infty}^E}{\partial z_i} \right) = \frac{1}{RT} \frac{\partial G_{\infty}^E}{\partial z_i}. \quad (7)$$

Если продифференцировать (2) по  $z_i$ , то получается выражение для расчета коэффициента активности  $i$ -ой компоненты:

$$\ln \gamma_i = \frac{1}{RT} \frac{\partial G_{\infty}^E}{\partial z_i} = \frac{\sum_{j=1}^N z_j B_j \tau_{ji} \exp(-\alpha_{ji} \tau_{ji})}{\sum_{k=1}^N z_k B_k \exp(-\alpha_{ki} \tau_{ki})} + \sum_{j=1}^N \left[ \frac{z_j B_j \exp(-\alpha_{ij} \tau_{ij})}{\sum_{k=1}^N z_k B_k \exp(-\alpha_{kj} \tau_{kj})} (\tau_{ij} - \frac{\sum_{l=1}^N z_l \tau_{li} B_l \exp(-\alpha_{li} \tau_{li})}{\sum_{k=1}^N z_k B_k \exp(-\alpha_{kj} \tau_{kj})}) \right]. \quad (8)$$

Правило Хьюрона - Видала приводится к классическому правилу смешивания, если определить параметры  $\alpha_{ij}$ ,  $g_{ii}$ ,  $g_{ij}$  следующим образом:

$$\alpha_{ij} = 0, g_{ii} = -\frac{A_i}{B_i RT} \lambda, g_{ij} = -2 \frac{\sqrt{B_i B_j}}{B_i + B_j} \sqrt{g_{ii} g_{jj}} (1 - k_{ji}). \quad (9)$$

При добавлении минерализованного раствора воды в природную газоконденсатную смесь при определенных условиях в системе могут образовываться три сосуществующих фазы. Поэтому п.3.1.2 посвящен методам моделирования трехфазного равновесия в многокомпонентных системах. Пример фазовой диаграммы такой системы приведен на рисунке 5.



Рисунок 5. Фазовая диаграмма системы «пластовая углеводородная газоконденсатная смесь – вода»

Для определения трехфазного равновесия в многокомпонентной системе необходимо решить систему, состоящую из  $3N+3$  уравнений при заданных давлении  $p$ , температуре  $T$  и компонентном составе смеси  $z_i$  ( $i=1, \dots, N$ ):

$$\begin{cases} (f_{yi})_v - (f_{x_i})_{L1} = 0, i = \overline{1, N} \\ (f_{x_i})_{L1} - (f_{x_i})_{L2} = 0, i = \overline{1, N} \\ x_i^{L1} F_{L1} + x_i^{L2} F_{L2} + y_i^V F_v - z_i = 0, i = \overline{1, N} \\ F_{L1} + F_{L2} + F_v = 1 \\ \sum_{i=1}^N y_i^V - 1 = 0 \\ \sum_{i=1}^N x_i^{L1} - 1 = 0 \text{ или } \sum_{i=1}^N x_i^{L2} - 1 = 0 \end{cases}. \quad (10)$$

Здесь  $F_v$ ,  $F_{L1}$  и  $F_{L2}$  - мольные доли паровой и двух жидких фаз соответственно;  $y_i^V$  ( $i=1, \dots, N$ ),  $x_i^{L1}$  ( $i=1, \dots, N$ ) и  $x_i^{L2}$  ( $i=1, \dots, N$ ) - компонентные составы паровой и двух жидких фаз соответственно,  $(f_{yi})_v$ ,  $(f_{x_i})_{L1}$ ,  $(f_{x_i})_{L2}$  - летучести паровой и двух жидких фаз соответственно.

Блок-схема алгоритма решения задачи по расчету трехфазного равновесия показана на



рисунке 6.

П. 3.2 посвящен адаптации параметров правила смешивания Хьюрона – Видалья к экспериментальным данным по фазовому равновесию в бинарных системах воды с метаном, этаном, пропаном, н-бутаном, азотом, диоксидом углерода и сероводородом. В результате автором были определены параметры правила смешивания Хьюрона – Видалья (таблица 2), которые позволяют использовать описанный метод для моделирования влияния воды на поведение природной газоконденсатной системы в процессе разработки залежи.

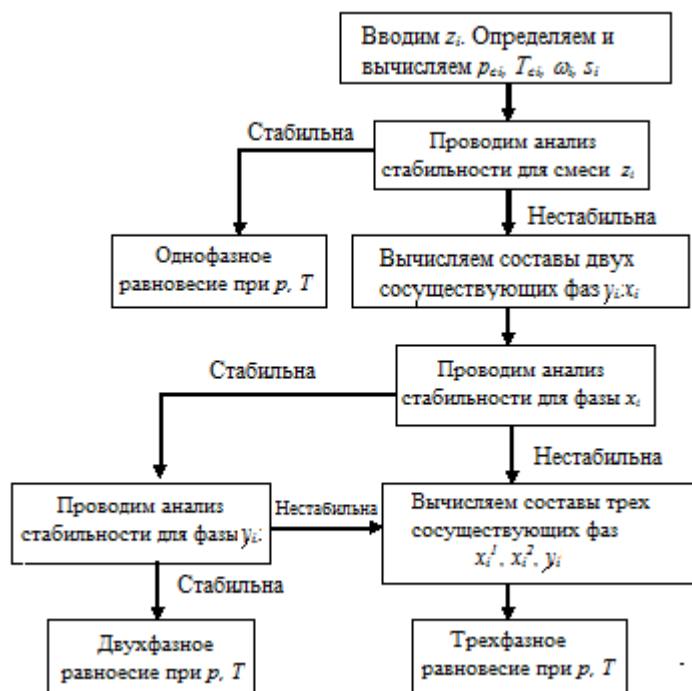


Рисунок 6. Общая схема расчета трехфазного равновесия в многокомпонентной системе

Результаты расчета влагосодержания бинарных систем с применением адаптированных параметров (таблица 2) проиллюстрированы на рисунках 7-10. Также на рисунках 7,8 приведены результаты расчета влагосодержания с использованием формулы Бюкачека (инженерный метод, описание которого дается в п.3.3).

Таблица 2. Значения параметров в правиле смешивания Хьюрона - Видалья

Второй компонент	$\frac{(g'_{12}-g'_{22})}{R}$ (К)	$\frac{(g''_{12}-g''_{22})}{R}$ (-)	$\frac{(g'_{21}-g'_{11})}{R}$ (К)	$\frac{(g''_{21}-g''_{11})}{R}$ (-)	$\alpha_{ij}$
<b>N<sub>2</sub></b>	-64.50	-1.05	3500	-1.00	0.08
<b>CO<sub>2</sub></b>	-4127	8.90	5230	-8.00	0.03
<b>H<sub>2</sub>S</b>	0.00	2.90	1250	-1.50	0.03
<b>C<sub>1</sub></b>	-1500	11.00	4050	-5.20	0.16
<b>C<sub>2</sub></b>	-804.3	-0.20	4280	-3.00	0.09
<b>C<sub>3</sub></b>	-1584	-0.44	4750	-3.30	0.07
<b>nC<sub>4</sub></b>	4968	-19.60	1567	5.70	0.06

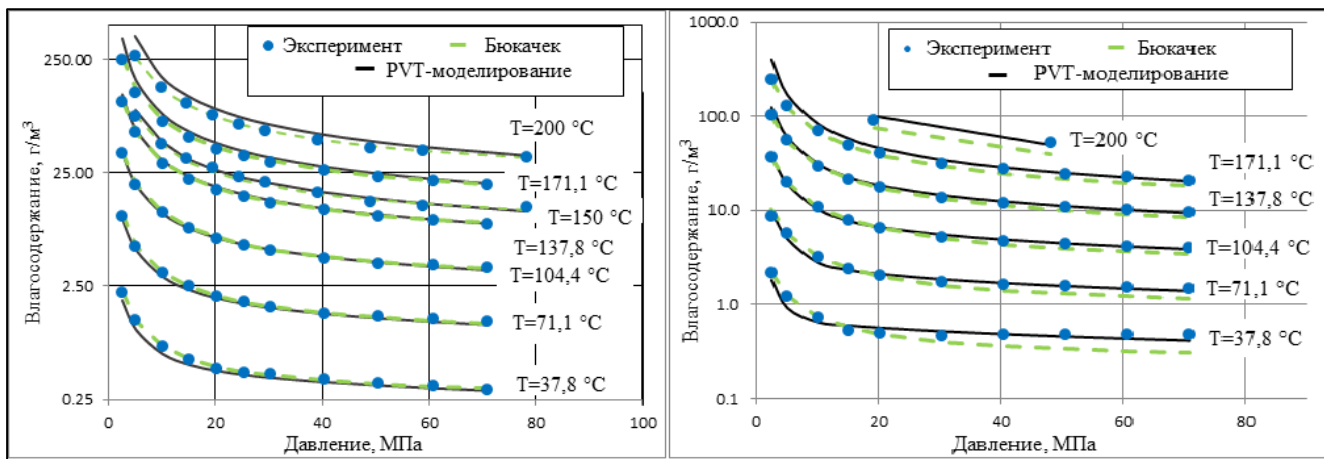


Рисунок 7. Содержание водяных паров в паровой фазе для бинарных систем «метан ( $C_1H_4$ ) – вода ( $H_2O$ )» (слева) и «этан ( $C_2H_6$ ) – вода ( $H_2O$ )» (справа).

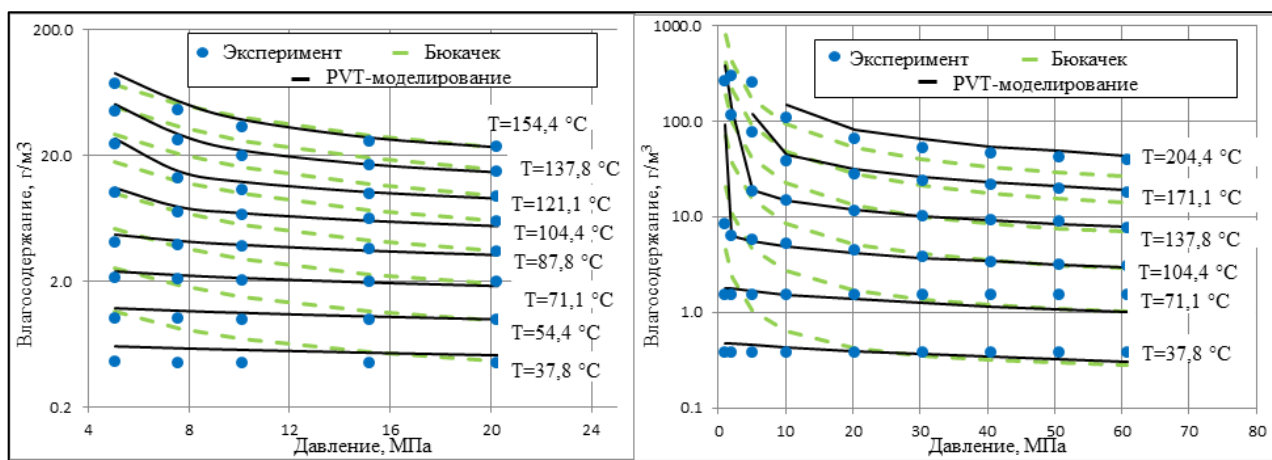


Рисунок 8. Содержание водяных паров в паровой фазе для бинарных систем «пропан ( $C_3H_8$ ) – вода ( $H_2O$ )» (слева) и «н-бутан ( $C_4H_{10}$ ) – вода ( $H_2O$ )» (справа).

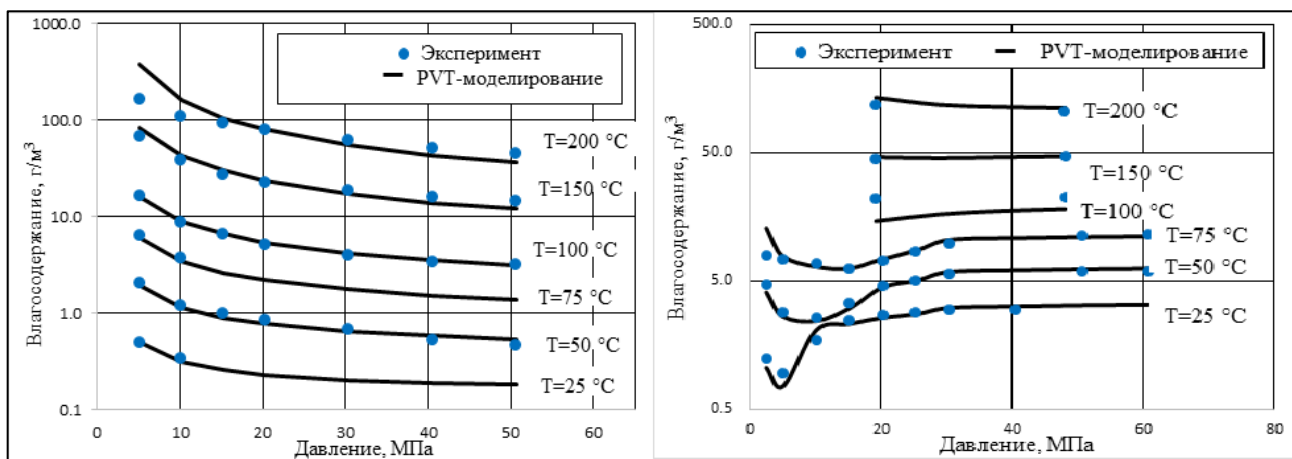


Рисунок 9. Содержание водяных паров в паровой фазе для бинарных систем «азот ( $N_2$ ) – вода ( $H_2O$ )» (слева) и «диоксид углерода ( $CO_2$ ) – вода ( $H_2O$ )» (справа).

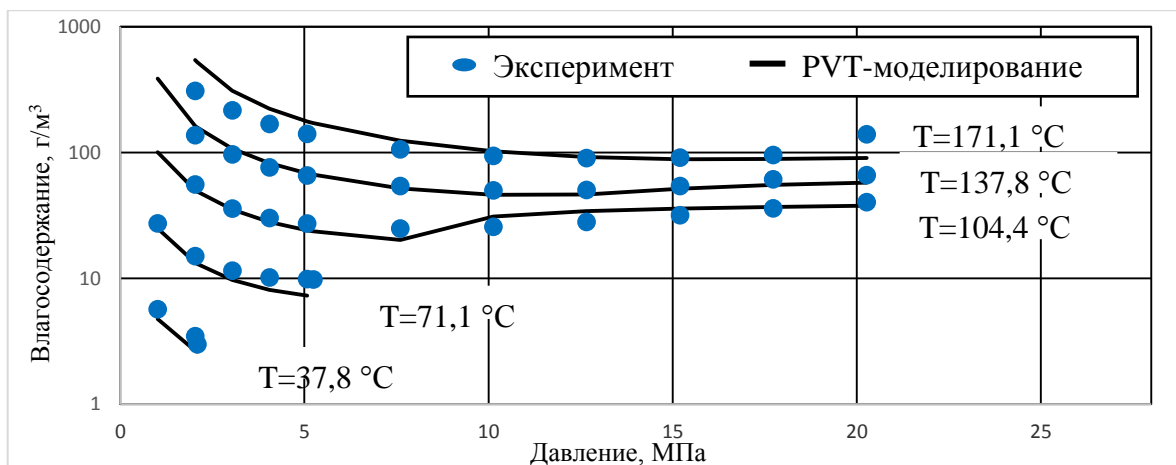


Рисунок 10. Содержание водяных паров в паровой фазе для бинарных систем «сероводород ( $H_2S$ ) – вода ( $H_2O$ )».

В п.3.4 приведены примеры моделирования PVT-свойств природных газоконденсатных смесей с учетом наличия остаточной воды в системе. В качестве примеров выбраны смеси №1, №3 и №4 (Таблица 1) из Главы 2. Эти системы находятся в различных пластовых термобарических условиях и отличаются по содержанию стабильного конденсата ( $C_{5+}$ ) и сероводорода. В смесях №1 и №4 сероводорода нет, а в смеси №3 содержание сероводорода равно 25.77 % мол. Как известно, сероводород очень хорошо смешивается с водой, что иллюстрирует рисунок 10.

Углеводородные смеси смешивались с минерализованным раствором воды (мольная доля NaCl в воде составляла 0.03) таким образом, что при пластовых условиях его объемная доля равнялась 10 % и 40 %.

Стандартные CVD-тесты не учитывают наличие остаточной минерализованной воды в порах коллектора и, соответственно, не учитывают ее влияние на PVT-свойства пластовой углеводородной системы при разработке залежи. Ни в одном из современных PVT-симуляторов не реализован алгоритм расчета трехфазного CVD, учитывающий наличие минерализованного раствора воды в пластовой системе. В данной работе на основе описанной выше модели для углеводородных смесей проводился расчет давления начала ретроградной конденсации, моделировался CVD-тест с расчетом трехфазного равновесия и оценивалось изменение основных PVT-параметров системы как в отсутствие минерализованного раствора воды, так и при его наличии. Результаты математического моделирования для природных газоконденсатных систем показаны на рисунках 11 - 13.

Как видно из рисунка 11, влияние минерализованного раствора воды на смесь №1 незначительное. Это в первую очередь связано с низкой пластовой температурой (55.5 °C).

На рисунке 12 видно, что для смеси №3 при наличии минерализованного раствора воды в системе понижается объем выпавшего конденсата при давлении максимальной конденсации и близких к нему, но при этом практически не изменяется давление начала ретроградной конденсации.

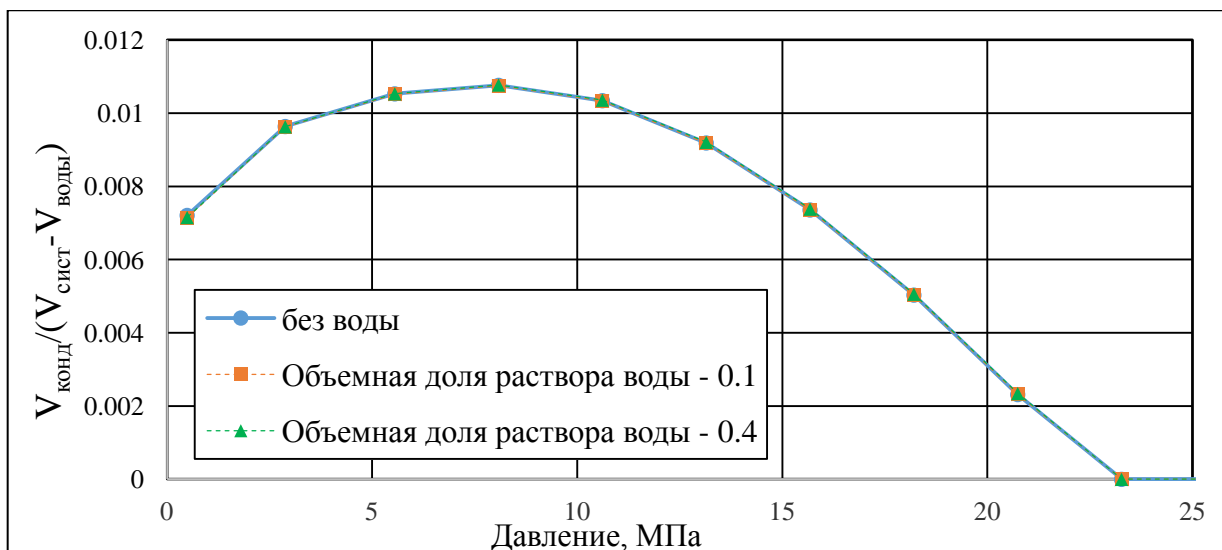


Рисунок 11. Кривые потерь насыщенного конденсата по результатам CVD-теста при различном содержании минерализованного раствора воды в системе для смеси №1.

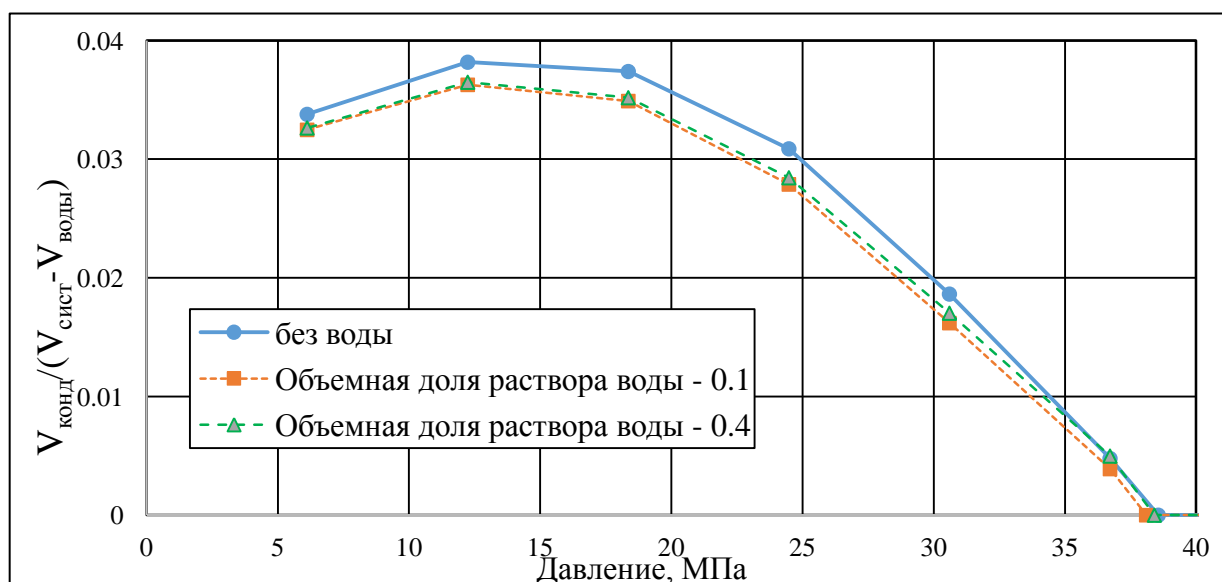


Рисунок 12. Кривые потерь насыщенного конденсата по результатам CVD-теста при различном содержании минерализованного раствора воды в системе для смеси №3.

Для смеси №4, как видно на рисунке 13, наличие минерализованного раствора воды в системе повышает значение давления начала ретроградной конденсации и увеличивает выпадение конденсата при близких к нему давлениях.

Данные PVT-моделирования для природных газоконденсатных смесей, приведенные в данной статье, корреспондируются с результатами экспериментальных работ, что также подтверждает возможность применения предложенного метода математического моделирования для расчета PVT-свойств углеводородных смесей с учетом наличия остаточной воды в коллекторе.

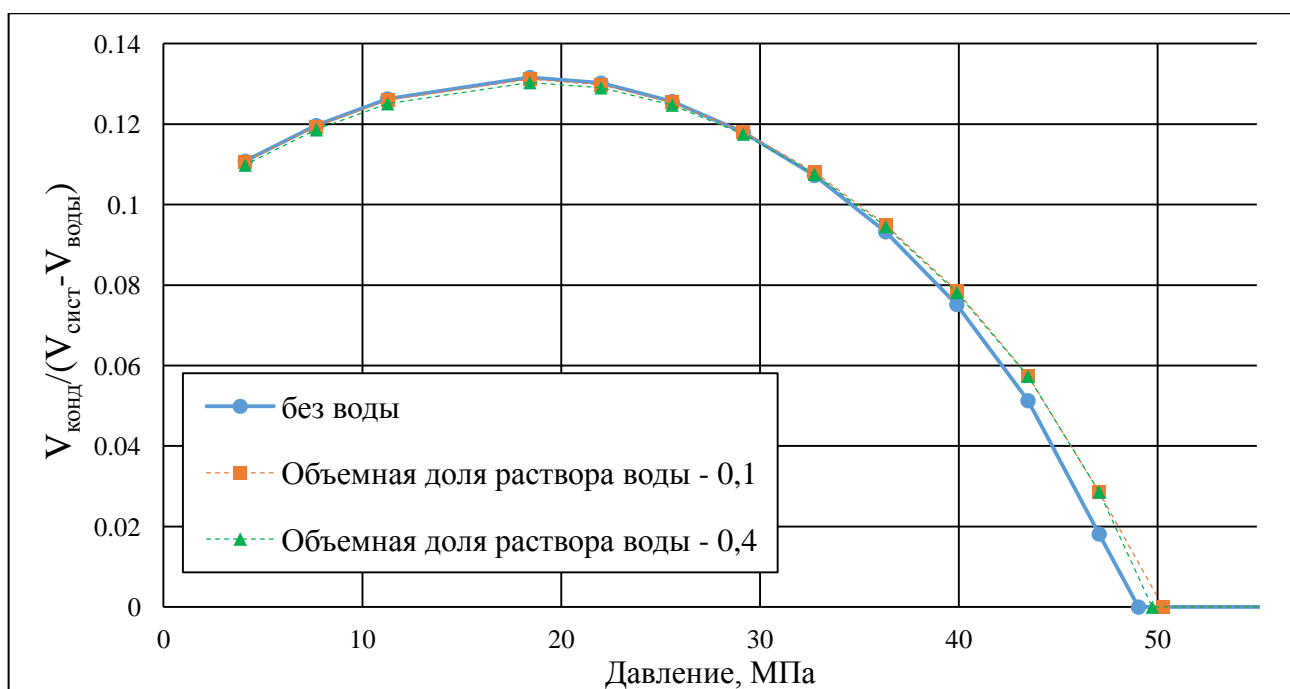


Рисунок 13. Кривые потерь насыщенного конденсата по результатам CVD-теста при различном содержании минерализованного раствора воды в системе для смеси №4.

В п.3.4 для смесей №1, №3, №4 проводится сравнение расчета влагосодержания добываемого газа с использованием метода Бюкачека и описанной выше математической модели расчета фазового равновесия. Делается вывод, что в отличие от результатов, полученных с применением математической модели, метод Бюкачека (с учетом рекомендуемых в литературе поправок) не позволяет корректно оценивать влагосодержание природных газов при наличии в них большого количества сероводорода.

#### **Глава 4. Идентификация компонентного состава и PVT-свойств пластовых углеводородных флюидов двухфазных залежей при ограниченной исходной информации.**

Исходной информацией для построения термодинамических моделей пластовых углеводородных смесей являются результаты промысловых и лабораторных исследований их представительных проб. Для создания PVT-моделей требуется знание компонентного состава пластовой смеси. На практике приходится сталкиваться с ситуацией отсутствия данных о компонентном составе пластовой нефти, а в случае газоконденсатонефтяных залежей – отсутствия сведений о составе и свойствах газа газовой шапки, в том числе – о потенциальном содержании стабильного конденсата ( $C_{5+}$ ).

Темой этой главы является описание научно-методического подхода для идентификации компонентного состава пластовой нефти и свободного газа газовой шапки, а также воспроизведение основных PVT-свойств пластовой нефти и оценка свойств газовой шапки 2-фазной залежи при ограниченной исходной информации.

В п.4.1 описывается метод идентификации состава пластовой нефти. Расчет состава пластовой нефти осуществляется путем численной рекомбинации выделившегося газа и сепарированной нефти при известном значении газового фактора по следующей формуле:

$$z_i = \frac{\sum_{s=1}^k y_i^s \Gamma^s \frac{T_{ct.}}{T^s} + x_i \frac{\nu_m}{M_{c.n.}} 10^6}{\sum_{s=1}^k \Gamma^s \frac{T_{ct.}}{T^s} + \frac{\nu_m}{M_{c.n.}} 10^6}, \quad (11)$$

где  $z_i$ ,  $x_i$  – мольные доли  $i$ -ой компоненты в пластовой и сепарированной нефти соответственно;  $y_i^s$  – мольная доля  $i$ -ой компоненты в составе газа сепарации на  $s$ -й ступени сепарации;  $T^s$ ,  $\Gamma^s$  – температура (К) и газовый фактор ( $\text{м}^3/\text{г}$ ) на  $s$ -й ступени сепарации;  $M_{c.n.}$  – молярная масса сепарированной нефти,  $\text{кг}/\text{кмоль}$ ;  $T_{ct.}$  – температура при стандартных условиях, равная 293.15 К;  $\nu_m$  – молярный объем газа при стандартных условиях, равный  $0.02404 \text{ м}^3$ ;  $k$  – количество ступеней сепарации. В формуле (11) учитывается, что объем газа на ступени сепаратора измерен при температуре на этой ступени.

При отсутствии данных о составе сепарированной нефти его можно идентифицировать на основе данных о компонентном составе выделившегося газа на последней ступени сепарации (характеризующейся стандартными термобарическими условиями) и с применением закона Рауля, который корректно применить для этих условий. Формула для определения состава сепарированной нефти будет следующей:

$$x_i = y_i \frac{p}{p_{ci} \exp \left[ 5,373(1+\omega_i) \left( 1 - \frac{T_{ci}}{T} \right) \right]}, \quad (12)$$

где  $y_i$  – мольная доля  $i$ -ой компоненты газа, выделившегося на последней ступени сепарации;  $p_{ci}$ ,  $T_{ci}$ ,  $\omega_i$  – критическое давление (МПа), критическая температура (К) и ацентрический фактор  $i$ -ой компоненты;  $p$ ,  $T$  – рабочие давление (МПа) и температура (К) соответственно.

Обычно газ сепарации содержит углеводородные компоненты до гексанов ( $C_6$ ) включительно и не содержит более тяжелых углеводородных компонент ( $C_7$  и выше) соответственно. Поэтому в сепарированной нефти можно рассчитать мольные доли всех неуглеводородных компонент и углеводородных компонент до  $C_6$  по формуле (12), а мольную долю остатка ( $C_{7+}$ ) определить исходя из того, что сумма мольных долей всех компонент фазы равняется 1.

**П.4.1.2** посвящен проверке метода идентификации состава дегазированной нефти на основе экспериментальных данных. Результаты расчета по формуле (12) показали довольно точное совпадение (отклонение не более 0.3 % мол. для всех компонент) с данными лабораторных исследований.

В **п.4.1.3** приведен пример определения состава пластовой нефти двухфазной залежи при отсутствии данных о компонентном составе сепарированной нефти.

В **п.4.2** приводятся результаты создания и адаптации PVT-модели пластовой нефти к экспериментальным данным. Это было сделано с использованием метода, разработанного Брусиловским и др.

**П.4.3** посвящен определению компонентного состава свободного газа газовой шапки двухфазной залежи при наличии корректной PVT-модели пластовой нефти. Для оценки компонентного состава пластового газа газовой шапки использованы фундаментальные физические положения о том, что на газонефтяном контакте (ГНК) пластовая нефть и свободный газ находятся в термодинамическом равновесии, и поэтому давление насыщения пластовой нефти и давление начала ретроградной конденсации пластового газа равны

пластовому давлению. На рисунке 14 представлены фазовые диаграммы газа газовой шапки и пластовой нефти. Точка пересечения фазовых диаграмм соответствует пластовым термобарическим условиям.

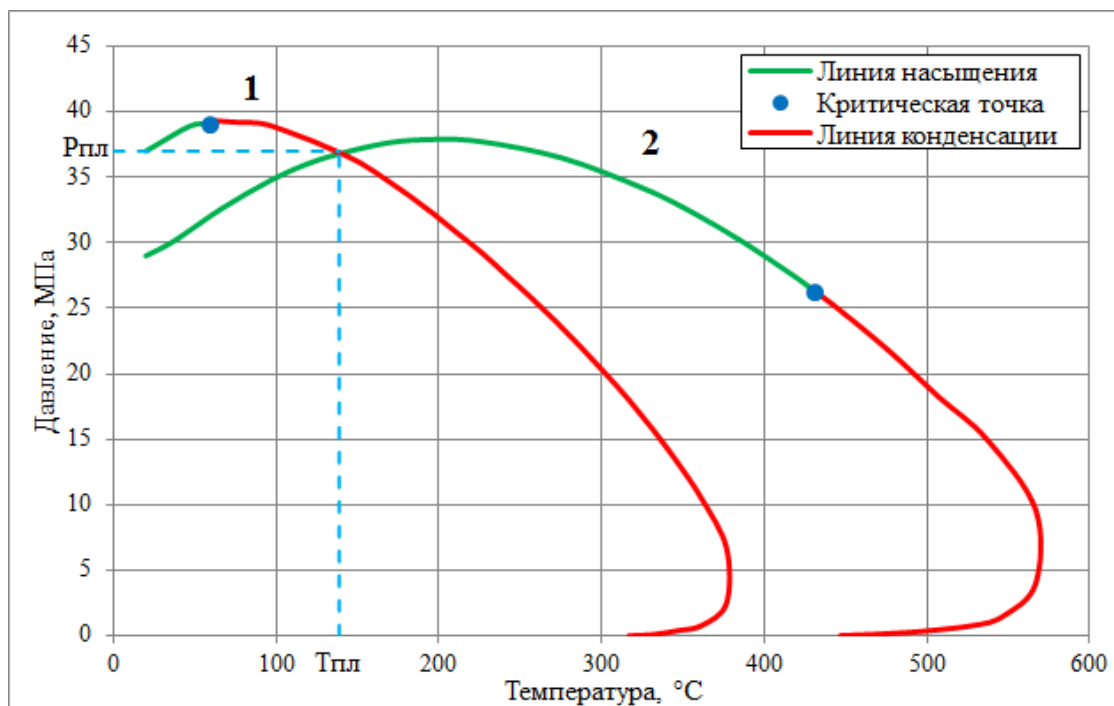


Рисунок 14. Фазовые диаграммы свободного газа (1) и пластовой нефти (2) двухфазной залежи

На основе идентифицированного состава пластовой газоконденсатной системы газовой шапки была построена ее PVT-модель и оценены основные свойства.

## Основные результаты работы

1. Проведено исследование влияния параметров математической модели на величины основных PVT-свойств (давление начала ретроградной конденсации, динамика пластовых потерь насыщенного конденсата от давления, конденсатогазовый фактор, плотность стабильного конденсата, Z-фактор пластового газа и другие) пластовой газоконденсатной системы. Проанализированы существующие подходы к созданию и адаптации многокомпонентных PVT-моделей природных газоконденсатных смесей.

2. Разработан и апробирован инженерный поэтапный метод построения адекватной PVT-модели пластовой газоконденсатной смеси, корректно описывающий основные результаты лабораторных и промысловых газоконденсатных исследований.

3. Создан метод подготовки PVT-данных для решения задач проектирования разработки залежей природных газоконденсатных систем с использованием гидродинамических симуляторов как на основе модели типа «black oil + wet gas», так и – композиционной.

4. Реализован метод моделирования трехфазного равновесия в многокомпонентных углеводородных системах, содержащих воду, основанный на применении правила смешивания Хьюрона – Видаля и трехпараметрического уравнения состояния Пенга-Робинсона.

5. Получены новые значения параметров правила смешивания Хьюрона-Видаля путем адаптации к экспериментальным данным результатов моделирования фазового равновесия в бинарных смесях воды с углеводородными и неуглеводородными компонентами, входящими в состав природных газоконденсатных смесей.

6. Создан метод математического моделирования процесса исследования на истощение при постоянном объеме (CVD-теста), учитывающего возможность трехфазного равновесия. Осуществлена его апробация на природных газоконденсатных системах. Проведено сравнение результатов моделирования процесса CVD, осуществленного с учетом и без учета наличия минерализованного раствора воды в системе.

7. Разработан алгоритм идентификации компонентного состава пластовой нефти при ограниченной исходной информации и проведена его апробация для реальных месторождений.

### **Список работ, опубликованных по теме диссертации**

#### ***В изданиях, рекомендованных ВАК РФ:***

1. Ющенко, Т.С. Методика автоматизированного создания термодинамических моделей газоконденсатных пластовых углеводородных систем на основе кубического уравнения состояния / Т.С. Ющенко // Труды МФТИ. – 2014. – Т.6, №3 (23). - С. 154.

2. Ющенко, Т.С. Методика создания адекватной PVT-модели природной газоконденсатной смеси / Т.С. Ющенко, А.И. Брусиловский // Газовая промышленность. – 2015. - №1. - С. 46.

3. Ющенко, Т.С. Эффективный метод построения и адаптации PVT-моделей пластовых флюидов газоконденсатных месторождений и газовых шапок двухфазных залежей / Т.С. Ющенко, А.И. Брусиловский // Нефтяное хозяйство. – 2015. - №1. - С. 56.

4. Ющенко, Т.С. Исследование pVT-свойств природных газоконденсатных смесей с учетом остаточной воды в пористой среде / Т.С. Ющенко, А.И. Брусиловский // Газовая промышленность. – 2015. - №7. – С. 84.

5. Ющенко, Т.С. Математическое моделирование трехфазного равновесия в природных газоконденсатных системах при наличии минерализованного раствора воды/ Т.С. Ющенко // Труды МФТИ. – 2015. – Т.7, №2 (26). - С. 70.

6. Ющенко, Т.С. Новый инженерный метод создания и адаптации PVT-модели природной газоконденсатной смеси / Т.С. Ющенко, А.И. Брусиловский // Вести газовой науки. – 2015. - №4(24). – С. 14.



7. Ющенко, Т.С. Математическое моделирование PVT-свойств газоконденсатных систем, контактирующих с остаточной водой в пористой среде / Т.С. Ющенко, А.И. Брусиловский // Вести газовой науки. – 2015. - №4(24). – С. 38.

8. Брусиловский, А.И. Научно-методический подход к идентификации компонентного состава и pVT-свойств пластовых углеводородных флюидов двухфазных залежей при ограниченной исходной информации / А.И. Брусиловский, Т.С. Ющенко // Газовая промышленность. – 2015. - №11. – С. 73.

9. Yushchenko, T.S. Mathematical modeling of gas-condensate mixture PVT-properties including presence of brine in reservoir / T.S. Yushchenko, A.I. Brusilovsky // Fluid Phase Equilibria. – 2016. – V.409. – P. 37.

***В других изданиях:***

10. Ющенко, Т.С. Методика автоматизированного создания термодинамических моделей газоконденсатных пластовых углеводородных систем на основе кубического уравнения состояния / Т.С. Ющенко, К.В. Торопов // Труды 55-й научной конференции МФТИ. - 2012. – Аэрофизика и космические исследования, т. 2. - С.79.

11. Ющенко, Т.С. Эффективный инженерный метод создания адекватной PVT-модели природной газоконденсатной смеси с использованием уравнения состояния / Т.С. Ющенко, А.И. Брусиловский // SPE-171238, Материалы Российской технической нефтегазовой конференции SPE. Москва. 14-16.10.2014. (T.S. Yushchenko, A.I. Brusilovsky Efficient Engineering Method for Creating Adequate PVT-model of Natural Gas Condensate Mixture Using Equation of State)

12. Ющенко, Т.С. Идентификация компонентного состава и PVT-свойств пластовых углеводородных флюидов двухфазных залежей при ограниченной исходной информации / Т.С. Ющенко // Тезисы IV научно-техническая конференция молодых ученых ООО «Газпромнефть НТЦ». - 2015. – С. 90.

13. Ющенко, Моделирование PVT-свойств природных газоконденсатных смесей с учетом наличия остаточной воды в коллекторе / Т.С. Ющенко, А.И. Брусиловский // SPE-176628, Материалы Российской нефтегазовой технической конференция SPE. Москва. 26-28.10.2015. (T.S. Yushchenko, A.I. Brusilovsky Modeling of PVT-properties of natural gas condensate mixtures adjusted for presence of residual water in collector)