ОАО «Газпром»

Общество с ограниченной ответственностью «ТюменНИИгипрогаз»

На правах рукописи

ФАТЕЕВ ДМИТРИЙ ГЕОРГИЕВИЧ

ИССЛЕДОВАНИЕ ФАЗОВОГО ПОВЕДЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СМЕСЕЙ В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО ВЫСОКОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук

> Научный руководитель кандидат технических наук, Нестеренко Александр Николаевич

Тюмень – 2014

Содержание

Содержан	ие	2
Введение	9	4
1. Xapa	ктеристика углеводородных систем ачимовских залежей	10
1.1	Геологические и термобарические условия существования ачимовских залежей	10
1.1.1	Общие сведения о месторождении	10
1.1.2	Литолого-стратиграфическая характеристика	18
1.1.3	Тектоника	19
1.1.4	Нефтегазоносность	21
1.1.5	История освоения	23
1.2	Состав и свойства пластовых углеводородных систем ачимовских залежей	25
1.2.1	Промысловые исследования на газоконденсатность	25
1.2.1	Состав пластового газа	31
1.2.2	Физико-химическая характеристика стабильного конденсата	33
1.2.3 плас	Оценка параметров фазового состояния и поведения газоконденсатных систе говых условиях	мв38
1.2.4	Степень изученности пластов пробами растворенного газа и нефти	40
1.2.5	Физико-химические свойства нефти и растворенного газа	41
1.3	Особенности изменения состава и свойств пластовой газоконденсатной смеси	
ачимов	ских отложений	46
2. Зада	чи и проблемы моделирования природных углеводородных флюидов	51
2.1	Анализ существующих методов разработки флюидальных моделей углеводоро,	цных
систем	51	
2.2 свойсті	Анализ уравнений состояния, используемых для расчета термодинамических з и фазового поведения пластовых флюидов	55
2.2.1	Многокоэффициентные уравнения	57
2.2.2	Кубические уравнения состояния	60
2.2.3	Основные модификации кубического уравнения	61
2.2.4	Анализ применимости уравнений состояния	66
2.3	Понятие модели пластового углеводородного флюида	68
2.4	Модель пластовой газоконденсатной системы	71
2.5	Модель нефтяной пластовой системы	75
3. Oco6	енности создания адекватных моделей газоконденсатных систем ачимовских	76
залежеи.		70 רד
J.I 2.1.1	Проверка исходной информации	/ / רר
2.1.2	По условиям притока	/ /
5.1.2 2.1.1	По условию термодинамического равновесия отойраемых фаз	78
5.1.1 2.1.1	По качеству разгонки по и ГК (кривых истинных температур кипения)	/9
3.1.1	По корректности оценки КІ Ψ	81
3.1.2	Анализ качества проведенных исследовании на PV I-оомое	81
5.2	корректировка и адаптация исходной информации	82
3.2.1	пересчет состава пластового флюида	82
3.2.2	Сглаживание И 1 К	84
3.2.3	Выбор корреляций по определению критических параметров фракций	85

3.2.4 Адаптация критических параметров фракций к кубическому уравнению	
состояния	
3.2.5 Корректировка свойств конденсата	88
3.3 Рекомендуемая схема подготовки модели газоконденсатной системы	89
4. Результаты композиционного моделирования разработки ачимовских залежей	
Уренгойского ГКНМ	
4.1 Цифровая геологическая модель	
4.2 Модель пластовой углеводородной системы	102
4.3 Оценка запасов углеводородов	103
4.4 Адаптация гидродинамической модели на данные истории разработки	104
4.4.1 Первый этап	105
4.4.2 Второй этап	108
4.5 Моделирование системы подготовки газа	113
5. Выводы и результаты диссертационной работы	123
Список использованных источников	125
 Выводы и результаты диссертационной работы Список использованных источников 	123 125

Введение

Залежи углеводородного сырья в ачимовской толще Уренгойского газоконденсатонефтяного месторождения (ГКНМ) по своим масштабам и качеству представляют важнейший резерв топливно-энергетического комплекса России.

Однако, сложность и специфичность геологического строения, недостаточная изученность основных закономерностей изменения фильтрационноемкостных свойств, неоднозначность оценок фазового состояния природных углеводородных систем, аномально высокое пластовое давление создают существенные трудности при создании геологической и гидродинамической моделей залежей.

Сведения о составе, физико-химических и термодинамических свойствах пластового флюида являются важным звеном в структуре исходной информации, необходимой для создания и дальнейшего использования геологотехнологической документации различных уровней (подсчет запасов, технологические схемы разработки месторождений и т.п).

Источником информации о свойствах пластовых флюидов являются специальные промысловые и лабораторные исследования, которые позволяют получить разнообразные сведения о характеристиках газа, конденсата, воды. Однако при этом необходимо понимать, что данным исследованиям присущ фактор неопределенности, обусловленный различными неточностями и ошибками при проведении замеров, которые в свою очередь приводят к существенным искажениям и даже неверным представлениям в оценках фазового состояния и свойств компонентов флюида при создании модели газожидкостной смеси.

Ниже представлены основные источники неопределенности исходной информации:

 несоблюдение при промысловых исследованиях рекомендаций, изложенных в действующей Инструкции, содержащей рекомендации по проведению газоконденсатных исследований скважин;

- отсутствие замера забойных параметров в процессе исследований;

- образование гидратов и парафинов в процессе исследовательских работ;
- ошибки и неточности при определении состава и физико-химических свойств пластового газа и продукции;
- нарушение условий отбора проб продукции, транспортировки и сроков хранения контейнеров с пробами;
- принципиальные расхождения методического характера, зависящие от Исполнителя;
- отсутствие единой формы предоставления исходной информации.

Следовательно, при производстве расчетов в схеме вычислений в обязательном порядке должна присутствовать процедура учета неопределенности используемой информации.

Важной особенностью изучаемого объекта является то, что условия его природного существования находятся в области аномально высоких давлений (60 МПа) и температур порядка 100-120 ⁰С.

Актуальность темы исследования

При создании модели пластового газа основной задачей является адекватное описание изменения фазового поведения реальной смеси, происходящие в пласте, скважине и наземном оборудовании для последующей корректной оценки эффективности разработки и обустройства месторождения.

Существующие методы расчета фазовых равновесий (на основе различных модификаций уравнений состояния) позволяют получать надежные результаты в диапазоне давлений от 0,1 до 30 МПа. Анализ исходных материалов показал, что погрешности и неточности при проведении промысловых исследований и лабораторных экспериментов (замеры дебитов и состава газа сепарации и насыщенного конденсата, определение выхода фракций и их физикохимических свойств) приводят к существенным искажениям и неверным представлениям о фазовом состоянии и свойствах газоконденсатной смеси.

В этой связи, с целью корректной оценки истинных, начальных свойств и состава пластовой газоконденсатной смеси и их изменения в процессе разработки залежей необходима модернизация имеющихся методов вычислений с учетом конкретной горно-геологической специфики и факта неопределенности исходной информации. От этого во многом зависит эффективность применения последующих процедур проектирования, управления и контроля процессами добычи углеводородного сырья.

Степень разработанности темы исследования

Опыт и анализ применимости того или иного уравнения состояния для расчета фазового поведения чистых веществ, а также бинарных, тройных и многокомпонентных углеводородных систем в свое время был выполнен, как зарубежными авторами: Firoozabadi A, Joffe G, Katz D.L, West E.H., Whiston C.H., E.H. Уэйлес С. и др., так и отечественными авторами: Брусиловский А.И., Гуревич Г.Р. и Ширковский А.И.

В работах ряда авторов, таких как Whiston C.H., МакКейна, Рида и др. изложены методы и способы расчета наиболее важных физико-химических свойств газов и жидкостей, параметров фазового равновесия. Кроме этого, авторами также представлены табличные данные для более известных углеводородных и неуглеводородных компонентов любой смеси.

В научных трудах Гриценко А.И., Гуревича Г.Р., Долгушина Н.В., Островской Т.Д., Мискевича В.Е., Степановой Г.С. и т.д., описаны методы и результаты исследования фазовых превращений реальных углеводородных газоконденсатных систем.

Несмотря на значительное количество теоретических подходов, а также практических результатов, в случае с газоконденсатной смесью, находящейся при аномально высоком пластовом давлении и содержащей значительное количество конденсатообразующих компонентов, не всегда обеспечивается достаточное соответствие реально происходящим процессам. Высока вероятность, что это приведет к снижению достоверности при оценке эффективности технологических схем разработки и обустройства месторождений. С учетом существующих методов необходимо усовершенствовать подходы к решению проблемы расчета фазового поведения и создания модели газоконденсатных смесей в условиях аномально высокого пластового давления.

Цель работы

Увеличение извлекаемых запасов конденсата путем разработки модели фазового поведения газоконденсатных смесей в условиях неопределенности исходной информации и аномально высокого пластового давления.

Задачи исследования:

 Критический анализ существующих методов моделирования фазового поведения природных углеводородных систем в условиях неопределенности исходной информации и аномально высокого пластового давления.

2. Совершенствование существующих методик и алгоритмов моделирования газоконденсатной смеси, насыщающей ачимовские залежи.

3. Разработка модели газоконденсатной смеси учитывающей фазовое поведение реального пластового газа в широком интервале изменения термобарических условий.

 Практическая апробация полученных результатов с применением методов трехмерного гидродинамического моделирования ачимовских залежей Уренгойского ГКНМ.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются многокомпонентные углеводородные пластовые системы, насыщающие продуктивные отложения ачимовской толщи Уренгойского ГКНМ, предметом - фазовые превращения, происходящие в этой системе в широком диапазоне изменения давлений и температур.

Научная новизна:

1. Разработан метод и создана компьютерная программа для корректировочного расчета состава пластового газа на основе принципов парожидкостного равновесия фаз при реальных термобарических условиях и фактических составах газа сепарации и нестабильного конденсата с учетом теоретических значений констант фазового равновесия.

2. Обоснован модифицированный способ адаптации критических параметров фракций к кубическому уравнению состояния, основанный на условиях применения уравнений состояния.

3. Разработан алгоритм и создана компьютерная программа для корректировочного расчета молекулярной массы углеводородов группы C₅₊, в условиях неопределенности имеющейся информации и наличия аномально высокого пластового давления.

Теоретическая значимость:

1. На основе принципов парожидкостного равновесия фаз при реальных термобарических условиях и фактических составах газа сепарации и нестабильного конденсата разработан метод и создана компьютерная программа для корректировочного расчета состава пластового газа;

 Обоснован модифицированный способ адаптации критических параметров фракций к кубическому уравнению состояния, основанный на условиях применения уравнений состояния;

3. В условиях неопределенности имеющейся информации и наличия аномально высокого пластового давления, разработан алгоритм и создана компьютерная программа для корректировочного расчета молекулярной массы углеводородов группы C₅₊.

Практическая значимость:

1. На основе разработанных методов проверки, адаптации и корректировочных расчетов данных о газоконденсатной характеристике разработан алгоритм построения модели пластового газа, реализованный в виде расчетного модуля, который использован при подготовке технических проектов разработки Уренгойского и Медвежьего месторождений.

2. Модель пластового газа, созданная с применением разработанной методики, позволила уточнить геологические и извлекаемые запасы конденсата ачимовских залежей Уренгойского месторождения. Прирост запасов конденсата составил более 20 %.

3. С использованием полученной модели пластового газа создана и адаптирована трехмерная гидродинамическая модель ачимовских залежей Уренгойского месторождения, на основе которой выполнен более достоверный прогноз технологических показателей разработки.

Методология и методы исследования

Методологической основой исследования стали труды отечественных и зарубежных ученых в области изучения фазового поведения газоконденсатных систем. Проведение лабораторных опытов, выполнение систематизации и анализа результатов исследований. В работе были использованы такие общенаучные методы как сравнительный анализ, обобщение, ранжирование, а также теоретическое исследование, физическое и математическое моделирование изучаемых процессов, графоаналитические подходы и методы.

Положения, выносимые на защиту:

1. Принцип расчета состава пластового газа в условиях неопределенности исходной информации, позволяющий повысить достоверность оценок газоконденсатной характеристики.

2. Методика и способ корректировочного расчета величины молекулярной массы углеводородов группы С₅₊.

3. Методика и алгоритм адаптации параметров газоконденсатных систем к фактической информации об их фазовом состоянии, позволяющие повысить адекватность моделей пластового газа.

Степень достоверности результатов проведенных исследований:

 теория построена на известных законах термодинамики и промысловых данных, проверяемых фактическими показателями разработки многопластовых объектов и согласуется с опубликованными данными по теме диссертации;

 идея базируется на обобщении опыта создания математических моделей газоконденсатных смесей, результатах лабораторных и промысловых исследований на газоконденсатность скважин, вскрывающих ачимовские залежи Уренгойского месторождения;

 использованы сравнения авторских данных и данных промысловой практики, а так же полученных ранее по рассматриваемой тематике;

 установлено что результаты вычислительных экспериментов по моделированию разработки продуктивных пластов, полученные на сертифициро-

ванном программном обеспечении Eclipse, показали воспроизводимость фактических технологических показателей эксплуатации ачимовских залежей Уренгойского месторождения;

– использованы современные методы обработки исходной информации, методы статистической обработки информации. Представлено обоснование факторов, влияющих на эффективность проектирования разработки залежей в условиях неопределенности исходной информации.

Апробация работы

Результаты диссертационной работы и ее основные положения докладывались и обсуждались на: научно-практических конференциях ООО «ТюменНИИгипрогаз» (Тюмень, 2008 г. и 2010 г.), конференции «Нефть и газ Западной Сибири» ТюмГНГУ (Тюмень, 2009 г.), совместном семинаре ОАО «Газпром» и «БАСФ/Винтерсхалл Холдинг» (Дюссельдорф, Германия, 2011г.), научно-техническом совете ООО «Газпром добыча Уренгой» (Новый Уренгой, 2012 г.) и семинаре кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ТюмГНГУ (Тюмень, 2013 г.).

Результаты выполненных исследований были опубликованы в 12 печатных работах, в том числе в шести изданиях, рекомендованных ВАК РФ.

Автор выражает благодарность кандидату технических наук Сергею Михайловичу Лютомскому, кандидату технических наук Василию Евгеньевичу Мискевичу и Александру Геннадьевичу Козубовскому за ценные консультации по вопросам исследования и изучения газоконденсатных систем, насыщающих нефтегазоконденсатные месторождения севера Тюменской области.

1. Характеристика углеводородных систем ачимовских залежей

1.1 Геологические и термобарические условия существования ачимовских залежей

1.1.1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении Уренгойское месторождение находится на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа (ри-

сунок 1). Месторождение расположено в Уренгойском нефтегазоносном районе Надым-Пурской нефтегазоносной области.

Уренгойское газоконденсатонефтяное месторождение (ГКНМ), включая восточный склон одноименного вала (Восточно- и Ново-Уренгойское месторождения), в географическом отношении расположено в северной части Западно-Сибирской низменности, в бассейне реки Пур. В физико-географическом отношении месторождение располагаются на границе двух типов морфоструктур: Пурской низменности и Ненецкой возвышенности.

Ближайшим к объекту является город Новый Уренгой, расположенный в юго-западной части Уренгойского месторождения. Город Новый Уренгой является одним из крупнейших на севере Тюменской области, через него проходит железная дорога от Тюмени и далее на Ямбург. Административный центр района пос. Тарко-Сале находится в 100 км от южной границы территории месторождения. Город Салехард, являющийся административным центром Ямало-Ненецкого автономного округа, расположен в 480 км западнее Уренгойского месторождения.

Уренгойское ГКНМ было открыто в 1966 г. Его промышленная разработка осуществляется более 30 лет: сеноманская залежь находится в эксплуатации с 1978 г., отбор газа, конденсата из валанжинских залежей ведется с 1980 г., разработка газоконденсатных залежей нижнемелового продуктивного комплекса Уренгойского месторождения с разработкой нефтяных оторочек начата в январе 1985 г. Все это способствовало развитию инфраструктуры на месторождении.

Из близлежащих месторождений, находящихся в разработке, наиболее крупными являются Северо-Уренгойское и Ямбургское.

Ближайшими месторождениями, запасы которых утверждены в ГКЗ, являются Северо–Уренгойское (40 км к северу), Тазовское (70 км к северовостоку), Юбилейное (60 км к западу), Ямбургское (100 км к северо-западу), Заполярное (100 км к востоку).



Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Природно-климатические условия рассматриваемого региона обусловлены его северным положением и связанным с этим незначительным притоком солнечной радиации, а также повышенной циклонической деятельностью и равнинным характером подстилающей поверхности. Влияют на формирование климата многолетняя мерзлота, близость холодного Карского моря, обилие болот, озер и рек. Значительное воздействие оказывает континент, что проявляется в хорошо выраженных зимне-летних особенностях трансформации воздушных масс и континентальности климата.

Температура воздуха в среднем за год составляет около минус 8 ^оС. При этом самым холодным месяцем является январь, средняя температура минус 26 ^оС, а самым жарким является июль - плюс 14,5 ^оС. Продолжительность безморозного периода 88 дней, устойчивых морозов 201 день.

Среднегодовое количество выпадающих осадков составляет 413 мм. Высота снежного покрова достигает 0,8 м на водоразделах и 2,5 м в низинах. Снежный покров лежит с октября до середины мая (около 230 дней).

Преобладающее направление ветров юго-западное. В январе доминируют ветры юго-западного, в июле – северного направления. Средняя годовая скорость ветра составляет 3,6 м/с.

По геокриологическим условиям рассматриваемая территория находится в Пуровской области, которая характеризуется практически сплошным распространением в плане и в разрезе многолетнемерзлых пород. Сквозные талики существуют лишь под руслами р. Пур и в устьевой части её крупных притоков, а также под крупными озерами.

Территория участка расположена в зоне преобладающего распространения монолитных по разрезу толщ многолетнемерзлых пород. Двухслойное строение характерно для самой южной части площади. На таких участках подошва слоя современной мерзлоты залегает преимущественно на глубине от 20 до 30 м, кровля второго слоя находится в интервале от 100 до 200 м. Мощность многолетнемерзлых пород в пределах поймы р. Пур, как правило, не превышает 80 м, а на водораздельных участках составляет от 150 до 200 м. Температура

мерзлых пород изменяется от положительных значений, близких к 0 $^{\circ}$ C, до минус 3 $^{\circ}$ C.

Глубина сезонного протаивания, в зависимости от литологического состава пород, изменяется от 0,4 до 2,0 м. Наименьшая глубина протаивания характерна для торфяников с мощным моховым покровом.

Из современных экзогенных процессов наибольшее развитие получили гидроморфные и криогенные процессы; первые представлены заболачиванием, вторые – термокарстом, морозобойным растрескиванием и сезонным пучением грунтов.

В соответствии с морфоструктурным районированием Западно-Сибирской равнины территория в основном приурочена к Ненецкой возвышенности и в геоморфологическом отношении представляет собой морскую, плоско-волнистую, значительно переработанную денудацией равнину. В целом территория месторождения имеет плавный уклон на северо-восток, на фоне которого прослеживаются местные уклоны к долинам более крупных рек.

Рельеф местности равнинный, причем как для северной, так и для южной части характерно преобладание болотных ландшафтов. Рельеф имеет значительное расчленение озерами, расстояния между соседними понижениями рельефа составляют от 1,8 до 1,2 км, изрезанность долинами рек и овражнобалочной сетью, характеризуется средними значениями (от 1,8 км до 2,4 км). Глубина расчленения рельефа составляет от 5,0 до 25,0 м.

Образующие рельеф отложения представлены главным образом озерноаллювиальными породами верхнечетвертичного и современного возраста. В основном это суглинки различной консистенции, темно-серые, с пятнами ожелезнения и с прослойками мелкого песка.

Территория месторождения согласно физико-географическому районированию занимает граничное положение между Северо-Надымско-Пуровской и Южно-Надымско-Пуровской ландшафтными провинциями. По биоклиматическим показателям ландшафты территории относятся к двум зональным типам: лесотундровому и таежному. Лесотундровые ландшафты представлены тундро-

выми урочищами, местами покрыты ягельниками с редкими зарослями стланника полярной березы. Долины рек, как наиболее прогретые, покрыты лесами таежного типа (лиственница, ель, береза, кедр). Поймы рек покрыты густым кустарником. Линия, разграничивающая таежные и тундровые зональные ландшафты, трассируется вдоль долины р. Ево-Яха.

По опыту ландшафтно-геоботанических исследований, проведенных на территории Уренгойского месторождения, здесь встречаются типичные виды как для северной тайги, так и для лесотундры. Наибольшее видовое разнообразие присуще пойменным сообществам (99 видов или 65 % объема флоры), где широко представлены бореальные (в т.ч. и среднетаежные) виды.

Особенности растительного покрова определяются граничным положением участка между северной тайгой и лесотундрой. Растительный покров представляет собой сложное сочетание кустарниковых тундр, лиственничных редколесий и болот. Редколесья приурочены в основном к долинам рек, приречным озерно-аллювиальным равнинам, участкам междуречий и окраинам болот и состоят преимущественно из лиственницы, реже из ели сибирской и березы извилистой, распространены заросли ив, ольховника, кустарникового ерника. Напочвенный покров чаще всего представлен кустарничками, мхами и лишайниками. В связи с большой изменчивостью литологического состава поверхностных отложений, форм мезо- и микрорельефа и условий увлажнения грунтов характерна пестрота и неоднородность растительного покрова, частая смена почвенных разностей и растительных сообществ.

В соответствии с почвенно-географическим районированием России территория относится к северной части Западно-Сибирской провинции глеевослабоподзолистых и подзолистых иллювиально-гумусовых почв центральной области бореального (умеренно-холодного) пояса.

Рассматриваемая территория в гидрографическом отношении расположена в левобережной части бассейна реки Пур, пересекая его левобережные притоки. Густота речной сети территории изменяется от 0,39 на южной половине до 0,42 км/км² на северной.

Главная речная артерия района – р. Пур протекает к востоку от Большого Уренгоя. Гидрографическая сеть района рассматриваемых месторождений представлена левыми притоками реки Пур: на севере – рекой Ево-Яха, на юге – рекой Ямсовей, в которые впадают многочисленные речки и ручьи. По характеру водного режима реки относятся к рекам с весенне-летним половодьем и паводками в теплый период года. Форма половодья в основном одновершинная.

Для всех рек характерна извилистость русла, небольшие уклоны, малая скорость течения. Почти все реки мелководны и несудоходны (за исключением реки Пур).

Другим важным элементом гидрографической сети рассматриваемой территории являются озера. На территории Уренгойского месторождения этот показатель составляет порядка 14,5 %. Обилие озер обусловлено плоским рельефом, близким залеганием к поверхности водоупорных горизонтов, широким распространением многолетнемерзлых пород и большой увлажненностью.

По размерам преобладают водоемы с площадью акватории до 0,5 км². К числу наиболее крупных озер относятся Нгаркато (площадь акватории – 4,97 км²), Вынто (площадь акватории – 3,88 км²), озера Сэрто (площадь акватории – 5,7 км²), озера Альмельяганто (площадь акватории – 6,3 км²). Основным источником питания озер являются талые и дождевые воды. Хорошо выраженный максимум уровня на озерах приходится на весенний период. Продолжительность устойчивого ледостава на озерах рассматриваемой территории достигает от 8,0 до 8,5 мес.

Характерным является также довольно высокая заболоченность, причем болота по территории распределены неравномерно. Так, в южной части месторождения они занимают до 70 %, а в северной – около 50 % от общей площади.

Территориально месторождение находится в пределах Надым-Пуровского биоэкономического района, который в пределах подзоны граничит на западе с Куноват-Казымским северотаежным, на востоке – с Часельским северотаежным, на юге – с Ваховским среднетаежным биолого-хозяйственными районами.

Животный мир региона не отличается богатством видового состава, что обусловлено геологической молодостью территории, суровыми природноклиматическими условиями и невысоким разнообразием природных комплексов при доминировании заболоченных пространств.

В гидрогеологическом отношении рассматриваемая территория находится в северной части Западно-Сибирского артезианского бассейна, представляющего собой гидродинамическую систему, объединяющую серию водоносных горизонтов и комплексов. Особенностью его является наличие мощной толщи водоупорных глинистых отложений олигоцен-турона, разделяющих разрез мезокайнозоя на верхний и нижний гидрогеологические этажи.

Возможности водоснабжения данного района обуславливаются наличием здесь поверхностных вод в реках и озерах и подземных вод в четвертичных отложениях.

Вода в реках и озерах используется, в основном, для технических нужд при бурении скважин. Для водоснабжения города Новый Уренгой используются воды олигоцен-четвертичных отложений. Суточная производительность водозабора достигает 12 тыс.м³/сут. Забираемая вода без очистки и обеззараживания подается в городскую водопроводную сеть.

Для целей энергоснабжения объектов и обустройства Уренгойской группы месторождений протянуты ЛЭП-500 (пересекают территорию Уренгойского месторождения) и ЛЭП-100-220 (пересекают территории Ево-Яхинского, Восточно-Уренгойского, Самбургского и Северо-Самбургского месторождений).

По территории Уренгойского месторождения проходят нитки магистральных газопроводов: Заполярное-Уренгой, Уренгой-Центр I, Уренгой-Грязовец, Уренгой I-УКПГ-13 и конденсатопроводов: Уренгой-УКПГ-10, Ямбург-Уренгой II, Уренгой-Сургут I. Трубопроводы пересекают рассматриваемую площадь с севера на юг. На месторождении построено и эксплуатируется 22 УКПГ, 16 компрессорных станций и две нефтеперекачивающие станции.

В настоящее время объектами разработки Уренгойского месторождения являются сеноманская и валанжинская залежи, а также нефтяные оторочки нижнемелового продуктивного комплекса. Для обеспечения добычи газа, конденсата и нефти на территории месторождения построены (отдельные объекты строятся или запроектированы к строительству) и эксплуатируются газовые, газоконденсатные и нефтяные скважины, газосборные шлейфы и коллектора, газо- и конденсатопроводы, установки комплексной подготовки газа, дожимные насосные и компрессорные станции, центральные пункты сбора нефти, завод по переработке нестабильного конденсата.

Изученность Уренгойской зоны, вытянутой с севера на юг почти на 200 км, в плане выявления сырья для производства строительных материалов неравномерна. В основном месторождения сосредоточены вокруг крупных населенных пунктов (Уренгоя, Нового Уренгоя), по долинам рек Ево-Яха, Седеяха, Табъяха и Нгарка-Табъяха, а также в притрассовой полосе железной дороги Новый Уренгой-Ямбург. Территория обладает значительными прогнозными ресурсами строительных песков, обнаруженных в долинах вышеперечисленных рек, а также на водоразделах как в контуре Уренгойской зоны, так и вокруг нее.

1.1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика

Ачимовская толща, представленная переслаиванием песчаников, алевролитов и глинистых пород, располагается в основании сортымской свиты (K₁br-v), залегающей на битуминозных аргиллитах баженовской свиты. К отложениям ачимовской толщи на части Уренгойского месторождения и прилегающих к нему с востока площадях (Есетинская, Северо-Есетинская, Восточно-Уренгойская, Ево-Яхинская и Ново-Уренгойская) приурочены продуктивные пласты Ач₁ - Ач₆, представляющие собой сложнопостроенные клиноформенные песчаные тела и содержащие преимущественно газоконденсатные залежи. Пластовые системы характеризуются наличием АВПД и повышенных температур.

Отложения толщи литологически очень неоднородны. Терригенные породы представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники ачимовских пластов светло-серые, иногда со слабым буроватым оттенком, алевритистые, слюдистые, кварц-полевошпатовые, мелко- и среднезернистые, массивные, средне- и крепкосцементированные глинисто-карбонатным цементом.

Аргиллиты темно-серые, слюдистые, крепкие, массивные, тонко- и горизонтальнослоистые за счет прослоек алевритового материала, слоистость также линзовидно-волнистая, иногда нарушенная следами оползания осадка.

Для всех разностей пород, слагающих ачимовскую толщу, характерно наличие довольно многочисленных трещин, реже залеченных кальцитом, иногда секущих друг друга, направленных преимущественно почти вертикально, иногда со следами мелких сбросов.

Толщина ачимовских отложений варьирует от 80 до 420 м.

Наличие в ачимовской толще АВПД с коэффициентом аномальности 1,5-1,8 от гидростатического определяет возможность нефтегазопроявлений и поглощения глинистого раствора в процессе бурения.

1.1.3 Тектоника

Для ачимовской толщи Уренгойского месторождения характерно наличие зон, отличающихся величинами пластовых давлений и составом флюидов. При первом подсчете запасов ачимовской толщи в качестве гидродинамических барьеров предполагались литологические или «капиллярные» экраны. Последние рассматривались как следствие дифференциации обломочного материала, формирования сложно-линейных зон резкого ухудшения коллекторских свойств и вторичной цементации в результате действия вдоль и поперек склоновых течений.

Следует остановиться на отрицательных сторонах подобной концепции гидродинамических экранов. Во-первых, для сплошного экранирования 40метровой толщи песчаников необходима исключительная устойчивость интенсивности и направления подводных течений, особенно удивительная на фоне периодических лавинных выносов терригенного материала к подножию склона. Требование пространственной прецизионности диагенетических процессов еще более подчеркивает маловероятность данного экранообразующего механизма.

Во-вторых, рассматриваемый тип гидродинамических барьеров, который не выделяется существующими методами детального картирования, относит на второй план традиционные экранообразующие процессы.

Тектоническая природа экранов в резервуарах ачимовской толщи Уренгойской зоны до сих пор не рассматривается серьезно многими специалистами геологических и промысловых служб. Главная причина такого положения лежит в низкой тектонической информативности сейсмических материалов по рассматриваемой территории. Основными объективными трудностями, снижающими информативность, являются:

1) Неоднородности верхней части разреза (зоны ММП). Многочисленные протайки вблизи русел рек и под крупными озерами сильно искажают сейсмические поля, отраженные осадочной толщей, вызывают существенные временные задержки, создают несуществующие прогибы на картах изохрон. Временные градиенты в зонах протаек настолько велики, что вполне могут скрыть флексурообразные перегибы отражений, по которым фиксируются малоамплитудные разломные дислокации.

2) Наличие зон потери кратности в участках сложного рельефа, в промышленных участках, где невозможно непрерывное наблюдение, на концах сейсмических профилей. С зонами потери кратности связаны уменьшение амплитуды ОВ, дробление отражающих горизонтов, что может создавать иллюзию тектонических нарушений с одной стороны или затушевать истинную дизъюнктивную тектонику – с другой.

 Низкочастотная сейсмическая запись в области ОГ Б. Широкопериодные, высокоамплитудные отражения скрадывают не только сейсмостратиграфические особенности интервала, но и малоамплитудные тектонические дислокации.

Все вышеназванные факторы в совокупности могут создавать картину неоднозначной интерпретации разломов. Тем не менее, если литологические экраны на отдельных участках развития ачимовских отложений не доказаны и,

в то же время, существуют признаки разломов, то принимается тектонический вариант экранирования (например, для Южного купола месторождения).

По результатам интерпретации прослежена группа разломов, экранирующая северный и восточный газоносные блоки ачимовской толщи от непродуктивных резервуаров в сводовой части и на южной периклинали Южно-Уренгойского купола. Несмотря на относительно низкие значения суммарных градиентов, восточный экранирующий разлом от профиля к профилю трассируется практически однозначно.

1.1.4 Нефтегазоносность

Одним из нефтегазоносных объектов вскрытой части разреза в пределах Уренгойского ГКНМ является ачимовская толща нижнего мела.

В плане соотношение полей распространения коллекторов ачимовской толщи с контуром продуктивности основного неокомского горизонта БУ₁₀₋₁₁ и сеноманской газовой залежи показано на рисунке 2. Поле газоносности ачимовского пласта Ач₅ по имеющимся данным лишь своей западной частью перекрывается неокомским контуром, в основной же части распространяется восточнее, в пределах восточного склона Уренгойского вала.

Поле газоносности пластов Ач₃₋₄ совпадает с контуром нефтегазоносности горизонта БУ₁₀₋₁₁ в пределах севера ЦПЗ и восточной части юга ЦПЗ, при этом резервуар горизонта Ач₃₋₄ имеет распространение и в пределах северной половины и юго-восточной части площади нефтегазоносности горизонта БУ₁₀₋ ₁₁, однако на этой территории ачимовские коллекторы водонасыщенны по данным ГИС и испытаниям.

Газовая залежь сеномана в плане перекрывает западную часть залежи пласта Ач₅ и почти полностью - поле распространения коллекторов горизонта Ач₃₋₄, за исключением северной половины Северного купола. Площадь развития ачимовских отложений в пределах Ново-Уренгойской зоны находится вне контуров сеноманской и неокомских залежей.

Между основными неокомскими пластами БУ₈⁰ - БУ₁₄ и ачимовскими пластами в разрезе нижнемеловых отложений рассматриваемой территории вы-

явлены залежи углеводородов в горизонтах БУ₁₆ и БУ₁₈ и пластах БУ₁₇ и БУ₁₉, приуроченные к восточному склону Уренгойского вала (Уренгойская, Северо-Есетинская, Есетинская, Восточно-Уренгойская, Ево-Яхинская площади). При этом по горизонтам БУ₁₆ и БУ₁₈ предполагаются геологические модели залежей, связанные с кулисообразно залегающими меридионально вытянутыми клиноформами.

Нефтегазоносный резервуар Ач₆ развит на Восточно-Уренгойской+Северо-Есетинской, Есетинской и Ево-Яхинской площадях, на восточном склоне Уренгойского вала, Ач₆⁰ – восточном склоне Уренгойского вала, на Есетинской, Северо-Есетинской, Непонятной и Самбургской площадях, Ач₅ – на восточном склоне Уренгойского вала, на Есетинской, Восточно-Уренгойской, Самбургской и Северо-Самбургской площадях, Ач₃₋₄ преимущественно в сводовой части Уренгойского вала, на Самбургской и Северо-Самбургской площадях, Ач₁₋₂ – на западном склоне Уренгойского вала, на Табъяхинской и Хадуттейской площадях.

Нефтяные, газоконденсатные, газоконденсатнонефтяные залежи в резервуарах ачимовской толщи контролируются литолого-тектоническими блоками (участками, ограниченными комбинированным развитием литологических и тектонических экранов). В пределах отдельных блоков распределение флюидов связано, в основном, с гипсометрией.

Наибольшими размерами и повышенной продуктивностью характеризуются горизонты Ач₃₋₄, Ач₅. Средние дебиты газоконденсатной смеси при исследовании на различных режимах во многих скважинах превышают 500 тыс.м³/сут, а дебиты стабильного конденсата варьируют от 80 до 150 м³/сут, в то же время отдельные участки характеризуются низкоэнергетическими свойствами и при испытании дают низкодебитные притоки газоконденсатной смеси.

Ачимовские отложения Уренгойского месторождения являются одним из наиболее сложнопостроенных объектов разреза. Достаточно хорошо прослеживаются песчано-алевритовые тела в меридиональном направлении, кото-

рые образуют ориентированные с юга на север узкие зоны повышенных мощностей песчаников (до 40-60 м при общей мощности от 90 до 100 м).

Фильтрационно-емкостные свойства ачимовских коллекторов часто низкие; проницаемость составляет от $1,0\cdot10^{-3}$ до $10,0\cdot10^{-3}$ мкм², открытая пористость изменяется от 15 % до 20 %, цемент коллекторов глинисто-карбонатный, по керну и данным испытания (дебиты газа более 300 тыс.м³/сут, дебиты конденсата более 100 м³/сут), возможно, присутствуют и трещинный тип коллекторов и смешанный порово-трещинный.

1.1.5 История освоения

Нефтегазоносность ачимовской толщи на Уренгойском месторождении установлена в апреле 1976 г. в результате аварийного фонтанирования газоконденсатной смесью в скв. 99 пласта A_{1} . Основной продуктивный горизонт ачимовской толщи $A_{3.4}$ был открыт в 1979 г. при бурении поисковой скважины 95, заложенной на северо-западном погружении присводовой части Есетаяхинского поднятия Уренгойского вала. При этом был получен приток газоконденсатной смеси с дебитом газа сепарации 165 тыс. $m^{3}/сут$ и дебитом конденсата 83,1 $m^{3}/сут$ на штуцере 8,2 мм. Одновременно было установлено наличие в ачимовских отложениях аномально высоких пластовых давлений (60,6 МПа).

В 1985 г. специалистами Главтюменьгеологии был составлен проект разведочного бурения на ачимовские отложения, которым предусматривалось уточнение структурно-тектонического плана указанных отложений, изучение литологической характеристики и свойств насыщающих флюидов, определение границ залежей углеводородов с подготовкой запасов. Проектом предусматривалось заложение 35 разведочных скважин.

В результате проведенных геологоразведочных работ в начале 1986 г. при испытании скважины 256 выявлена газоконденсатнонефтяная залежь в пласте Ач₂ и подтверждена ранее выявленная газоконденсатная залежь в пласте Ач₁.



Рисунок 2 - Соотношение в плане контуров нефтегазоносности основных продуктивных комплексов в пределах Уренгойского вала и его восточного склона

В конце 1986 г. скважина 280 явилась первооткрывательницей нефтяной оторочки горизонта $A_{4_{3-4}}$ (при испытании получена нефть дебитом 4,4 м³/сут. с газом и водой). Газоконденсатная залежь горизонта A_{4_5} выявлена в 1987 г. при опробовании интервала 3541-3614 м в скважине 270. Дебит газа составил 55,6 тыс. м³/сут, при этом получен дебит конденсата 19,6 м³/сут на штуцере 12,5 мм. Несколько позднее, в 1989 г. скважина 180 выявила газоконденсатные залежи в горизонтах $A_{4_6}^0$ и A_{4_6} .

По состоянию на 01.01.2000 г. на ачимовские отложения было пробурено около 180 глубоких разведочных скважин, причем 65 % пробуренных скважин оказались в пределах ачимовских залежей.

Залежи углеводородов являются литологически экранированными с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). Коэффициент аномальности составляет 1,5-1,7.

Следует отметить несколько характерных особенностей, отличающих ачимовскую толщу от других продуктивных комплексов в разрезе Большого Уренгоя.

Основными по площади распространения, толщинам коллекторов и запасам являются залежи в пластах Ач₃, Ач₄ и Ач₅. Замкнутость резервуаров определяет наличие в них АВПД и при отсутствии подошвенных вод наличие внутренних вод в гипсометрически повышенной части резервуаров Ач₃ и Ач₄. Наличие внутренних вод является следствием их оттеснения при заполнении порового пространства углеводородами.

1.2 Состав и свойства пластовых углеводородных систем ачимовских залежей

1.2.1 Промысловые исследования на газоконденсатность

В процессе геологоразведочных работ и доразведки месторождения промысловые исследования залежей ачимовских отложений на газоконденсатность проводились методом отбора промышленных количеств газа, согласно Инструкции [1].

В разведочных скважинах исследования на исходную ГКХ осуществлялись после завершения газодинамических исследований на стационарных и нестационарных режимах, замера пластового давления или непосредственно после исследований на стационарных режимах фильтрации. В процессе исследования на стационарных режимах фильтрации в преобладающем количестве случаев скважины эксплуатировались по межтрубному кольцевому пространству, а при исследованиях на газоконденсатность, как правило, скважины эксплуатировались по лифтовым трубам. Исследования в разведочных скважинах проводились на одном-двух режимах эксплуатации и значительно реже на трех и более режимах. Пробы газа и конденсата отбирались, в основном, на одном режиме.

В период доразведки месторождения промысловые исследования на газоконденсатность проводились после освоения скважин и замера пластового давления в процессе исследования на продуктивность на всех режимах эксплуатации скважин. При этом раздельно определялся дебит сепарированного газа, дебит насыщенной и стабильной жидкости, а по данным лабораторного анализа проб газа и конденсата рассчитывался дебит газоконденсатной смеси. Разделение газоконденсатной смеси на газовую и насыщенную жидкую фазу проводилось в одну ступень в промысловых сепараторах гравитационного типа.

Основными задачами проводимого комплекса первичных исследований являются:

- оценка продуктивной характеристики скважины;
- изучение начального состава и свойств насыщающих пласт флюидов;
- определение фазового состояния пластовых флюидов;
- оценка изменения фазового поведения флюидов.

Комплекс газоконденсатных исследований, выполняемых в процессе разработки газоконденсатных залежей включает кроме первичных, которые проводятся непосредственно после завершения строительства скважины, также текущие, выполняемые в процессе эксплуатации в соответствии с требования-

ми контроля за разработкой. Основной задачей текущих промысловых газоконденсатных исследований является достоверное определение содержания конденсата в продукции скважины на текущем режиме эксплуатации и, соответственно, определение состава продукции в сравнении с результатами, полученными в ходе первичных исследований.

Достоверными исследованиями для определения состава пластового газа и его свойств являются результаты газоконденсатных исследований, проведенные на режиме с соблюдением условий выноса жидкости с забоя скважин [2]. Таким образом, на одном из режимов исследование скважины необходимо проводить при минимальной депрессии на пласт, обеспечивающей скорость восходящего газа, достаточную для выноса с забоя скважины жидкой фазы.

Необходимо отметить, что в связи с большим содержанием конденсата в пластовом газе ачимовских залежей, в процессе газодинамических исследований на режимах с большой депрессией могут быть получены недостоверные данные о содержании конденсата в продукции скважин. По мере увеличения депрессии увеличивается количество конденсата выделяющегося в пласте и возрастает насыщенность жидкой фазой прискважинной области пласта. С увеличением депрессии возрастает также дебит и, соответственно, линейная скорость фильтрации газовой фазы в прискважинной зоне пласта. Под воздействием скоростного напора газа в пласте может начаться совместная фильтрация газа и выделившегося в пласте конденсата, а также вынос последнего на забой скважины.

О масштабах процесса выноса жидкой фазы можно судить по результатам непрерывных измерений содержания конденсата, которые необходимо производить в течение всего времени эксплуатации скважины на режиме. Кроме того, о выносе конденсата, выделившегося в пласте можно судить по изменению свойств стабильной жидкой фазы, которая должна изменяться в течение времени исследований на режиме, а также на основании результатов последующих экспериментальных исследований фазового поведения рекомбинированных проб продукции скважины.

Промысловые исследования на газоконденсатность пластов ачимовской толщи Уренгойской группы месторождений проводились:

– в процессе геологоразведочных работ (ГРР), начавшихся в 1976 г.;

 с 1996 г. в процессе разработки на Восточно-Уренгойском и Ново-Уренгойском лицензионных участках;

 с 2004 по 2007 г., в процессе ГРР и опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) на лицензионном участке ОАО «Арктикгаз»;

с 2007 г. в процессе разработки лицензионного участка 1А;

с 2009 г. в процессе разработки лицензионного участка 2А.

По результатам геологоразведочных работ и опытно-промышленной эксплуатации в 2003 г. специалистами ОАО «СибНАЦ» выполнен подсчет запасов углеводородов ачимовской толщи Уренгойской группы месторождений [3]. На момент подсчета запасов углеводородов в пределах рассматриваемой территории выполнено 300 промысловых газоконденсатных исследований (из них 197 первичных и 103 текущих). Исследования в данный период выполнялись через промысловые сепараторы, а на ряде скважин Восточно-Уренгойского и Ново-Уренгойского лицензионных участков, с использованием мобильных сепарационных установок.

После подсчета запасов на момент подготовки материалов для Единой технологической схемы разработки углеводородов [4] было выполнено 93 промысловых газоконденсатных исследований. Таким образом, проведено 393 промысловых газоконденсатных исследований. На лицензионном участке ООО «Газпром добыча Уренгой», при исследовании использовались промысловые сепараторы. С 2004 г. на лицензионных участках ЗАО «РОСПАН ИНТЕР-НЕШНЛ» стали использоваться многофазные расходомеры «PhaseTester», на некоторых скважинах применяли мобильную замерную установку ООО «Тю-менНИИгипрогаз».

На 01.01.2013 г. с момента утверждения проекта по Единой технологической схеме разработки дополнительно выполнено: 84 промысловых исследования на газоконденсатность лицензионных участков ЗАО «РОСПАН ИНТЕР-

НЕШНЛ» на основе метода многофазной расходометрии; 31 исследование на лицензионном участке 1А; 39 исследований скважин лицензионного участка 2А.

Необходимым параметром для проверки на достоверность результатов газоконденсатных исследований служит величина забойного давления, с которым работала скважина на исследовательском режиме. Как отмечали сами авторы подсчета запасов углеводородов [3], на стадии выполненных геологоразведочных работ при исследовании на первичную ГКХ одним из существенных недостатков являлось отсутствие замеров забойного давления. С другой стороны необходимо отметить, что забойное давление на скважинах в период промышленной разработки ачимовских залежей лицензионных участков определено от 70 до 80 % от общего количества исследований.

Как уже было отмечено выше, оптимальными условиями проведения промысловой части исследовательских работ для того чтобы исследуемая смесь характеризовала собой пластовый флюид являются ограничения на величину депрессии на пласт (не более 20 %) и на скорость восходящего потока (не менее 2,5 м/с), которые изложены в Инструкции [2]. На рисунке 3 представлены результаты распределения депрессии на пласт от скорости потока для разведочных и эксплуатационных скважин. Таким образом, как видно из рисунка, в результате всего при 5 % исследованиях были соблюдены условия оптимальности в период разведки ачимовских залежей. Данный факт, несомненно, повлиял на достоверность определения исходной ГКХ. В период начала промышленной разработки ачимовских залежей практически каждое третье исследование по уточнению исходной ГКХ и определению изменения содержания конденсата в процессе снижения пластового давления выполнено при соблюдении оптимальных условий (рисунок 3).



Рисунок 3 - Распределение депрессии на пласт от скорости потока по результатам ГКИ (а - Ново-Уренгойский ЛУ; б - Восточно-Уренгойский ЛУ; в лицензионный участок 1А; г - лицензионный участок 2А; д - результаты в период ГРР)

1.2.1 Состав пластового газа

Отобранные в процессе промысловых газоконденсатных исследований скважин пробы исследуются в лабораторных условиях, для определения состава и свойств пластового газа. Расчет состава пластового газа выполняется в соответствии с утвержденными методиками, основанными на материальном балансе и результатах хроматографии газов сепарации, дегазации и стабильного конденсата [2].

Состав пластового газа ачимовских залежей Уренгойского месторождения является, в основном метановым. Его концентрация в составе газа, определенном при первичных промысловых исследованиях, изменяется от 72,16 % мольных (скважина 800, пласт A_{45}^{2-3}) до 91,11 % мольных (скважина 695, пласт A_{3}). Суммарное содержание гомологов метана (этана, пропана, бутанов) изменяется от 6,84 % мольных (скважина 695, пласт A_{3}) до 22,47 % мольных (скважина 707, пласт A_{4}). Содержание тяжелых углеводородов группы C_{5+} изменяется от 1,84 % мольных (скважина 1-21-02, пласт A_{3-4}) до 18,18 % мольных (скважина 707, пласт A_{4}). Концентрация неуглеводородных компонентов (азота и углекислого газа) варьирует от 0,42 % (скважина 746, пласт A_{3}) до 2,49 % (скважина 800, пласт A_{45}^{2-3}).

Концентрация метана в газе, состав которого определен на основе анализа результатов ГКИ в процессе ОПЭ и разработки пластов $A_{4_{3-4}}$ и $A_{4_{5}}^{2-3}$, изменяется от 74,07 % мольных (скважина 778, пласт $A_{4_{5}}^{2-3}$) до 89,46 % мольных (скважина 2-13-03, пласт $A_{4_{5}}^{2-3}$). Суммарная концентрация этана, пропана и бутана в пластовом газе варьирует от 6,27 % мольных (скважина 2-13-03, пласт $A_{4_{5}}^{2-3}$) до 17,84 % мольных (скважина 794, пласт $A_{4_{3}}$). Концентрация компонентов группы C_{5+} изменяется от 1,79 % мольных (скважина 1-15-03, $A_{4_{3-4}}$) до 10,28 % мольных (скважина 805, $A_{4_{5}}^{2-3}$). Суммарное содержание неуглеводородных компонентов изменяется от 0,19 % мольных (скважина 2-10-02, $A_{4_{5}}^{2-3}$) до 2,09 % мольных (скважина 2-25-01, $A_{4_{5}}^{2-3}$).

Принятый при подсчете запасов углеводородов состав пластового газа ачимовских залежей приведен в таблице 1.

	Количе при I	ство 13	Давление пластовое	Температура пластовая	Давление критическое	Температура критическая	ратура Поправки Пл		ература Поправки Плотность Содержа							ание мольно	oe, % / г/м ³				
Пласт, за- лежь	скважин	проб	МПа	⁰ K	МПа	⁰ K	Приведенное давление	Приведенная температура	я а Коэффициент сверхсжимаемости, доли ед.	на откло- нение от закона Бойля- Мариотта	на темпера- туру	Объемный коэффициент пл.газа	абсолютная, кг/м ³	относит.	метана	этана	пропана	бутана	C ₅₊	углекислого газа	азота
A41 ³	3	3	58,50	373	4,52	224,8	12,94	1,66	1,328	0,753	0,79	0,003	1,056	0,8761	85,13	5,40/67,50	2,30/42,10	0,9 /21,5	5,7 /257,9	0,38	0,18
Ач ₁ 5	-	-	59,18	378	4,52	224,8	13,09	1,68	1,333	0,75	0,78	0,003	1,056	0,8761	85,13	5,40/67,50	2,30/42,10	0,9 /21,5	5,7 /257,9	0,38	0,18
Ач ₂ (р-н скв.					, ,	, , , , , , , , , , , , , , , , , , ,	,		,		,		, , , , , , , , , , , , , , , , , , ,		,	, ,		, ,	· · · · ·	,	. <u></u>
255)	-	-	58,72	374	4,52	224,8	12,99	1,72	1,33	0,752	0,78	0,003	1,056	0,8761	85,13	5,40/67,50	2,30/42,10	0,9 /21,5	5,7 /257,9	0,38	0,18
Ач ₂ (р-н скв.																					1
287)	-	-	58,62	373	4,52	224,8	12,97	1,72	1,329	0,752	0,79	0,003	1,056	0,8761	85,13	5,40/67,50	2,30/42,10	0,9 /21,5	5,7 /257,9	0,38	0,18
Ач ₂ (р-н скв.																					1
256, 692)	1	-	58,73	374	4,52	224,8	12,99	1,72	1,33	0,752	0,78	0,003	1,056	0,8761	85,13	5,40/67,50	2,30/42,10	0,9 /21,5	5,7 /257,9	0,38	0,18
Ач ₂ (р-н скв.																					I
757, 755)	1	3	57,96	378	4,52	224,8	12,82	1,72	1,318	0,759	0,78	0,003	1,056	0,8761	85,13	5,40/67,50	2,30/42,10	0,9 /21,5	5,7 /257,9	0,38	0,18
Ач ₂ (р-н скв.																					
753, 794)	-	-	57,76	379	4,52	224,8	12,78	1,72	1,315	0,76	0,77	0,003	1,056	0,8761	85,13	5,40/67,50	2,30/42,10	0,9 /21,5	5,7 /257,9	0,38	0,18
Au2 ²	-	-	57,76	380	4,52	224,8	12,78	1,69	1,315	0,76	0,77	0,003	1,056	0,8761	85,13	5,40/67,50	2,30/42,10	0,9 /21,5	5,7 /257,9	0,38	0,18
Ач ₃ (южная)	6	9	60,03	377	4,51	234,6	13,31	1,61	1,359	0,736	0,78	0,003	1,0435	0,8662	80,08	7,94/99,30	4,00/73,20	1,8 /43,8	5,2 /275	0,9	0,1
Ач ₃ (цен-	24	100	(0.07	200	4.51	224.6	10.04	1.00	1.26	0.725	0.77	0.000	1.0.425	0.0660	00.00	7.04/00.20	4 00/72 20	1.0 /12.0	5.0 /075	0.0	0.1
тральная)	24	190	60,27	380	4,51	234,6	13,36	1,62	1,36	0,735	0,77	0,003	1,0435	0,8662	80,08	7,94/99,30	4,00/73,20	1,8 /43,8	5,2 /2/5	0,9	0,1
Ач ₃ (р-н 695)	1	6	60,20	379	4,57	208,3	13,17	1,82	1,323	0,756	0,77	0,0029	0,8077	0,6705	91,12	4,97/62,10	1,31/24,00	0,3 //	0,3 /6,5	-	-
Ач ₃ (р-н 255)	-	-	60,05	377	4,55	210,7	13,2	1,79	1,328	0,753	0,78	0,0029	0,8325	0,6911	90,55	4,97/62,10	1,31/24,00	0,6 /13,5	2,6 /128,6	-	-
Ач ₃ (р-н 284)	1	2	60,00	3//	4,55	210,7	13,19	1,79	1,327	0,754	0,78	0,0029	0,8325	0,6911	90,55	4,97/62,10	1,31/24,00	0,6 /13,5	2,6 /128,6	-	-
Ач ₃ (р-н /53)	-	- 01	60,51	382	4,51	234,6	13,42	1,63	1,362	0,734	0,77	0,003	1,0435	0,8662	80,08	7,94/99,30	4,00/73,20	1,8 /43,8	5,2 /2/5	0,9	0,1
Ач ₄ (южная)	25	81	60,18	3/9	4,51	234,6	13,34	1,62	1,359	0,736	0,77	0,003	1,0435	0,8662	80,08	7,94/99,30	4,00/73,20	1,8 /43,8	5,2 /2/5	0,9	0,1
$A4_4$ (цен-	15	25	60.28	291	4.51	224.6	12 20	1.62	1 262	0.724	0.77	0.003	1.0425	0.8662	80.08	7.04/00.20	4 00/73 20	1 9 /12 9	5 2 /275	0.0	0.1
тральная)	15	23	60.53	386	4,31	234,0	13,39	1,02	1,302	0,734	0,77	0,003	1,0433	0,8002	70.87	7,94/99,50 8 71/108 0	4,00/73,20	$\frac{1,0}{1,3}$ /43,0	57 /3107	0,9	0,1
Δμ_2-3		- 320	60.34	300	4,5	230,5	13,43	1,03	1,304	0,733	0,70	0,0031	1,0734	0,0911	79.87	8 71/108 0	3 47/63 50	1,3/30,3 1.3/30.5	57 /319,7	0,9	0,1
$\Delta \mu_{c}^{02}$ (n-H CKP		520	00,54	501	4,5	230,3	13,41	1,01	1,505	0,755	0,77	0,005	1,0734	0,0711	79,07	0,71/100,7	3,47/03,30	1,5 /50,5	5,7 7517,7	0,7	0,1
302)	-	-	60.81	386	4.5	236.5	13.51	1.63	1.367	0.732	0.76	0.0031	1.0734	0.8911	79.87	8.71/108.9	3.47/63.50	1.3 /30.5	5.7 /319.7	0.9	0.1
Аче ⁰² (р-н скв			00,01	200	.,.	200,0	10,01	1,00	1,007	0,702	0,70	0,0001	1,0701	0,0711	.,,,,,	0,717100,7	0,11100,00	1,0 ,00,0	0,1 (01),1	0,5	
452)	-	-	60,57	383	4,5	236,5	13,46	1,62	1,366	0,732	0,77	0,003	1,0734	0,8911	79,87	8,71/108,9	3,47/63,50	1,3 /30,5	5,7 /319,7	0,9	0,1
Ач ₆ ⁰² (р-н скв					7-		- , -	, -			- ,	- ,		- /	,	- ,	- ,	,- · ,-	- , · · , ·	- 1-	
724)	-	-	60,46	382	4,5	236,5	13,44	1,62	1,365	0,733	0,77	0,003	1,0734	0,8911	79,87	8,71/108,9	3,47/63,50	1,3 /30,5	5,7 /319,7	0,9	0,1
Ач ₆ ⁰² (р-н скв																					1
360)	-	-	60,97	388	4,5	236,5	13,55	1,64	1,368	0,731	0,76	0,0031	1,0734	0,8911	79,87	8,71/108,9	3,47/63,50	1,3 /30,5	5,7 /319,7	0,9	0,1
Ач ₆ ⁰² (р-н скв																					1
444)	-	-	60,52	383	4,5	236,5	13,45	1,62	1,365	0,733	0,77	0,003	1,0734	0,8911	79,87	8,71/108,9	3,47/63,50	1,3 /30,5	5,7 /319,7	0,9	0,1
A461	-	-	60,71	385	4,5	236,5	13,49	1,63	1,366	0,732	0,76	0,003	1,0734	0,8911	79,87	8,71/108,9	3,47/63,50	1,3 /30,5	5,7 /319,7	0,9	0,1

Таблица 1 - Физические свойства и компонентный состав пластового газа ачимовской толщи Уренгойского месторождения

1.2.2 Физико-химическая характеристика стабильного конденсата

На полученных в процессе газоконденсатных исследований пробах стабильного конденсата были определены физико-химические свойства, необходимые для составления проектных документов, а также для дальнейшей переработки углеводородного сырья.

В лабораторных условиях определялись основные свойства конденсата: цвет, плотность, молекулярная масса, температура начала и конца кипения, свойства узких 10-ти градусных фракций, групповой углеводородный состав, содержание примесей (серы, парафинов).

Тенденция по зависимости свойств наблюдается при сопоставлении плотности и молекулярного веса конденсата пластов Ач₃₋₄ и Ач₅²⁻³ (рисунок 4).

По пробам, отобранным при первичных промысловых газоконденсатных исследованиях, плотность стабильного (дегазированного) конденсата изменяется от 0,745 (скважина 778, пласт $A_{45}^{2\cdot3}$) до 0,834 г/см³ (скважина 419, пласт A_{4}). По пробам, отобранным в процессе эксплуатации на 01.01.2012 г., плотность стабильного конденсата изменяется от 0,752 (скважина 1-12-03, A_{43-4}) до 0,800 г/см³ (скважина 2A111, пласт $A_{45}^{2\cdot3}$).

Молекулярная масса конденсата, отобранного при первичных исследованиях, варьирует от 78,5 до 197,0 г/моль; отобранных в процессе эксплуатации – от 113,0 до 170,0 г/моль.

По данным разгонки по Энглеру, в пробах присутствуют тяжелые углеводороды, что диагностируется высоким процентом остатка, достигающим до 18 % массы. Данные по фракционному составу конденсата приведены в таблице 2.

По групповому углеводородному составу конденсат, отобранный при первичных исследованиях относится к смешанному – метано-нафтеновому и нафтено-метановому типу, концентрация ароматических углеводородов изменяется от 6,86 % до 24,04 % объема. Конденсат, отобранный в процессе разработки также относится к смешанному типу, содержание ароматических углево-

дородов варьирует от 9,39 % до 22,97 % объема. Сведения о групповом углеводородном составе конденсата приведены в таблице 3.



Рисунок 4 - Зависимость плотности стабильного конденсата от его молекулярного веса (а - по результатам первичных исследований в период разведки; б - по результатам текущих исследований ГКХ скважин "РОСПАН"; в - по результатам текущих исследований ГКХ скважин "Газпром добыча Уренгой")

	Фракционный состав конденсата, согласно разгонке по Энглеру, °С													
	Начало											Остаток		
	кипения,	10.04	20.04	20.04	10.0/	50.04	<u> </u>	70.04	00.04	00.04	KK,	и поте-		
Пласт	°С	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	°С	ри, %		
. 3	Ан ³ 77 116 126 141 159 185 218 251 204 333 261 4													
Ач	77	116	126	141	159	185	218	251	294	333	361	4		
Ач ₂	78	108	129	153	176	213	252	289	336	362	362	11		
АЧ ₃	51	8/	108	129	152	18/	233	282	332	343	363	11		
Ач ₄	62	94	115	136	162	198	243	289	338	360	360	11		
Ач ₃₋₄	49	88	108	128	153	190	240	289	338	353	357	11		
4:														
A4, ²⁻														
3	54	90	111	132	156	189	235	286	333	355	362	9		
Ач ₃₋														
4;														
A45 3.														
, Ач ₆ ⁰⁻														
² ;														
Ач ₆	73	99	111	126	138	161	192	232	285	355	361	4		
A45 ²	40	96	109	121	150	105	245	201	340	246	260	12		
Au. ²⁻	49	80	108	151	138	195	243	291	340	540	300	12		
3;														
Ач ₆ ⁰⁻														
2	45	84	108	132	163	211	261	315	362	-	362	17		
A46 ⁻⁰⁻ 2	39	83	105	128	156	199	249	300	356	_	364	14		
Аче	64	91	105	120	130	166	198	245	283	342	360	8		
1110	01	71	100	121	Вп	ериод О	ПЭ	2.0	200	5.2	200	0		
Ач ₁ ³ ;														
Ач ₂	47	84,5	-	-	-	161,5	-	-	-	-	>360	12		
Ач ₂	41,5	77	-	-	-	200	-	-	-	-	347,5	18		
Ач ₃	48	88	108	129	152	185	235	286	334	362	361	13		
Ач ₄	47,5	87,5				189,5				-	>350	16		
Ач ₃ ,	16	96	107	107	150	190	220	290	227	269	250	10		
ΑΨ ₄ Δυ-	40	80	107	127	152	189	238	289	331	308	339	12		
4.														
A4,2-														
3	47	90	109	132	157	194	243	290	342	362	366	16		
$A{{\bf u}_5}^2$	41	07	100	126	1.40	102	222	200	224	264	276	0		
A 11 2-	41	86	106	126	149	183	233	288	554	364	3/6	9		
³ .														
, Ач ₆ ⁰⁻														
2	39	80,5	102	122	145	175	219	266,5	317	373	375	3		
$A_{{\rm H}_{6}}^{0-}$														
2	52,8	95,8	113	130,3	153,7	183.7	214	260,7	303	304,6	>400	4		

Таблица 2 - Результаты определения фракционного состава конденсата ачимовских залежей Уренгойского месторождения

Ma and	Интервал перфорации, Групповой углеводородный состав конденсата, % масс.							
Nº CKB	M	ароматические	нафтеновые	метановые				
1	2	3	4	5				
		Период разведки						
		пласт Ач ₁ ³		-				
125	3464-3484	21,9	29,05	49,05				
125	5101 5101	24,04	27,8	48,17				
256	3500-3515	21,45	33,95	44,59				
		Au ₂		I				
273	3543-3552	17,75	32,42	49,83				
287	3502-3516	15,39	46,19	38,42				
		пласт Ач ₃						
409	3612-3622	18,35	48,91	32,74				
443	3572-3610	14,99	51,09	33,92				
1-13-03	3850-3988	17,76	46,08	36,17				
		23,03	21,54	55,43				
		20,5	23,56	55,94				
95	3555-3572	20,86	24,19	54,95				
		20,65	23,08	56,27				
		22,13	22,84	55,03				
262	3560-3590	19,82	28,66	51,52				
656	3661-3680	18,46	30,96	50,58				
674	3560-3602	17,09	45,79	37,12				
703	3586-3595 3563-	19,85	38,49	41,65				
707	3730-3736	13.39	51.98	34.63				
	3578-3589	18.93	36.49	44.58				
732	3673-3684	16.63	56.76	26.61				
743	3700-3725	14.63	52.37	33				
746	3590-3594	15.54	50.35	34.1				
284	3568-3580	15.5	64.84	19.66				
510	3576-3584	14.99	31.02	53,99				
		пласт Ач ₄	- /-	,				
707	3764-3774	10,4	62,6	27				
743	3740-3750	15,24	50,95	33,81				
409	3651-3661	21,51	39,35	40,14				
410	25.67.2572	13,85	36,44	49,71				
419	3567-3578	21,31	33,71	44,98				
		20,12	29,89	49,99				
(57	2552 2500	15,55	31,07	53,38				
657	3552-3590	18,11	30,53	51,36				
		20,41	31,17	48,42				
670	3580-3603	14,49	51,02	34,49				
671	3666-3686	14,7	32,02	52,28				
672	3564-3573	20,02	32,88	47,1				
708	3580-3595	12,26	64,56	23,18				
		15,01	42,36	42,63				
350	3570-3605	15,01	42,4	42,59				
		19,27	28,64	52,09				
		пласт Ач ₃₋₄		•				
283	3556-3602	17,56	32,47	49,97				
		13,25	54,32	32,43				
716	3668-3736	15,96	46,58	37,46				
/10	5008-5750	15,43	46,8	37,78				
		17,07	82,9	93				
727	3668-3675	18.85	44.86	36.29				
121	3696-3704	10,05		50,27				
778	3569-3610	11,16	50,65	38,18				
110	3307-3010	10,78	51,2	38,02				
265	3516-3556	19,86	29,28	50,86				
285	3570-3622	17,18	26,44	56,38				
412	3564-3648	18,99	23,67	57,34				

Таблица 3 - Данные о групповом углеводородном составе конденсатов Уренгойского месторождения
окончание таблицы 3

1	2	3	4	5							
пласты Ач ₃₋₄ ; Ач ₅ ²⁻³											
774	3604-3629	10,16	50,78	39,06							
	3633-3642	19,50	40,79	39,71							
	3652-3675	17,81	39,12	43,07							
//+		15,67	37,04	47,29							
		14,45	51,72	33,83							
		15,97	42,94	41,09							
270	3541-3614	18,59	36,54	44,87							
413	3542-3643	18,91	30,11	50,98							
400	3580-3694	17,54	36,34	46,12							
	3615-3715	18,49	32,29	49,22							
440	3615-3715	19,16	37,79	43,05							
	5015-5715	16,21	35,95	47,84							
пласты Ач ₅ ²⁻³											
672	3612-3618	21,09	41,53	37,38							
606	3550-3562	13,82	51,53	34,65							
070	3610-3620	9,69	51,61	38,7							
705	3752-3782	11.84	52.4	35 76							
703	3770-3782	11,84	52,4	55,70							
708	3632-3648	6,86	65,47	27,67							
710	3641-3660	7,44	62,42	30,14							
720	3673-3687	11,60	57,14	31,26							
720	3642-3650	7,00	62,00	31,00							
723	3676-3691	14,01	60,44	25,55							
336	3685-3692	16,86	52,43	30,71							
304	3587-3636	21,7	29,33	48,97							
	і і і І	асты Ач ₃₋₄ ; Ач ₅ ²⁻³ ; Ач ₆ ⁰⁻² ; Ач	I ₆								
426	3606-3756	15,88	39,72	44,4							
	· · · · ·	пласты Ач ₅ ²⁻³ ; Ач ₆ ⁰⁻²	-								
746	3692-3702	14.46	52.92	21.71							
/40	3710-3718	14,40	55,85	31,/1							
		пласты Ач ₆	-								
180	3770-3810	14,88	34,11	51,01							
		В период ОПЭ	-								
		пласт Ач ₃									
794	3724-3739; 3691-3710	13,97	19,32	66,71							
	· · ·	пласт Ач ₃₋₄	•								
656	3698-3712	22,99	37,89	39,12							
	3738-3770; 3778-3794;	9,41	36,11	12,44							
21		12,95	32,34	14,58							
21	3719-3728; 3748-3756	11,01	33,18	19,7							
		12,14	26,92	30,36							
25	2 4 2 2 4 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2	18,29	31,13	50,59							
35	3693-3744; 3758-3787;	18,08	34,94	46,98							
		пласт Ач ₅ ²⁻³	,	,							
722	3632-3638	10.16	50.03	39.81							
пласты Ач. 2-3											
	3706-3716; 3727-3739; 3750-3757	12.51	27.28	20.39							
		12,19	28.02	19.28							
-10		12.76	28.04	20.3							
719		11,08	29.66	16.65							
		10.77	31.9	19.53							
	l F	10.78	27.21	29.45							
	пласты Ац. ²⁻³ . Ац. ⁰⁻²										
	3716-3728 3732-3748										
100	3804-3815	18,1	51,74	30,16							
	пласт Ац. ⁰⁻²										
101	3818.2-3848.8	19.43	44.49								
	2010,2 0010,0		,								

1.2.3 Оценка параметров фазового состояния и поведения газоконденсатных систем в пластовых условиях

Начальное фазовое состояние газоконденсатных систем в пластовых условиях и в процессе разработки залежей на истощение исследовалось в лабораторных условиях на PVT установке. Пробы газа сепарации и насыщенного конденсата физически рекомбинировались в соответствии с промысловым газоконденсатным фактором и помещались в бомбу высокого давления. Задавались начальные пластовые условия, определялось фазовое состояние углеводородной системы и методом дифференциальной конденсации осуществлялся эксперимент. Определялись значения давления начала конденсации, потерь насыщенного конденсата для соответствующего пластового давления и коэффициент извлечения конденсата. По результатам лабораторных термодинамических исследований строились кривые дифференциальной конденсации.

Результаты термодинамических исследований, выполненные в процессе геологоразведочных работ и в процессе ОПЭ, приведены на рисунке 5.

Давление начала конденсации для пластов Ач₃₋₄, определенное при исследованиях в период разведки, изменяется от 40,0 до 51,4 МПа, для пласта Ач₅²⁻³ от 35,0 до 52,9 МПа. Средняя величина коэффициента извлечения конденсата, по результатам экспериментов, для пластов Ач₃₋₄ составила 0,58; для пласта Ач₅²⁻³ - 0,60.

Для проб, отобранных в процессе ОПЭ, давление начала конденсации изменяется для пластов Ач₃₋₄ от 37,7 до 53,4 МПа, для пласта Ач₅²⁻³ значение давления начала конденсации изменяется в интервале от 42,0 до 49,5 МПа. Средняя величина коэффициента извлечения конденсата, по результатам экспериментов, для пластов Ач₃₋₄ составила 0,58; для пласта Ач₅²⁻³ - 0,57.



Рисунок 5 - Результаты эксперимента по дифференциальной конденсации (а, б, в - потери конденсата по разведочным скважинам, соответственно, пласт Aч₃₋₄, Aч₅²⁻³ и Aч₃₋₄₋₅; г, д, е - потери конденсата по скважинам в период ОПЭ, соответственно, пласт Ач₃₋₄, Aч₅²⁻³ и Aч₃₋₄₋₅)

1.2.4 Степень изученности пластов пробами растворенного газа и нефти

Для изучения физико-химических свойств нефти и растворенного газа на стадии проведения геологоразведочных работ и в процессе разработки залежей отбирались глубинные и устьевые пробы нефти и растворенного газа. Основной объем исследований выполнен с конца 80-х по 90-е гг. в период активного изучения ачимовских залежей. Информация о свойствах и составе нефти значительно пополнилась после 2003 г., благодаря вновь пробуренным скважинам. Главным образом, на момент подготовки подсчета запасов углеводородов, объем исследований составлял 47 анализов устьевых проб нефти по 25 скважинам и 9 анализов глубинных проб по двум скважинам.

На момент выполнения работ по Единой технологической схеме разработки всего по ачимовским пластам было исследовано 87 устьевых проб нефти из 33 скважин и 15 глубинных проб из 4 скважин. Количество проб нефти и растворенного газа приведено в таблице 4.

Таблица 4 - Количество проб нефти и растворенного газа ачимовских залежей Уренгойского месторождения

	Подсчет запасов на 2003 г.		Новые и неучтенные в 2003 г.		Итого на 2013 г.	
Пласт	Количество наборов проб		Количество наборов проб		Количество наборов проб	
	(скважин)		(скважин)		(скважин)	
	устьевые	глубинные	устьевые	глубинные	устьевые	глубинные
A41 ²	3(1)				3(1)	
A41 ³	1(1)				1(1)	
Ач ₁ ⁵			9(2)		9(2)	
Ач ₂	1(1)		5(2)	2(1)	6(3)	2(1)
Ач ₃₋₄	15(12)	6(2)	25(7)	4(1)	41(20)	10(3)
$A 4_{3-4} + A 4_5^{2-3}$	1(1)					
Ач ₅ ¹	12(7)				13(8)	
$A{y_5}^1 + A{y_5}^{2-3}$	1(1)	3(1)				3(1)
Ач ₅ ²⁻³	2(2)		1(1)		3(3)	
Ач ₆	2(2)				2(2)	
Ач ₆ ⁰¹	8(5)				8(5)	
Ач ₆ ⁰²	1(1)				1(1)	
Общее коли- чество	47(25)	9(2)	40(8)	6(2)	87(33)	15(4)

В ходе обобщения и анализа материалов при выполнении проекта разработки [4] не все пробы были признаны кондиционными. Главным образом, основными причинами отбраковки являлись несоблюдение режима отбора глубинных проб или разгерметизация пробоотборников при транспортировке. Кроме этого, отбраковывались устьевые пробы нефти по причине недостаточного качества выполненных промысловых работ.

В результате проведенной отбраковки качественными признаны данные исследования 9 глубинных и 74 устьевых проб нефти.

1.2.5 Физико-химические свойства нефти и растворенного газа

Ниже приводится характеристика нефти и растворенного газа по пластам ачимовской толщи, определенная по результатам лабораторного анализа глубинных и устьевых проб.

Пласт $A_{4_1}^2$ охарактеризован тремя устьевыми пробами нефти скважины 691, нефть легкая, плотность 823,2 кг/м³, малосернистая (0,16 %), парафиновая (5,03 %), малосмолистая (1,49 %). Содержание асфальтенов определено в количестве 0,12 %. Температура начала кипения 90 °C, выход фракций до 300 °C составил 58 %.

В составе растворенного газа по устьевой пробе доминирует метан (84,0 % мольн.), из гомологов – этан (8,6 % мольн.) и пропан (3,3 % мольн.). Содержание компонентов группы С₅₊ составило 0,3 % мольн.

Пласт A_{41}^{5} . Характеристики нефти получены в результате анализа устьевых проб, отобранных на скважинах 753 и 754. Нефть легкая, с плотностью 829,8 кг/м³, малосмолистая (3,69 %), парафиновая (3,19 %). Содержание асфальтенов в среднем не превышает 0,05 %. Температура начала кипения - 89 °C, выход фракций до 300 °C составил 61 %.

В составе растворенного газа по анализу устьевых проб доля метана составляет 81,2 % мольн., этана – 8,7 % мольн., пропана – 4,8 % мольн., бутанов – 2,3 % мольн., С₅₊ – 0,97 % мольн..

Пласт Ач₂. Характеристика нефти представлена устьевыми пробами из скважин 254, 256,754 и глубинными пробами из скважины 754.

Нефть легкая, плотность нефти равна 823,3 кг/м³, малосернистая (0,12 %), парафиновая (4,81 %), малосмолистая (1,40 %), содержание асфальтенов не превышает 0,04 %. Температура начала кипения - 110 °C, выход фракций до 300

^oC - 57 %. Газосодержание при однократном разгазировании глубинной пробы составило 294,8 м³/т, давление насыщения – 37,0 МПа, плотность сепарированной нефти – 841 кг/м³.

По результатам исследования группового углеводородного состава нефть нафтено-метановая.

В растворенном газе доля метана составила 82,6 % мольн., из гомологов доминируют этан и пропан (7,6 % мольн. и 5,3 % мольн. соответственно). Концентрация C₅₊ не превышает 1,01 % мольн.

Пласт Ач₃. Нефть по характеристикам является легкой, средняя величина плотности 825,5 кг/м³, малосернистая (до 0,14 %), парафиновая (4,09 %), по отдельным пробам высокопарафинистая (до 8,6 %), малосмолистая (до 2,35 %). Асфальтенов содержится от следовых концентраций до 1,30 %. Температура начала кипения нефти в среднем составляет 102 °C, выход светлых фракций (до 300 °C) - 61 %. Величина газосодержания при стандартном разгазировании составила 528,98 м³/т, давление насыщения – 31,9 МПа, плотность сепарированной нефти – 836,0 кг/м³.

В нефтяном газе при однократном разгазировании содержание метана достигает 74,22 % мольн., этана – 9,39 % мольн., пропана – 9,37 % мольн., бутанов – 4,75 % мольн., пентанов – 1,54 % мольн. Плотность растворенного газа 0,975 кг/м³. По данным определения группового углеводородного состава нефть классифицируется как нафтено-метановая.

Пласт Ач₄. По результатам испытания скважин, нефть имеет плотность 798,8 кг/м³, т.е. относится к очень легким. Содержание серы не превышает 0,10 %, парафинов – 2,53 %, смол – 1,41 %, асфальтенов – 0,01 %. По данным показателям нефть является малосернистой, парафиновой, малосмолистой. Температура начала кипения в среднем не превышает 64 °C, выход фракций, выкипающих до 300 °C, - 70 %.

Пробы, отобранные при совместном испытании пластов Ач₃ и Ач₄, имеют аналогичные характеристики. Нефть легкая, с плотностью 823,7 кг/м³, малосернистая (0,11 %), малосмолистая (2,16 %), парафиновая (3,77 %), с содержа-

нием асфальтенов 0,06 %. Температура начала кипения составляет 95 °C, выход фракций, выкипающих до 300 °C - 62 %. Нефть относится к метанонафтеновому типу. Газосодержание нефти, определенное по способу однократного разгазирования, составило 397,4 м³/т, давление насыщения при пластовом давлении равном 44,7МПа составило 31,8 МПа, вязкость и плотность пластовой нефти – 0,30 мПа·с и 830 кг/м³ соответственно. В компонентном составе нефтяного газа содержание метана составляет 78,90 % мольн., этана – 8,44 % мольн., пропана – 7,31 % мольн., бутанов – 2,19 % мольн., пентанов – 1,11 % мольн. Доля диоксида углерода и азота не превышает 0,59 % и 0,74 % мольн., соответственно. Плотность газа 0,822 кг/м³.

Пласт A_{45}^{1} . Нефть изучалась по пробам, отобранным из скважин Самбургской (9 проб) и Непонятной (4 пробы) площадей. В связи с тем, что проницаемые фации обеих территорий заключают в себе единую нефтяную залежь, свойства нефти близки по своей характеристике. Нефть легкая, с плотностью 825 кг/м³, малосернистая (0,11 %), парафиновая (2,9 %), малосмолистая (1,6 %). Доля асфальтеновых незначительна и в среднем составила 0,07 %. Количество легких фракций, выкипающих до 300 °C, в среднем 62 % при температуре начала кипения 91 °C. Газосодержание, определенное по глубинным пробам Самбургской площади, составило 309,1 м³/т. В компонентном составе растворенного газа по устьевым пробам метана содержится в количестве 85,3 % мольн., этана – 7,8 % мольн., пропана – 3,5 % мольн., на долю C₅₊ приходится 0,33 % мольн.

Пласт A_{45}^{2-3} . Свойства нефти исследовались по трем устьевым пробам, отобранным из объектов испытания скважин 253, 254 Самбургской и скважины 706 Непонятной площадей. Полный анализ был произведен по пробе из скважины 253, по другим пробам определены фракционный состав, плотность и вязкость. Нефть легкая, диапазон изменения плотности от 812 до 824 кг/м³. Серы содержится в количестве 0,05 %, парафинов – 4,7 %, смол – 1,63 %, асфальтены не обнаружены. Температура начала кипения от 76 °C до 103 °C, фракции, выкипающие до 300 °C, составили от 58 % до 66 %. Таким образом, нефть от-

носится к категории легких, малосернистых, парафиновых, малосмолистых. При сопоставлении характеристик нефти резервуаров Aч₅¹ и Aч₅²⁻³ обнаруживается их сходство, что наводит на мысль о существовании гидродинамической связи между ними.

Пласт Ач₆. Нефть представлена двумя устьевыми пробами из скважины 180 Есетинской и скважины 357 Ево-Яхинской площадей. Нефти обеих площадей близки по составу и свойствам. Диапазон значений плотности составил от 841 до 834 кг/м³, содержания парафинов от 2,8 % до 3,3 %, смол от 4,1 % до 3,0 %, асфальтенов – от 0,11 % до 0,16 %. Содержание серы не превышает 0,12 %. Температуры начала кипения составили 105 °C и 85 °C. Доля фракций, выкипающих до 300°C, от 54 до 57 %. По приведенной характеристике нефти относятся к легким, малосернистым, парафиновым, малосмолистым.

Пласт $A_{4_6}^{01}$. Свойства нефти, насыщающей проницаемые интервалы резервуара, изучались по образцам устьевых проб из скважины 253 Самбургской и из скважин 700, 702, 705, 706 Непонятной площадей. Нефти близки по физико-химической характеристике и по углеводородному составу. Нефть легкая, средняя величина плотности не превышает 814 кг/м³, малосернистая – 0,09 %, парафиновая – 4,2 %, малосмолистая – 1,4 %, асфальтены не обнаружены. Температура начала кипения нефти в среднем составила 76 °C, выход фракций до 300 °C - 63 %. В углеводородном составе преобладают метановые, на их долю приходится от 52 % до 66 %, на долю ароматических - от 15 % до 16 %, нафтеновых – от 19 % до 32 %. В компонентном составе растворенного газа метана содержится в среднем 84,49 % мольн., этана – 8,24 % мольн., пропана – 3,96 % мольн., С₅₊ – 0,41 % мольн.

Таким образом, по результатам анализа исходной информации характеристик нефти, было заключено, что устьевые пробы нефти, отобранные из нефтяной части продуктивных отложений, довольно равномерно характеризуют свойства нефти, как по площади распространения залежей, так и по разрезу.

Объем исследований, проведенный по глубинным пробам, значительно ниже объема исследований по устьевым пробам, и явно недостаточен. Отбор

глубинных проб в ходе опробования объектов не производился по ряду причин. Основными причинами являлись отсутствие фонтанирующих нефтяных притоков или получение притоков нефти с пластовой водой. В объектах, где были получены фонтанирующие притоки нефти, зачастую возникали сложности качественного отбора проб из-за высокого газосодержания пластовой нефти. Кроме того, бурение и испытание некоторых скважин пришлось на период сложной экономической ситуации, затруднявшей выполнение полной программы проведения ГРР.

Вследствие указанных причин, неохваченными глубинными пробами оказались многие пласты ачимовских залежей Уренгойского месторождения. Так, например, совсем отсутствуют глубинные пробы нефти по пластам Aч₁²⁻⁵, Aч₆, Aч₆⁰¹, Aч₆⁰². Выбор подсчетных параметров (газосодержание, плотность сепарированной нефти, пересчетный коэффициент) для данных резервуаров основывался на методе аналогии с известными свойствами и пластами.

Отбраковка результатов исследований глубинных проб нефти в основном осуществлялась по принципу сопоставимости параллельных определений параметров. Однако в целом на качество результатов могло отразиться и несовершенство методики исследования глубинных проб, отобранных в условиях с аномально высоким пластовым давлением. В ходе исследований термобарические пластовые условия существования пластового флюида брались без учета аномальности, вследствие чего высока вероятность искажения истинных характеристик пластовой нефти (занижение газосодержания, объемного коэффициента и т.д.). При планировании и проведении мероприятий по дальнейшему освоению залежей ачимовских отложений необходимо предусмотреть дополнительный отбор глубинных проб нефти. Дополнительные данные по истинным характеристикам пластовой нефти и растворенного газа, должны пополнить представление о свойствах и составе пластовой нефти и помогут при обосновании подсчетных параметров для оценки запасов нефти.

1.3 Особенности изменения состава и свойств пластовой газоконденсатной смеси ачимовских отложений

Изменения представлений о характеристике пластовой системы, насыщающей наиболее разведанные залежи Ач₃₋₄ с Ач₅ Уренгойского месторождения, а так же величины начального потенциального содержания конденсата в пластовом газе имеет несколько этапов.

Основной объем газоконденсатных исследований и лабораторных анализов отобранных проб был выполнен в период проведения геологоразведочных работ. На основе полученного объема информации в 1995 г. в ходе подготовки «Технологической схемы пробной эксплуатации участка 1А ачимовской толщи ПО «Уренгойгазпром» был принят состав пластовой системы с потенциальным содержанием углеводородов фракции C_{5+} , равным для залежей A_{43-4} и A_{45} , соответственно, 372 и 313 на 1 м³ пластового газа.

Дальнейший анализ и обобщение экспериментальных данных газоконденсатных исследований был проведен в 2000 г. при подготовке «Проекта разработки ачимовских залежей Уренгойского месторождения». На тот момент залежи Ач₃₋₄ и Ач₅ рассматривались как единая термодинамическая система, насыщающая ачимовские залежи. При этом состав пластовой системы с потенциальным содержанием 329 г/м³ принят на основе анализа результатов исследования скважины 774. Кроме того, изменение потенциального содержания конденсата по высоте залежи было получено согласно закону Больцмана (рисунок 6).

В 2003 г. ОАО «СибНАЦ» был выполнен «Подсчет запасов нефти, газа и конденсата ачимовских отложений, залежей неокома (БУ₁₆, БУ₁₇, БУ₁₈), юры (Ю Γ_2 , Ю Γ_3 , Ю Γ_4) Уренгойской группы месторождений» [3]. При подготовке исходных данных для подсчета запасов авторы исходили из предпосылки о единстве условий формирования залежей ачимовских отложений и представления их как единой термодинамической системы. В процессе анализа и обобщения результатов исследований оценивалась достоверность исходной информации с учетом влияния технологических условий эксплуатации скважин в процессе промысловых газоконденсатных исследований, термобарических условий

разделения добываемой продукции на газовую и жидкую составляющие, влияние специфики технологии лабораторных исследований у различных исполнителей, а также с учетом влияния геологического строения залежей ачимовских отложений.

Стоит отметить, как уже было озвучено в предыдущей главе, что неопределенность в первичной ГКХ в период разведки ачимовских залежей обусловлена низкими дебитами скважин и значительными депрессиями на пласт при промысловых исследованиях.

В результате обобщения результатов ГКИ разведочных скважин была получена эмпирическая зависимость отражающая взаимосвязь между содержанием компонентов фракции C₅₊ в составе пластового газа и абсолютной глубиной залегания ачимовских отложений вида:

$$y = -AH - C, \qquad (1.3.1)$$

где *А* и *С* – числовые коэффициенты;

Н – абсолютная глубина залегания в м.

По итогам подсчета для основной части залежи Ач₃₋₄ рекомендуемая величина исходного содержания конденсата в пластовом газе составила 301,6 г/м³, а для залежи Ач₅²⁻³ рекомендуемая средневзвешенная величина содержания конденсата составила 319,7 г/м³.

Однако, исходя из субъективной экспертной оценки в ГКЗ РФ при подсчете запасов были утверждены величины начального содержания компонентов фракции C_{5+} в пластовом газе залежей $A_{4_{3-4}}$ и $A_{4_{5}}^{2-3}$, соответственно, 275 и 319,7 г/м³.

После утверждения в ГКЗ РФ подсчета запасов началом следующего этапа изучения пластовых углеводородных систем залежей ачимовских отложений являлся ввод залежей Ач₃₋₄ и Ач₅ в пределах эксплуатационных участков ООО «Газпром добыча Уренгой» в опытно-промышленную эксплуатацию.

Основные задачи исследований на данном этапе заключались в апробации величин содержания конденсата принятых ГКЗ РФ и их подтверждение, а так же уточнение величины давления начала конденсации пластовых систем,

определение текущего состава и свойств продукции, добываемой в процессе разработки.

На основании результатов промысловых газоконденсатных исследований скважины 1А032 эксплуатационного участка 1А и анализа отобранных проб была проведена корректировка принятого состава и свойств пластового газа. Потенциальное содержание конденсата в продукции скважины 1А032, отобранной при забойном давлении 53 МПа составило 340 г/м³, а давление начала конденсации составило 51,8 и 51,7 МПа. Залежи Ач₃₋₄ и Ач₅ рассматривались в данном случае как единая система.

Однако, в связи с некоторой неоднозначностью при определении свойств жидкой фазы, что вынудило использовать результаты определения свойств конденсата скважины 774, свойства пластового газа были скорректированы. Более того, уточненные промысловые данные, подтвердившие необходимость и возможность корректировки принятого состава пластовой углеводородной системы, были получены при испытании скважины 1А031. Потенциальное содержание конденсата в продукции скважины 1А031, отобранной при забойном давлении 55,09 МПа по данным ООО «ТюменНИИгипрогаз» составило 372 г/м³. Давление начала конденсации составило 52,94 МПа. Объект опробования в скважине 1А031 находился на большей глубине относительно скважины 1А032 и поэтому увеличение содержания конденсата является естественным и соответствует принятой концепции его распределения. Основная причина использования результатов газоконденсатных исследований на скважине 1А031 для корректировки состава пластового газа и исходного потенциального содержания С₅₊ являлась более высокая достоверность по комплексу признаков:

 технология промысловых исследований и наличие закономерной связи между содержанием конденсата в продукции скважины и технологическими параметрами эксплуатации скважины;

 наличие взаимосвязи между содержанием конденсата и его свойствами;

 достоверные доказательства того, что отбор проб, используемых в качестве основы модели, осуществлен при однофазном газовом состоянии продукции скважины на забое.

Главной целью проведенных первичных газоконденсатных исследований на скважинах лицензионных участков ООО "Газпром добыча Уренгой" было получение полной и достоверной информации об исходной пластовой системе, насыщающей ачимовские залежи, и ее свойствах, а также подтверждение принятого исходного содержания C_{5+} и распределения его по глубине. Как показал анализ данных промысловых исследований, около 30 % результатов, полученных в ходе испытания скважин лицензионных участков в период разработки, являются удовлетворительными и выполнены с изложенными в «Инструкции...» требованиями к газоконденсатным исследованиям скважин (рисунок 3).

На рисунке 6 представлена зависимость потенциального содержания от глубины согласно концепции гравитационного распределения состава пластовой системы, рассматриваемой в ООО «ТюменНИИгипрогаз». Принятая в 2000 г. модель пластовой системы на основе результатов скважины 774 и утвержденное распределение состава по глубине, совпадает с результатами, полученными при испытании скважин участков 1А и 2А и соответствующим распределением состава от глубины. Фактическое совпадение полученных значений потенциального содержания при изменении от глубины при исследовании скважин в процессе разработки с рассматриваемой зависимостью подтверждают ее справедливость.

Для сопоставления представлена зависимость, подтвержденная результатами испытания участков 1А и 2А, а также графики изменения потенциального содержания от глубины, полученные на утвержденные в ГКЗ величины. Согласно представленным графикам можно отметить, что:

 потенциальное содержание в целом по зависимости на основе единой пластовой системы значительно выше содержания, утвержденного при подсчете запасов;

 – результаты испытания скважин участков 1А и 2А показывают более высокое значение потенциального содержания конденсата по сравнению с утвержденными в ГКЗ величинами;

– градиент кривой потенциального содержания на основе единой пластовой системы выше утвержденных в ГКЗ моделей. Таким образом, величина потенциального содержания более критична к изменению гипсометрической отметки и может изменяться в широком диапазоне на незначительном интервале глубин [5, 6], что подтверждается результатами промысловых исследований.



Рисунок 6 - Изменение потенциального содержания С₅₊ от глубины

2. Задачи и проблемы моделирования природных углеводородных флюидов

2.1 Анализ существующих методов разработки флюидальных моделей углеводородных систем

В настоящее время при выполнении проектирования и анализа разработки месторождений природных многокомпонентных пластовых флюидов широкое развитие и применение получили так называемые композиционные модели. Данные модели позволяют определить изменение давления, состава и свойств пластовых флюидов при использовании фактического расположения сетки добывающих и нагнетательных скважин в неоднородных по коллекторским свойствам залежах.

В композиционной модели фазовое состояние и поведение пластовых флюидов определяется не на основании корреляций, которые были получены по результатам экспериментальных исследований, а с использованием уравнения состояния. Применение уравнения состояния при расчетах на гидродинамических симуляторах, позволяет описать неизотермические процессы притока пластового флюида к добывающей скважине и изменение его состава и свойств при движение к земной поверхности, подготовке добываемой углеводородной продукции и транспортировке сырья в трубопроводах.

Главным образом, уравнение состояния, предложенное Ван-дер-Ваальсом, являлось в свое время основанием для создания и развития теории термодинамического подобия. Используя данное теоретически обоснованное уравнение состояния, в течение всего прошедшего времени многие исследователи, из которых наиболее известные Пенг, Робинсон, Редлих, Квонг, Соаве и т.д., предложили разработанные собственные уравнения состояния или модифицировали уравнения, разработанные ранее [7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19]. Основной целью научных поисков в области уравнений состояния всегда являлось достижение более точного количественного описания фазового поведения и термодинамических свойств веществ и их смесей.

Опыт и анализ применимости того или иного уравнения состояния для чистых веществ, а также бинарных, тройных и многокомпонентных углеводородных систем в свое время был выполнен, как зарубежными авторами (<u>Firoozabadi A</u> [20], Joffe G [21], Katz D.L [22], West E.H.[23], Уэйлес С. [19] и др.[24]), так и отечественными авторами Гуревичем Г.Р., Брусиловским А.И., Ширковским А.И. и др.[25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33].

Касательно применения уравнений к многокомпонентным углеводородным системам, в данных научных работах была установлена характерная особенность. Используемые в современных продуктах по гидродинамическому моделированию кубические уравнения состояния, такие как уравнение Пенга-Робинсона и Соаве-Редлиха-Квонга помимо неадекватной оценки свойств пластовых флюидов при высоких давлениях, не могут также с достаточной точностью определить свойства флюидов при низких давлениях.

Кроме этого, практические расчеты по классическим кубическим уравнениям состояния показали, что наиболее точное уравнение состояния, описывающее свойства смесей в широком диапазоне термобарических условий, должно быть минимум 3-х параметрическим. Классические уравнения состояния являются 2-х параметрическими, и в этом случае величина критического коэффициента сверхсжимаемости Z_C является постоянной для всех компонентов. На самом же деле параметр Z_C является переменным и имеет конкретную величину для каждого компонента в системе. Именно поэтому следует использовать уравнение состояния с набором коэффициентов не менее 3-х, так как в этом случае Z_C является изменяемым параметром, зависящим от коэффициентов выбранного уравнения состояния.

Одним из таких уравнений было предложено А.И. Брусиловским, кубическое уравнение состояния обобщенного вида. Данное уравнение имеет 4 коэффициента и позволяет с достаточно высокой точностью описывать свойства пластовых смесей в широком диапазоне давлений [32, 34]. Однако, в распространенные программные продукты по созданию PVT-модели флюида и композиционному гидродинамическому моделированию данное уравнение не входит.

При применении кубических уравнений состояния для расчета парожидкостного равновесия углеводородных смесей, нужно также учитывать, что такие системы являются многокомпонентными и коэффициенты уравнения состояния в данном случае определяются свойствами компонентов, образующих смесь, и долей каждого из них в смеси. В связи с этим важным моментом является то, по каким правилам вычисляются эти самые коэффициенты. Состав природных углеводородных смесей очень разнообразен и при наличии, например, полярных компонентов классические правила смешения уже не работают.

Таким образом, для расчета фазового поведения многокомпонентных углеводородных систем применение подхода, основанного на уравнениях состояния, помимо несомненных преимуществ, связанных с простотой использования и достаточными результатами расчета, имеет ряд недостатков. Одним из недостатков является отсутствие единого метода по созданию PVT-модели, а также отсутствие универсального уравнения состояния и правила смешения, которые могли бы использоваться для всех многокомпонентных углеводородных систем при различных термобарических условиях. Особенно это касается расчета фазового поведения и моделирования пластовых флюидов, являющихся так называемыми "летучими" нефтями, и систем находящихся при высоких термобарических условиях и околокритическом состоянии [34, 35, 36, 37, 38, 39, 40].

Кроме этого, достоверность и точность результатов расчета на модели флюида с использованием уравнения состояния зависит от количества и качества не только исходной информации о составе и свойствах флюида, но и фактических результатов фазового поведения, определенных на промысле или в лаборатории. В связи с этим производится адаптация параметров и характеристик компонентов флюида и, следственно коэффициентов уравнения состояния, на фактические данные.

Поэтому, в частности при создании модели пластового флюида и планировании разработки газоконденсатных месторождений, большое внимание уде-

ляется свойствам, составу и поведению газоконденсатной смеси при различных термобарических условиях.

Витсоном [41], МакКейном [42], Ридом и др. [43] изложены методы и способы расчета наиболее важных физико-химических свойств газов и жидкостей, параметров фазового равновесия, а также представлены табличные данные для более известных углеводородных и неуглеводородных компонентов любой смеси.

В работах ряда авторов таких, как Степанова Г.С. [44, 45, 46], Гриценко А.И. и Островская Т.Д. [47, 48, 49, 50, 51], Гуревич Г.Р. [25, 26, 27, 52, 53], Долгушин Н.В. [54, 55], Мискевич В.Е. [56] и т.д., были описаны методы и результаты исследования и расчета фазовых превращений реальных углеводородных систем газоконденсатного типа, рассмотрены свойства бинарных, тройных и многокомпонентных углеводородных смесей и особенности их фазовых превращений, а также приведены примеры расчета фазового поведения и результаты, полученные для различных газоконденсатных месторождений.

В результате, наличие универсального и достоверного уравнения состояния не обозначает, что будет снижаться необходимость в проведении экспериментальных исследований. Установлено, что именно комплексное использование результатов экспериментальных исследований в совокупности с реализацией математического моделирования позволяют определить необходимую и надежную информацию о составе и свойствах пластовых флюидов в широком интервале изменений термобарических условий.

Однако, несмотря на возрастающее количество теоретических подходов, не в каждом случае обеспечивается достаточное соответствие реально происходящим промысловым процессам. В свою очередь это может привести к снижению достоверности при оценке эффективности технологических схем разработки и обустройства месторождений. Таким образом, необходимы усовершенствованные подходы к решению обозначенной проблемы, которые бы сочетали оптимальный объем результатов исследований, а также расчетные планы, основанные на закономерностях изменения состава и свойств газоконденсатных

систем, выявленных в процессе анализа постоянно накапливаемых экспериментальных данных.

2.2 Анализ уравнений состояния, используемых для расчета термодинамических свойств и фазового поведения пластовых флюидов

По информации, представленной в предыдущей главе, очевидно, что научные работы с целью более достоверного описания фазового поведения природных многокомпонентных углеводородных систем уже ведутся несколько десятилетий.

Выделяют три основных направления, преобладающие в разное время при реализации математического моделирования парожидкостного равновесия природных углеводородных смесей [32].

Во-первых, применение эмпирического подхода, основанного на принципе давления схождения [25, 45]. Изначально данный подход являлся графоаналитическим и использовался при расчете процессов промысловой подготовки добываемой углеводородной продукции. Однако наличие в составе смеси диоксида углерода или сероводорода значительно снижает точность расчета парожидкостного равновесия при использовании данного подхода.

Во-вторых, разработка и применение комбинированных методов, основанных на совместном использовании уравнения состояния для описания свойств газовой фазы и теории регулярных растворов при расчете коэффициентов активности компонентов смеси для жидкой фазы. Наибольшее распространение получил комбинированный метод Чао и Сидера, применявшийся для моделирования процесса сепарации нефти и газа [25, 26]. Установлено, что при высоких значениях давления происходит резкое увеличение погрешности в расчете коэффициента активности компонента именно в жидкой фазе, что в свою очередь приводит к ошибкам при расчете парожидкостного равновесия.

В-третьих, применение универсальных уравнений состояния для расчета состава и свойств сосуществующих равновесных фаз. Описание фазового равновесия смеси на основе уравнения состояния наиболее практично и удобно,

так как уравнение состояния в аналитическом виде содержит максимальную информацию о данной смеси.

Уравнением состояния называется аналитическая зависимость между параметрами, описывающими изменение простого или сложного вещества. В качестве таких параметров используются давление, объем и температура.

Менделеев и Клапейрон предложили следующее уравнение состояния идеальных газов:

$$PV = RT$$
, (2.2.1)
где P – абсолютное давление, Па; V – объем, м³; T – абсолютная температура, К

R – удельная газовая постоянная, Дж/кг·К.

Идеальным называется газ, собственный объем молекул которого пренебрежимо мал по сравнению с объемом, занимаемым газом, и отсутствует взаимодействие между молекулами.

С термодинамической точки зрения идеальным называется газ, для которого справедливо равенство

$$\left(\frac{\partial U}{\partial V}\right)_T = 0, \tag{2.2.2}$$

где *U* – внутренняя энергия, Дж/моль;

ИЛИ

$$z = \frac{PV}{RT} = 1,$$
 (2.2.3)

где *z* – коэффициент отклонения реального газа от закона идеального.

В основе расчета фазового равновесия с использованием уравнения состояния лежат классические положения термодинамики многокомпонентных систем, включающие условие соблюдения равенства химических потенциалов компонента системы во всех сосуществующих фазах.

В случае чистого вещества на основе уравнения состояния определяются одновременно свойства газовой и жидкой фаз на линии насыщения. Для много-компонентной системы уравнение состояния является термодинамической моделью равновесных газовой и жидкой фаз в отдельности.

При расчете парожидкостного равновесия с применением уравнения состояния можно определить не только составы равновесных газовой и жидкой фаз, но и перечень теплофизических свойств: энтальпия, энтропия, теплоемкость и т.п. Одним из преимуществ такого подхода также является возможность рассчитать фазовое равновесие многокомпонентных смесей, состоящих как из углеводородов различного строения, так и многих неуглеводородных компонентов. Кроме этого, стоит добавить, что применение уравнений состояния позволяет моделировать наравне с двухфазным парожидкостным равновесием и многофазное равновесие.

Главной задачей исследований в направлении развития такого подхода является создание уравнения состояния, обладающего надежностью и простотой использования.

Следует отметить, что при расчете парожидкостного равновесия, состава и свойств природных газоконденсатных смесей к используемым уравнениям состояния предъявляются специфичные требования. Известно, что в составе газоконденсатных смесей помимо различных углеводородов присутствуют неуглеводородные вещества (азот, сероводород, диоксид углерода, и др.). Таким образом, уравнение должно достоверно описывать фазовое поведение разнообразных смесей, состоящих из вышеперечисленных компонентов. При этом значения температуры и давления могут изменяться в широких интервалах от пластовых условий до условий подготовки и транспортировки продукции. Необходимо понимать, что при расчетах для природных углеводородных смесей вполне допустима погрешность, так как исходная информация обладает неопределенностью [32].

К настоящему времени для описания свойств систем природных углеводородов предложено значительное количество различного рода уравнений состояния. Все предложенные и разработанные уравнения можно разделить на два основных вида: многокоэффициентные и кубические.

2.2.1 Многокоэффициентные уравнения

Фазовое поведение реального газа можно описать с помощью вириального вида уравнения (уравнения с вириальными коэффициентами). Идея состо-

ит в отказе от минимального числа параметров уравнения и использовании бесконечных рядов, т.е. разложений по степеням ¹/_V:

$$PV = RT\left(1 + \frac{B}{V} + \frac{C}{V^2} + \frac{D}{V^3} + \cdots\right),$$
(2.2.4)

где коэффициенты *B*, *C*, *D*, ... являются соответственно вторым, третьим, четвертым и т.д. вириальными коэффициентами. Коэффициенты зависят от температуры и природы рассматриваемого газа, но не зависят от плотности и давления. Первый вириальный коэффициент равен 1. Второй вириальный коэффициент обычно более важен, чем последующие коэффициенты, так как в большинстве случаев $\frac{B}{V} \gg \frac{C}{V^2} \gg \frac{D}{V^3} \gg \cdots$.

Уравнение состояния в виде бесконечного ряда (2.1.4) было предложено Тиссеном в 1885 г. Однако основное развитие уравнение состояние в вириальном виде получило в 1901 г. в работе Камерлинг-Оннеса, где были рассмотрены несколько вариантов этого уравнения и предложено называть его коэффициенты вириальными.

Известно, что вириальное уравнение состояния имеет ряд недостатков. Например, как показали экспериментальные данные, сходимость ряда не очень хорошая, особенно в области высокой плотности. Кроме того, при высоких плотностях для удовлетворительного описания экспериментальных данных необходимо использовать большое число членов ряда. Однако для этого нужно экспериментально определять большое число вириальных коэффициентов. Более того, часто тот же набор экспериментальных данных можно более точно описать с помощью других эмпирических уравнений с меньшим числом параметров.

Исключительная важность вириального уравнения состояния заключается в том, что это единственное из известных уравнений состояния, имеющее строгую теоретическую основу. Каждый вириальный коэффициент можно получить через силы межмолекулярного взаимодействия. Так, второй вириальный коэффициент отражает парные взаимодействия, третий - тройные и т.д. Таким

образом, вириальное уравнение состояния позволяет охарактеризовать свойства углеводородной смеси с позиции межмолекулярных взаимодействий.

Из этого вида уравнений состояния большое распространение при моделировании парожидкостного равновесия и теплофизических свойств смесей легких углеводородов получили 8-коэффициентное уравнение Бенедикта-Вебба-Рубина и его наиболее удачная модификация 11-коэффициентное уравнение состояния Старлинга-Хана [32]:

$$P = RT\rho + \left(B_0RT - A_0 - \frac{C_0}{T^2} + \frac{D_0}{T^3} - \frac{E_0}{T^4}\right)\rho^2 + \left(RTb - a - \frac{d}{T}\right)\rho^3 + \alpha \left(a + \frac{d}{T}\right)\rho^6 + \left(\frac{c\rho^3}{T^2}\right)(1 + \gamma\rho^2)\exp(-\gamma\rho^2),$$
(2.2.5)

где $A_0, B_0, C_0, D_0, E_0, a, b, c, d, \alpha, \gamma$ - коэффициенты; ρ - молярная плотность.

При расчете свойств смесей четыре из 11 коэффициентов вычисляют с применением поправочных коэффициентов бинарного взаимодействия. Для использования уравнения (2.1.5) при расчете парожидкостного равновесия природных смесей Старлинг и Хан получили корреляционные зависимости коэффициентов уравнения состояния от критических параметров компонентов смеси. Многокоэффициентные уравнения достаточно сложны, для получения корней этих уравнений требуются итерационные процедуры.

Главным образом, для инженерных расчетов более удобны кубические (относительно объема) уравнения состояния. Их теоретической основой является знаменитое уравнение состояния Ван-дер-Ваальса. Уравнения состояния Ван-дер-Ваальсового вида выгодно отличаются от многокоэффициентых уравнений простотой и возможностью аналитического определения корней. При этом кубические уравнения состояния зачастую не только не уступают, но и превосходят многокоэффициентные уравнения по точности расчета термодинамических свойств чистых веществ и их смесей. Это направление в разработке и применении уравнений состояния для моделирования фазового равновесия и теплофизических свойств углеводородных смесей является доминирующим.

2.2.2 Кубические уравнения состояния

Экспериментальная проверка уравнения (2.1.1), проведенная многими исследователями, показала, что изменение свойств реальных газов нельзя описать зависимостью (2.1.3).

Голландский физик Ван-дер-Ваальс в 1879 г. предложил учесть собственный объем молекул газа и силы их взаимного притяжения посредством введения дополнительных членов в уравнение Менделеева - Клапейрона:

$$\left(P + \frac{a}{v^2}\right)(v - b) = RT,$$
 (2.2.6)

где $v = \frac{v}{g}$ – удельный объем газа, м³/кг; $\frac{a}{v^2}$ – параметр, характеризующий силы притяжения молекул (кгс/см²)л²; *b* – учетверенный объем молекул, л.

Уравнение (2.1.6) приближенное. Коэффициенты *a* и *b* в действительности являются сложными функциями объема, температуры, формы молекул газа.

Используя соотношения для критического состояния вещества

$$\left(\frac{\partial P}{\partial V}\right)_{T_{\rm Kp}} = \left(\frac{\partial^2 P}{\partial V^2}\right)_{T_{\rm Kp}} = 0, \qquad (2.2.7)$$

для коэффициентов *а* и *b* получены выражения через *P*_{кр} и *T*_{кр}:

$$a = \frac{27T_{\rm kp}^2 R^2}{64P_{\rm kp}^2}; \ b = \frac{RT_{\rm kp}}{8P_{\rm kp}}.$$
 (2.2.8)

Подставив выражение (2.1.8) в уравнение состояния (2.1.6) и приняв $P = P_{\text{кр}}, T = T_{\text{кр}}, v = v_{\text{кр}}$ получим, что коэффициент сжимаемости в критической точке $z_{\text{кр}} = \frac{P_{\text{кр}}v_{\text{кр}}}{RT_{\text{кр}}} = 0,375$ и согласно уравнению Ван-дер-Ваальса не зависит от характеристик вещества.

Уравнение (2.1.6) можно записать в приведенном виде

$$\left(P_r + \frac{3}{v_r^2}\right)(3v_r - 1) = 8T_r, \qquad (2.2.9)$$

где $P_r = \frac{P}{P_{\rm kp}}; T_r = \frac{T}{T_{\rm kp}}; v_r = \frac{v}{v_{\rm kp}}$ – соответственно приведенные давление, темпера-

тура и объем вещества.

Уравнение (2.1.9) содержит только безразмерные приведенные параметры и числовые коэффициенты, постоянные для всех веществ. Величины, характеризующие природу вещества, в это уравнение не входят. Это означает, что если вещества имеют одинаковые приведенные давление и температуру, то они имеют и одинаковый приведенный объем.

Записав уравнение состояния (2.1.6) при помощи приведенных переменных в виде выражения (2.1.9), Ван-дер-Ваальс тем самым впервые сформулировал классический принцип соответственных состояний, согласно которому вещества, характеризующиеся одинаковыми значениями двух приведенных параметров, находятся в соответственных состояниях, т.е. обладают всеми одинаковыми приведенными параметрами.

Уравнение состояния Ван-дер-Ваальса сыграло выдающуюся роль в теории жидкости и газа. На его основе были качественно предсказаны многие закономерности термодинамического поведения реального газа – фазовые переходы, критические явления, эффект Джоуля-Томсона и др. Уравнение Вандер-Ваальса послужило основой для создания и развития теории термодинамического подобия.

Однако в количественном отношении уравнение Ван-дер-Ваальса обладает существенными недостатками, в частности, неправильно отражается температурная зависимость некоторых термодинамических величин. Например, из уравнения (2.1.6) следует

- линейная зависимость давления от температуры вдоль изохор, что не согласуется с экспериментальными данными;
- изохорная теплоемкость Со реального газа не зависит от плотности, так как

$$\left(\frac{\partial C_{\nu}}{\partial \nu}\right)_{T} = \left(\frac{\partial^{2} P}{\partial T^{2}}\right)_{\nu} = 0.$$

2.2.3 Основные модификации кубического уравнения

Известно, что уже на протяжении большого времени многие исследователи пытались модифицировать уравнение состояния, предложенное и обоснованное Ван-дер-Ваальсом, с целью более точного количественного расчета парожидкостного равновесия и описания термодинамических свойств веществ и их смесей. Среди многочисленных модификаций уравнения Ван-дер-Ваальса наиболее точными и широко используемыми являются уравнение Редлиха-Квонга и более современные модификации, предложенные Соавом [57], а также Пенгом и Робинсоном [14]. Это кубические уравнения, в которые входят в основном параметры, характеризующие критическое состояние, но существуют и такие их модификации, в которые входят температура и такие параметры, как, например, критическая сжимаемость или ацентрический фактор [19].

Большинство модификаций этих уравнений эмпирические, их параметры необходимо настроить на определенную экспериментальную информацию, например давление насыщения, плотность или энтальпия. Главным образом, именно эти модификации уравнения состояния нашли применение в инженерной практике и используются практически во всех программных продуктах, осуществляющих расчет фазового поведения углеводородных систем.

Все упоминаемые выше кубические уравнения содержат член уравнения Ван-дер-Ваальса $\frac{RT}{(V-b)}$, учитывающий межмолекулярное отталкивание, однако действие сил притяжения учитывается в них другим членом, соответствующим члену $\frac{a}{v^2}$ уравнения 2.1.6.

При разработке используемых уравнений состояния особое внимание уделялось следующим преобразованиям: член, учитывающий действие сил притяжения, в уравнении оставляли в первоначальном виде, а член $\frac{RT}{(V-b)}$ заменяли выражением, которое нашли при помощи модели «возмущенной твердой сферы». Параметры получаемого в результате уравнения состояния в основном выражают через критические свойства [19].

Уравнение Редлиха-Квонга. Появление уравнения состояния Редлиха-Квонга [16] в свое время явилась значительным шагом вперед по сравнению с применяемыми тогда уравнениями состояния относительно простого вида. Очевидно, что уравнение Редлиха-Квонга построено по образцу уравнения Вандер-Ваальса:

$$\left(P + \frac{a}{T^{1/2}V(V+b)}\right)(V-b) = RT$$
(2.2.10)

Авторы уравнения отмечают, что разрабатывая это уравнение состояния, они не руководствовались какими-либо определенными теоретическими обоснованиями. Поэтому уравнение можно рассматривать как произвольную, но удачную эмпирическую модификацию предшествующих уравнений. Вскоре после опубликования уравнения Ван-дер-Ваальса было определено, что параметр *а* напрямую зависит от температуры, так что для введения $T^{1/2}$ имелись определенные посылки. Еще до появления уравнения Редлиха-Квонга предполагалось ввести квадратичную зависимость от объема в знаменателе члена уравнения, описывающего силы притяжения. Однако они имели несколько другой вид, чем в уравнении Редлиха-Квонга.

Применяя условия критического состояния, можно найти параметры *а* и *b*, выразив их через критические свойства:

$$a = \Omega_a R^2 \frac{T_c^{2.5}}{P_c},$$
 (2.2.11)

$$b = \Omega_b R \frac{I_c}{P_c},\tag{2.2.12}$$

$$\Omega_a = \frac{1}{9(2^{1/3} - 1)} = 0,42748, \tag{2.2.13}$$

$$\Omega_b = \frac{(2^{1/3} - 1)}{3} = 0,08664.$$
(2.2.14)

Как правило, степень соответствия уравнения состояния экспериментальным данным повышают путем изменения коэффициентов Ω_a и Ω_b .

Главным образом, в свое время уравнению Редлиха-Квонга уделялось значительное внимание. Однако в настоящее время общепризнан тот факт, что дальнейшая разработка вариантов этого уравнения бесперспективна и в целях совершенствования уравнений состояния необходимо развитие новых направлений исследований.

Исходные правила усреднения свойств для параметров уравнения Редлиха-Квонга для смесей совпадают с правилами усреднения свойств для уравнения Ван-дер-Ваальса:

$$a = \sum \sum y_i y_j a_{ij}, \qquad (2.2.15)$$

$$b = \sum y_i \, b_i, \tag{2.2.16}$$

где за параметр перекрестных взаимодействий равен

$$a_{ij} = \left(a_i a_j\right)^{1/2}.$$
 (1.117)

Ярборо [58] подробно изучил способ применения уравнения Редлиха-Квонга для жидкостей. Он использовал в значительной степени модифицированное уравнение, в состав которого входили коэффициенты Ω_a и Ω_b , как функций приведенной температуры и ацентрического фактора, а также параметры бинарного взаимодействия, разработанные для конкретных случаев.

Таким образом, для достижения высокой степени точности при применении указанного уравнения требуется существенно больший объем информации о свойствах компонентов смеси, в частности, необходимы данные об ацентрическом факторе и параметрах бинарного взаимодействия. Поскольку результаты применения уравнения Редлиха-Квонга для описания жидкой фазы нельзя назвать удовлетворительными, само по себе оно непригодно для расчета равновесия между жидкостью и газом.

Поскольку математические методы расчета уравнения Редлиха-Квонга отличаются простотой, его продолжают использовать и в наше время, хотя и в ограниченных масштабах.

Уравнение Соава-Редлиха-Квонга. В данном уравнении вместо члена уравнения Редлиха-Квонга (2.1.10), зависимого от температуры $\frac{a}{T^{1/2}}$, введена функция $a(T, \omega)$, включающая температуру и ацентрический фактор, в результате чего уравнение состояния (2.1.10) приобретает следующий вид:

$$P = \frac{RT}{(V-b)} - \frac{a(T,\omega)}{V(V+b)}.$$
 (2.2.17)

Параметр $a(T, \omega)$ первоначально был введен в уравнение для того, чтобы обеспечить соответствие уравнения экспериментальным данным о давлении паров углеводородов, и имел следующий вид:

$$a(T,\omega) = a\alpha = 0,42748R^2 \frac{T_c^2}{P_c} \alpha, \qquad (2.2.18)$$

где

$$\alpha^{0,5} = 1 + (1 - T_r^{0,5})(0,48 + 1,574\omega - 0,176\omega^2).$$
(1.121)

Позднее Грабоски и Дауберт [59] модифицировали это выражение:

$$\alpha^{0,5} = 1 + (1 - T_r^{0,5})(0,48508 + 1,5517\omega - 0,15613\omega^2).$$
(2.2.19)

Для некоторых смесей правила смешения совпадают с правилами смешения для уравнения Редлиха-Квонга, причем параметр перекрестных взаимодействий имеет следующий вид:

$$a_{ij} = (1 - k_{ij})(a_i a_j)^{1/2}.$$
 (2.2.20)

Для веществ с ярко выраженной полярностью, таких, как вода, спирты и т. д., Соаве предложил следующую модификацию уравнения [60]:

$$\alpha = 1 + (1 - T_r)(m + nT_r), \qquad (2.2.21)$$

где *m* и *n* являются параметрами, которые следует вычислять исходя из экспериментальных данных о давлении паров каждого чистого вещества. Чтобы это можно было применить к смесям из нескольких компонентов, необходимы два параметра бинарного взаимодействия:

$$\alpha_{ij} = 0,5(a_i + a_j)(1 - C_{ij}), \qquad (2.2.22)$$

$$b_{ij} = 0.5(b_i + b_j)(1 - D_{ij}), \qquad (2.2.23)$$

$$a = \sum \sum y_i y_j a_i a_j, \qquad (2.2.24)$$

$$b = \sum \sum y_i y_j \, b_i b_j. \tag{2.2.25}$$

Уравнение Пенга-Робинсона. Как известно, при разработке нового двухпараметрического уравнения состояния, включающего параметр объема в третьей степени, Пенг и Робинсон ставили перед собой следующие задачи [14]:

- выразить параметры уравнения через критические свойства компонентов;
- повысить точность уравнения в области вблизи критической точ ки, особенно при расчетах Z_c и плотности жидкой фазы;
- ввести в правила смешения для определения свойств не более одного параметра бинарного взаимодействия, который не должен зависеть от температуры, давления и состава смеси;
- обеспечить применение уравнения для любых расчетов свойств жидкой фазы в широком интервале термобарических условий;

В итоге Пенг и Робинсон предложили уравнение следующего вида:

$$P = \frac{RT}{(V-b)} - \frac{a(T)}{V(V+b) + b(V-b)}.$$
(2.2.26)

В критической точке

$$a(T_c) = 0.45724R^2 \frac{T_c^2}{P_c},$$
(2.2.27)

$$b(T_c) = 0.0778R \frac{T_c}{P_c},$$
(2.2.28)

$$Z_c = 0,307. (2.2.29)$$

При других значениях температуры параметр $a(T_c)$ изменяется следующим образом:

$$a(T) = a(T_c)\alpha(T_r, \omega), \qquad (2.2.30)$$

подобно тому, как это делают при решении уравнения Соаве-Редлиха-Квонга. При соотнесении с кривой давления пара вплоть до критической точки получили следующее выражение:

$$\alpha^{0,5} = 1 + (1 - T_r^{0,5})(0,37464 + 1,5422\omega - 0,26992\omega^2).$$
(2.2.31)

В последующем авторами уравнения были определены возможные области применения этого уравнения состояния [61]. Установлено, что на основании уравнения Пенга-Робинсона можно прогнозировать плотность жидкой фазы более точно, чем при помощи уравнения Соаве-Редлиха-Квонга, которое во многих других случаях дает аналогичные результаты.

Правила аддитивности для уравнения Пенга-Робинсона, предназначенные для смесей, не отличаются от обычно используемых в кубических уравнениях. Однако для определения параметра перекрестных взаимодействий наиболее важным является использование параметров бинарного взаимодействия в уравнении (2.1.20).

Эти параметры определяются путем оптимизации давлений точки начала кипения для соответствующих интервалов давления и температуры. В настоящее время в доступной литературе отсутствует сколько-нибудь полная подборка параметров взаимодействия различных углеводородных компонентов и фракций.

2.2.4 Анализ применимости уравнений состояния

В работе [25] проведен анализ применения рассмотренных уравнений состояния для расчета свойств чистых веществ, который показал, что погрешность расчета плотности пара в диапазоне давлений до 15 МПа по всем уравне-

ниям примерно одинакова и составляет около 2,5 %. Энтальпию пара по этим уравнениям рассчитывают с погрешностью 3-7 %.

При расчете фазового поведения вещества в области более высоких давлений наиболее точными являются кубические уравнения Пенга-Робинсона, Соаве-Редлиха-Квонга и многокоэффициентные уравнения Ли-Кеслера и Старлинга-Хана. Погрешность расчета свойств газообразных веществ по этим уравнениям в области давлений до 50 МПа составляет 3-5 %. По остальным уравнениям состояния погрешность расчета при давлениях выше 15 МПа резко возрастает с увеличением давления и может достигать 40-50 % уже при давлениях 30 МПа.

Плотность веществ в жидком состоянии рекомендовано вычислять также по уравнениям состояния Пенга-Робинсона и Соаве-Редлиха-Квонга. Из них наименьшая погрешность характерна для расчетов по уравнению Пенга-Робинсона (около 5 %). Погрешность расчета по уравнениям Соаве-Редлиха-Квонга и Ли-Кеслера составляет 5-8 %. При использовании остальных уравнений состояния погрешность расчета резко возрастает и может составить 30-80 %.

Главным образом в работах [25] и [19] была представлена оценка применимости существующих уравнений состояния и рекомендации для расчета фазового равновесия газ-жидкость. Наименьшая погрешность расчета (5-7 %) молярных долей равновесных газовой и жидкой фаз и их составов достигается при использовании кубических уравнений состояния Пенга-Робинсона и Соаве-Редлиха-Квонга. В случае расчета с применением этих уравнений для того, чтобы точность результатов была максимальной, необходимо располагать параметрами бинарного взаимодействия. В этом случае использование уравнений обеспечивает удовлетворительные результаты при определении фазового поведения газа. Кроме этого, при помощи этих уравнений можно прогнозировать фазовое поведение газа в околокритической области. Однако расчет критической точки будет затруднителен. Расчет сжимаемости жидкой фазы достаточно точен, чего нельзя сказать о расчете плотности жидкой фазы. Отмечается, что

уравнение Соаве-Редлиха-Квонга может дать результат определения плотности, отличающийся от факта на 10-20 %, уравнение Пенга-Робинсона является чуть более точным. В результате определено, что указанные уравнения эффективны при выполнении расчета фазовых равновесий при давлениях до 35,0 МПа.

Многокоэффициентные уравнения состояния Бенедикта-Вебба-Рубина и его модификация Старлинга-Хана не смотря на то, что являются более сложными, однако, не менее точными, чем уравнение Соаве-Редлиха-Квонга или уравнение Пенга-Робинсона, в тех случаях, когда методика расчета предусматривает проведение многочисленных итерационных процедур.

2.3 Понятие модели пластового углеводородного флюида

Модель пластового углеводородного флюида - это математический алгоритм, описывающий фазовое поведение реальной углеводородной системы при различных термодинамических условиях на основе уравнения состояния. С точки зрения проектирования разработки месторождения основной задачей PVT-моделирования является разработка модели пластового флюида, которая адекватно бы описывала изменения фазового поведения реальной смеси, происходящие в пласте, скважине и наземном оборудовании для последующей корректной оценки эффективности разработки и обустройства месторождения.

При применении уравнений состояния для проведения моделирования фазового равновесия и поведения многокомпонентной системы необходим следующий перечень данных, характеризующих эту систему: молярный компонентный состав; характеристики каждого компонента системы – критические параметры, ацентрический фактор и коэффициенты бинарного взаимодействия компонентов.

Реальный многокомпонентный углеводородный флюид представляет собой сложнейшие системы, состоящие из углеводородов и неуглеводородных компонентов. Обычно в модели флюида индивидуальными компонентами являются азот (N₂), углекислый газ (CO₂), сероводород (H₂S), метан (CH₄), этан (C₂H₆), пропан (C₃H₈), изо-бутан (i-C₄H₁₀), н-бутан (n-C₄H₁₀), и если выделены,

то также пентаны (i- C_5H_{12} и n- C_5H_{12}). Группа вышекипящих углеводородов, C_{5+} , разделяется на фракции, каждая из которых рассматривается как отдельный компонент системы [62]. Под компонентами понимают индивидуальные углеводороды и неуглеводороды, а узкие фракции характеризуются псевдокомпонентами.

На сегодняшний день единого мнения о том, сколько компонентов, а также, сколько и каких псевдокомпонентов должно входить в компонентнофракционный состав модели углеводородного флюида, не существует.

Псевдокомпоненты наиболее часто представляются или группами углеводородов (C_6 , C_7 , C_8 ... C_N), или фракциями с равными интервалами температур кипения (например, десятиградусными: 60-70 °C, 70-80 °C, 80-90 °C и т.д.), или фракциями с равными мольными или массовыми долями. Однако наиболее приемлемым является описание псевдокомпонентов в виде узких фракций с равными десятиградусными интервалами по температуре кипения. При этом для каждой узкой фракции определяются необходимые физико-химические характеристики: плотность и молекулярная масса, с помощью которых рассчитываются основные физико-химические свойства, показатели качества продуктов при обработке результатов исследований и моделировании технологических процессов, а также параметры используемого уравнения состояния.

Рассматриваемый подход к созданию модели позволяет оперировать с необходимым количеством компонентов флюида практически без потери точности при расчете фазового поведения модели флюида.

В основе математического моделирования фазового поведения модели пластового флюида лежит использование уравнения состояния, которое устанавливает взаимосвязь между давлением, температурой, объемом и составом системы.

В большинстве случаев, в существующих и широко применяемых современных программных продуктах, отвечающих за создание моделей и проведение PVT-моделирования, заложены известные уравнения состояния и их модификации (см. главу 2.1). Учитывая многолетний опыт использования про-

граммных средств, ниже представлен перечень необходимых, на наш взгляд требований, соблюдение которых позволит качественно осуществить процесс PVT-моделирования:

- простота и удобство использования программного продукта;
- применение для расчета фазового поведения известных и общепринятых уравнений состояния и их модификаций;
- возможность настройки и адаптации модели флюида на исходные и фактические данные;
- возможность осуществления группировки или увеличения количества компонент в модели;
- графическое отображение результатов расчета, в частности построение фазовой диаграммы модели, изотерм конденсации, разгазирования и т.п.;
- функции импорта состава и свойств полученной модели флюида для дальнейшего моделирования.

Отсутствие универсального уравнения состояния, описывающего фазовое поведение любой углеводородной системы, и конкретного подхода по созданию модели на сегодняшний день компенсируется возможностью проведения в программных продуктах регрессии на фактические данные. Другими словами требуемая точность и достоверность описания фазового состояния и поведения пластового газа, выполняемого с использованием расчетных методов, достигается за счет регрессии и адаптации создаваемой модели флюида на основе промысловых, лабораторных и экспериментальных данных.

Логично отметить, что количество исходной информации будет влиять на качество созданной модели флюида. Объем фактической информации, используемый для настройки модели, должен формироваться от поставленных задач и целей PVT-моделирования. Ниже представлены рекомендуемые объемы исходных данных, используемых для создания и адаптации модели флюида, в зависимости от уровня качества моделирования:

- минимальный объем исходной информации, включающий свойства компонент и компонентный состав пластового флюида, термобарические условия его залегания и степень насыщения и т.п.;
- достаточный объем, включающий компонентно-фракционный состав, свойства компонент и фракций, условия залегания и результаты термодинамических экспериментальных исследований;
- максимальный объем, включающий все вышеперечисленное и дополнительно результаты промысловых исследований (конденсато- и газосодержание, составы и свойства сепараторных проб), результаты определения изменения свойств фаз при изменении термобарических условий (вязкость, плотность) и т.д.

Пример того, какой объем фактической информации, соответствует вышеизложенному перечню и рекомендуется использовать для настройки PVTмодели газоконденсантой системы согласно существующему иерархическому уровню разрабатываемой документации:

- подсчет запасов: минимальный объем, касающийся только подсчетных параметров (состав пластового газа, потенциальное содержание С₅₊ в составе пластового газа, КИК);
- технико-экономическое обоснование извлечения конденсата (ТЭО КИК): (проектным документом не является, производимые расчеты оценочные), достаточный объем информации;
- геолого-технологическая модель залежи (проекты разработки, технологические схемы разработки, схемы обустройства и т.п.): максимальный объем информации.

2.4 Модель пластовой газоконденсатной системы

При разработке гидродинамической модели газоконденсатной залежи возникает задача создания модели пластового флюида. Для решения задачи необходима информация о составе и свойствах пластового газа и существует це-

лый ряд стандартных лабораторных экспериментов, к которым выполняется процедура адаптации параметров модели к уравнению состояния.

При создании модели газоконденсатной системы источником информации о составе и свойствах пластового газа, насыщающего изучаемые залежи, является комплекс первичных промысловых газоконденсатных исследований. Рекомендовано первичные промысловые исследования проводить методом непрерывных промышленных отборов газа при сепарации всего потока газа. Для текущих и специальных исследований, в соответствии с действующей инструкцией [2], предусмотрены и иные схемы реализации работ:

- масштабные ГКИ, которые проводятся на установках подготовки и переработки продукции;
- метод отбора части потока добываемого газа;
- бессепарационные методы, многофазная расходометрия и комбинированные методы.

В рамках первичных ГКИ обязательным пунктом является лабораторные исследования состава и свойств отобранных проб продукции, рекомбинация и расчет компонентно-фракционного состава пластового газа, определение физико-химических и товарных свойств стабильного конденсата. Кроме этого, на установках фазового равновесия выполняются термодинамические исследования, которые позволяют определить фазовое поведение физической модели пластового газа при разработке залежи, а также подсчетные параметры.

Эксперименты по контактной конденсации проводятся с целью определения коэффициента сверхсжимаемости однофазного газа при давлении выше давления начала конденсации, а также значений самого давления начала конденсации и относительного объема конденсата при давлениях ниже давления начала конденсации. Определения последнего описываются кривой, которую обычно называют «кривой выпадения жидкой фазы». Определение коэффициента сверхсжимаемости необходимо для повышения точности оценки запасов пластового газа и прогноза темпов отбора при эксплуатации пласта на режиме истощения [63].
Процессы, сопровождающие опыты дифференциальной конденсации, должны повторять явления, имеющие место в газоконденсатном пласте при его эксплуатации на режиме истощения [64, 65, 66, 67]. Самой важной информацией, которую можно получить из эксперимента по дифференциальной конденсации, принято считать данные об изменениях, происходящих в составе равновесного добываемого газа по мере изменения давления при разработке на момент полного истощения пластовой энергии залежи. Кроме этого, важным параметром, определяемым по результатам эксперимента, является коэффициент извлечения конденсата (КИК). Значение коэффициента служит подсчетной величиной, определяющей количество извлеченных ресурсов конденсата при разработке.

Однако, на сегодняшний день методика проведения эксперимента по дифференциальной конденсации, изложенная в Инструкции [2], является устаревшей и не отражающей фактических процессов, которые происходят при отборе углеводородного сырья из залежей. Результаты данного эксперимента показывают завышение прогнозного значения КИК над фактическим значением. Кроме этого, используемые алгоритмы в современных программных продуктах по PVT моделированию и созданию модели газоконденсатной системы не предусматривают использование результатов рассматриваемой дифференциальной конденсации в качестве исходной информации [68].

Таким образом, в качестве эксперимента, характеризующего фазовое поведение газоконденсатной системы в процессе разработки залежи на истощение, необходимо использовать результаты эксперимента по зарубежной технологии - CVD (constant volume depletion) [41]. Аналогом этого эксперимента является термодинамические исследования на установке фазового равновесия методом контактно-дифференциальной конденсации, реализованного и применяемого в ООО "ТюменНИИгипрогаз" [69].

Таким образом, информация о составе, свойствах и фазовом поведении пластовой газоконденсатной системы вместе с результатами промысловых ис-

следований являются основой для создания корректной модели пластовой углеводородной смеси.

В идеале, лабораторные исследования и PVT эксперименты должны выполняться одной и той же лабораторией на одном и том же образце флюида.

Ниже приведен рекомендуемый перечень информации, соответствующий максимальному объему исходных данных, для создания и настройки модели газоконденсатной системы:

- пластовые условия (давление и температура);
- состав пластового газа в компонентно-фракционном виде;
- свойства фракций (плотность, молекулярный вес, критические параметры);
- промысловые данные (термобарические условия сепарации, конденсатогазовый фактор, состав и свойства фаз);

 результаты термодинамических исследований на установке фазового равновесия (давление начала конденсации, потери конденсата при снижении пластового давления, зависимость потенциального содержания С₅₊ в составе добываемого газа от давления, коэффициент извлечения конденсата, изменение свойств фаз в процессе разработки и т.д.).

Выше приведен максимальный объем данных, из которого можно за отсутствием той или иной исходной информации получить соответственно минимальный или достаточный объем данных (раздел 2.3). Кроме этого, стоит добавить, что в случае низкого исходного содержания конденсата в пластовом газе, по причине невозможности провести термодинамические исследования на физической пробе, допускается определение потерь конденсата от давления и величины КИК аналитическими и эмпирическими методами.

Далее в главе 3 на примере ачимовских залежей будет представлена предлагаемая схема получения адекватной модели газоконденсатной системы с использованием исходной информации.

2.5 Модель нефтяной пластовой системы

Сведенья о составе и физико-химических свойствах пластовой нефти можно получить в результате анализа глубинной пробы либо при рекомбинации поверхностных сепараторных проб нефти и растворенного газа. Первый метод предпочтительней, однако, представительную глубинную пробу возможно отобрать при условии стабильной работы скважины и давлении отбора, превышающем давление насыщения пластовой нефти.

В независимости от способа получения пробы пластовой нефти, в обязательный комплекс промысловых и лабораторных исследовательских работ входит определение:

- термобарические условия в пласте и при отборе проб;
- дебита продукции скважины;
- компонентно-фракционного состава пластовой нефти;
- результатов стандартной и ступенчатой сепарации пластовой нефти, включая замер газосодержания, объемный коэффициент нефти, плотности сепарированной нефти, состав и свойства газа сепарации и сепарированной нефти;
- состава, физико-химических и товарных свойств стабильной нефти;
- результатов дифференциального разгазирования пластовой нефти при пластовой температуре.

Необходимо отметить, что вышеперечисленная информация является максимальным объемом исходных данных для создания модели пластовой нефти. Аналогично объемам исходной информации для модели газоконденсатной системы, для модели нефти по причине отсутствия результатов исследовательских работ могут быть определены минимальный или достаточный для моделирования объем исходной информации.

Создание модели пластовой нефти на основе результатов исследования глубинной пробы нефти и в случае пробы нефти, полученной при рекомбинации сепараторных проб, подробно представлено в работе [32].

Следует особое внимание уделить, рекомендуемой и многократно проверенной на практике, схеме настройки модели пластовой нефти на фактические данные, представляющие собой основные параметры, принимаемые при подсчете запасов. Адаптация модели нефти путем регрессии на фактические данные заключается в следующем [70]:

- настройка давления насыщения пластовой нефти с помощью регрессии коэффициентов парного взаимодействия между метаном и фракциями группы C_{n+} (n=5, 6, 7, ...);
- применение регрессии к значениям "шифт-параметра" фракций группы
 C_{n+} (n=5, 6, 7, ...) для настройки плотности сепарированной нефти;
- настройка принятых при подсчете запасов значений газосодержания и объемного коэффициента пластовой нефти с помощью регрессии "шифт-параметра" метана;
- при применении для расчета вязкости метода Лоренца-Брея-Кларка (LBC), то регрессий критического объема фракций группы C_{n+} (n=5, 6, 7, ...) можно добиться воспроизведения моделью динамической вязкости пластовой нефти.

Таким образом, реализация данной процедуры настройки модели на фактические результаты, позволит получить адекватную модель пластовой нефти, в полной мере характеризующую фазовое состояние реального пластового флюида и соответствующую подсчетным параметрам.

3. Особенности создания адекватных моделей газоконденсатных систем ачимовских залежей

Создание моделей многокомпонентных флюидальных систем требует, помимо использования соответствующих уравнений состояния, знания компонентного состава и физико-химических и термодинамических свойств каждого компонента моделируемой композиции.

Сведения о составе и свойствах газоконденсатных композиций получают в результате проведения промысловых и лабораторных исследований. При этом характеристики группы C₅₊ оцениваются либо в целом, либо по фракцион-

но. Для этого на специальных аппаратах производится разгонка жидких углеводородов на узко-температурные группы с фиксацией плотности, молекулярной массы, температуры кипения и весовой концентрации каждой из них.

Неточности в оценках выхода насыщенной жидкой углеводородной фазы при проведении промысловых исследований в совокупности с погрешностями в замерах выхода фракций, определения их молекулярной массы и плотности, полученных при разгонке, приводят к ошибкам при моделировании пластового флюида, что в свою очередь отражается на дальнейшем расчете фазового поведения и свойств пластовой углеводородной системы.

Цель исследовательской работы заключалась в том, чтобы разработать методику выбора последовательности адаптационно-корректирующих и вычислительных процедур позволяющих на основе исходных данных получить адекватную и в полной мере характеризующую фазовое поведение пластового флюида модель газоконденсатной смеси.

3.1 Проверка исходной информации

3.1.1 По условиям притока

Необходимым условием представительности проб, отобранных при промысловых газоконденсатных исследованиях, согласно действующей инструкции [2], является условие проведения газоконденсатных исследований и отбор проб с депрессией, не превышающей 10-20 % от уровня пластового давления. При этом скорость восходящего потока исследуемой смеси на входе в насосно-компрессорные трубы должна составлять не менее 2,5-4 м/с. Принято считать, что это обеспечивает получение достоверных данных о составе и свойствах углеводородной смеси. Ограничение в выборе режима эксплуатации скважины по депрессии обусловлено ретроградными свойствами газоконденсатных систем. Ограничение скорости восходящего потока обусловлено необходимостью полного и постоянного выноса жидкой фазы с забоя скважины. Кроме этого режим исследований должен исключать возможность образования гидратов и парафинов, как в стволе скважины, так и в наземных коммуникаци-

ях (особенно в условиях Крайнего Севера), что приводит к серьезным осложнениям [71].

3.1.2 По условию термодинамического равновесия отбираемых фаз

Для проверки на представительность полученных результатов и оценки согласованности отобранной из сепаратора газовой и жидкой фаз в отечественной и зарубежной практике используют тест Хоффмана-Крампа-Хокотта заключающегося в графическом сопоставлении фактических и теоретических констант равновесия в координатах:

$$Log(K_i \cdot P) - f(F_i), \qquad (3.1.1)$$

где К_i- константа равновесия *i*-того компонента;

Р – давление сепарации;

F_i – характеристический фактор Хоффмана для *i*-того компонента.

Константа равновесия компонента это отношение доли компонента в газовой фазе к его доли в жидкой фазе, $K_i = \frac{y_i}{x_i}$. Константа равновесия является функцией давления, температуры и состава. Для определения значений констант равновесия можно воспользоваться соответствующими нанограммами или эмпирическими зависимостями.

Фактические константы равновесия при этом рассчитываются по результатам лабораторных определений составов газа сепарации и насыщенного конденсата, теоретические константы равновесия в свою очередь вычисляются по корреляции Стендинга [41]. Авторами уравнения (3.1.1) доказано, что для газоконденсатных систем при невысоких давлениях полученная зависимость в координатах $\log(K_i P) \approx F_i$ линейная. Было решено, что отбраковку проб необходимо производить при отклонении фактических констант равновесия от теоретических больше чем на 5 %, (рисунок 7).

Основным обстоятельством несоответствия фактических констант равновесия теоретическим помимо, негерметичности контейнеров и различного рода неточностей и ошибок при лабораторном анализе составов фаз, является, как установлено авторами для месторождений Крайнего Севера в работе [72],

факт не соблюдения равенства давления и температуры в сепараторе и в пробоотборных контейнерах.



Рисунок 7 – Распределение констант равновесия (а – совпадение с теоретическими значениями; б – погрешность при отборе или анализе проб)

3.1.1 По качеству разгонки по ИТК (кривых истинных температур кипения)

Как было уже сказано выше, сведения о свойствах газоконденсатных систем получают в результате проведения промысловых и лабораторных исследований. Характеристики группы C₅₊ наиболее точно оцениваются при разбиении ее на узко температурные фракции с фиксацией плотности, молекулярной массы, температуры кипения и весовой концентрации каждой из них. Нужно отметить, что при этом общее значение молекулярного веса и плотности фракций должно соответствовать значению молекулярного веса и плотности стабильного конденсата. Если же разница больше 5 %, то разгонка выполнена не соответствующим образом.

Обширный анализ данных ИТК, в частности зависимости выхода фракций от их молекулярного веса, показал, что эта зависимость имеет вид нормального распределения с характерным пиком и снижением выхода фракций при увеличении молекулярного веса. Любое явное отличие от вида этого распределения говорит о неточностях в проведении разгонки ИТК и такие данные в разработки модели пластового флюида использоваться не должны (рисунок 8).



Рисунок 8 – Результаты разгонки по ИТК (а – выполнено корректно; б – выполнено некорректно)

3.1.1 По корректности оценки КГФ

Величина КГФ является одним из основных параметров при проведении ГКИ. Несомненно, точность определения данного параметра главным образом отражается на достоверности результатов рекомбинации пластового флюида. Значение КГФ определяется как отношение дебита нестабильного конденсата к дебиту газа сепарации, замеренных при отборе проб на сепараторе. Согласно [2] дебит газа сепарации рассчитывается при этом как:

$$Q = \frac{C \cdot P \cdot \Delta}{\sqrt{\rho_{\text{off}} \cdot \mathbf{Z} \cdot \mathbf{T}}} , \qquad (1.4.1)$$

где Q - дебит газа, тыс.м³/сут; P - абсолютное давление перед диафрагмой, Па*10⁻¹; ρ_{omm} - относительная плотность газа по воздуху; T - абсолютная температура газа перед диафрагмой, К; Z - коэффициент сверхсжимаемости газа при P и T; C - коэффициент расхода, зависящий от диафрагм и измерительной линии; Δ - поправочный коэффициент, учитывающий изменение показателя адиабаты реального газа.

Коэффициент сверхсжимаемости и плотность газа на момент проведения промысловых исследований неизвестны и, как правило, принимаются по аналогии с данными соседних скважин или даже объектов. Соответственно необходимо проведение корректировки этих величин на реальные данные, определенные в ходе лабораторного физико-химического анализа пробы газа сепарации.

3.1.2 Анализ качества проведенных исследований на РVТ-бомбе

Для газоконденсатных систем, насыщающих ачимовские толщи Уренгойского ГКНМ, характерно, что давление начала конденсации ниже величины пластового давления, т.е. система недонасыщена. Таким образом, наличие жидкой фазы в PVT-бомбе при термобарических условиях, соответствующих пластовым условиям, говорит о том, что отбор проб или их физическая рекомбинация были выполнены некачественно. Также качество результатов эксперимента по дифференциальной конденсации изучаемой газоконденсатной системы можно проверить на основе материального баланса имея данные хроматографического анализа газа, выпускаемого при данном эксперименте из PVT-

бомбы. Кроме того, для дальнейшей возможности обоснованной настройки модели пластового флюида PVT эксперимент должен выполняться по схеме контактно-дифференциальной конденсации [73].

3.2 Корректировка и адаптация исходной информации

3.2.1 Пересчет состава пластового флюида

Главной целью проведения газоконденсатных исследований на скважинах является получение полной и достоверной информации об исходной пластовой системе, насыщающей разрабатываемые залежи, и ее свойствах. На практике часто имеет место быть следующее: анализ данных промысловых исследований показал результаты, являющиеся удовлетворительными и соответствующие изложенным в [2] требованиям к газоконденсатным исследованиям скважин; однако, при проверке методом Хоффмана-Крампа-Хокотта на адекватность лабораторного анализа проб продукции может выясниться, что имеется систематическая ошибка в определении концентраций некоторых компонентов в составе газа сепарации и нестабильного конденсата. Главным образом, данная ошибка повлияет на точность при определении рекомбинированного состава пластового газа и исходного потенциального содержания C₅₊. Другими словами, к определению состава и свойств пластового газа, как к основной части комплекса газоконденсатных исследований, для достижения главных целей проводимых исследований, необходимо подходить с особым вниманием.

Автором была разработана методика корректировки лабораторных данных, на основе принципов парожидкостного равновесия фаз при конкретных термобарических условиях (условия сепарации) и имеющихся фактических составах газа сепарации и нестабильного конденсата, а также теоретических значениях констант равновесия. На основе полученной методики можно произвести перерасчет состава добываемого пластового газа. Как показала практика, состав, полученный в ходе лабораторного анализа, и уточненный состав могут существенно различаться между собой. Разница между исходным и уточненным мольным содержанием компонентов группы С₅₊ в пластовом газе может

достигать 2-4 мольн.%. Как следствие, изменяется соответственно и величина потенциального содержания углеводородов группы C₅₊.

В данном случае для того, чтобы получить откорректированные составы газа сепарации и нестабильного конденсата исходя из теоретических констант равновесия, необходимо решить систему линейных уравнений вида:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{N} y_i = 1 \\ \sum_{i=1}^{N} \frac{y_i}{K_i} = 1 \end{cases}$$
(2.1.1)

, где y_i – мольная доля *i*-го компонента в газе сепарации, Ki – константа равновесия *i*-го компонента, N – количество компонент в смеси. Следует заметить, что верхнее уравнение соответствует составу газа сепарации, нижнее составу нестабильного конденсата.

Решить данную систему уравнений, значит найти полный компонентный состав газа сепарации. Состав нестабильного конденсата определяется на основе констант равновесия и полученного в ходе решения компонентного состава газа сепарации. Стандартные методы по решению системы линейных уравнений для данной системы не применимы, так как решение может быть не единственно или вообще не существовать. Характерной особенностью методов по решению таких систем линейных уравнений является применение итерационных процедур, основанных на использовании повторяющегося процесса и позволяющих получить решение в результате последовательных приближений. Суть данного подхода в том что, имея в основе начальные приближенные значения, корректируя их подобрать такой набор данных, чтобы для него выполнялись все условия уравнений входящих в систему. В рассматриваемом случае за исходные приближенные значения были взяты фактические величины содержания компонент в газе сепарации. Для того чтобы определится с допустимыми интервалами изменения каждой компоненты, автором был проанализирован весь имеющийся массив данных по компонентному составу проб газа сепарации и нестабильного конденсата (пласт Ач). В ходе анализа были опреде-

лены наиболее вероятные средние значения содержания основных компонентов, входящих в состав газа сепарации и нестабильного конденсата, а также среднеквадратичное отклонение. Согласно «правилу трех сигм» с вероятностью 99,7 % определены интервалы изменения содержания для каждого компонента. Анализ показал, что разброс значений содержания компонентов в нестабильном конденсате на порядок выше, чем тех же компонент в газе сепарации. Данный факт также послужил аргументом в пользу того, почему рассматриваемая система уравнений решается относительно состава газа сепарации. Таким образом, система уравнений (2.1.1) для каждого случая может быть решена итерационным методом при наличии исходного содержания компонент в газе сепарации как начальное приближенное значение, кроме этого имеющиеся интервалы допустимых значений содержания позволяют снизить количество итераций и избавиться от многочисленных решений, не имеющих физического смысла.

Однако необходимо понимать, что даже если распределение констант равновесия линейное и состав добываемой смеси определен верно, то расчет парожидкостного равновесия может не соответствовать фактическому фазовому поведению флюида, основной причиной в данном случае будет погрешность измерения уже свойств фаз и компонентов данной смеси.

3.2.2 Сглаживание ИТК

Возможность корректировки исходного массива экспериментальных замеров основана на том, что вероятностно-статистическое распределение фиксируемой совокупности свойств может быть описано определенной математической моделью. Однако, как уже выше было отмечено, в процессе проведения работ возможны как случайные, так и систематические ошибки при реализации процедуры дистилляции. Данное обстоятельство может обуславливать отклонение фактических оценок регистрируемых характеристик от их теоретических значений. В связи с этим корректировка исходных параметров производится с помощью специальных функций распределения, описывающих теоретиковероятностную модель статистических закономерностей изменения случайной величины (измерения) [74]. Как показала практика, для достижения более дос-

товерных результатов рекомендуется два метода корректировки ИТК и описания фракций C₅₊: гамма-распределение с CMWI (с постоянным шагом молекулярной массы) гамма-распределение с VMWI (с переменным шагом молекулярной массы) [75]. В качестве примера на рисунке 9 представлены результаты корректировки ИТК двумя этими методами.



Рисунок 9 – Результаты разгонки конденсата по ИТК и корректировка данных математическими методами

3.2.3 Выбор корреляций по определению критических параметров фракций

Значительно на точность расчетов парожидкостного равновесия и свойств фаз влияет и выбор той или иной корреляции для оценки характеристик фракций группы C_{5+} , таких как температура кипения ($T_{\kappa un}$), критическая температура ($T_{\kappa p}$), критическое давление ($P_{\kappa p}$), ацентрический фактор (w), критический объем ($V_{\kappa p}$) и т.д.

Автором был рассмотрен большой набор различных корреляций по определению критических параметров фракций группы C_{5+} газоконденсатных систем, основные корреляции вошли в разработанный расчетный модуль. Был проведен детальный анализ полученных с помощью этих корреляций параметров и произведено сравнение с данными о критических свойствах фракций C_{5+} , полученных Катцем и Фирузабади [76]. Для примера на рисунке 10 представлено сравнение фактических данных трех основных свойств (T_{sun}, T_{sn} и P_{sn}) ком-

понент со значениями, рассчитанными по различным корреляциям. В результате был определен и рекомендован набор наиболее эффективных корреляций по расчету свойств фракций газоконденсатной системы (таблица 5).



Рисунок 10 – Расчет по корреляциям параметров фракций (а - температура кипения; б - критическая температура; в - критическое давление)

Свойство фракции	Корреляция для расчета свойства		
Температура кипения	Winn-Sim-Daubert		
Критический объем	Hall-Yarborough		
Ацентрический фактор	Pedersen et al. (2002)		
Критическое давление	Willman-Teja		
Критическая температура	Riazi-Daubert		

Таблица 5 - Корреляции для расчета свойств фракций конденсата

3.2.4 Адаптация критических параметров фракций к кубическому уравнению состояния

При использовании основных кубических уравнений состояния в расчетах фазового поведения, очевидно, что определенные значения критических параметров каждой фракции должны удовлетворять следующей системе уравнений [32]:

$$\begin{cases} P_{c.y.} - \frac{RT_{c.y.}}{V - b} + \frac{a}{V(V + b) + b(V - b)} = 0\\ a = f(T_c, P_c, \omega)\\ b = f(T_c, P_c)\\ \omega = f(T_c, P_c) \end{cases}$$
(2.4.1)

Кроме этого для уравнений состояния Ван-дер-ваальсового типа необходимо выполнение неравенства вида:

$$V - b > 0,$$
 (2.4.2)

где с учетом $b = \beta \frac{RT_c}{P_c}$, имеем $\frac{T_c}{P_c} > \frac{\beta \rho R}{M}$.

Автором был подготовлен расчетный модуль по реализации вышеперечисленных условий на основе итерационных подходов. Данный расчетный модуль позволяет в отличие от рекомендуемого подхода [32], произвести корректировку и адаптацию к любому кубическому уравнению состояния критических свойств, полученных по корреляции, включая кроме критического давления фракции и ацентрического фактора, также значение критической температуры фракции.

3.2.5 Корректировка свойств конденсата

Достоверные сведения о свойствах и содержании в составе пластовой смеси углеводородов группы C_{5+} напрямую определяют точность создаваемой модели и эффективность последующего моделирования, поэтому проблема корректного определения данных характеристик на сегодняшний день представляется достаточно актуальной. Применение традиционных экспериментальных методов оценки свойств углеводородов группы C_{5+} допускает погрешность. Для примера, в работе [77] указывается, что поправка объемной концентрации в смеси углеводородов группы C_{6+} всего лишь на 0,01 % может существенно определять корректность последующих расчетов фазового равновесия. Там же говорится о том, что ошибка в определении молекулярной массы тяжелых фракций на 5-10 % может обусловить ошибку в предсказании величины давления точки росы более чем на 700 рsi (4,8 МПа).

Значения плотности и молекулярной массы углеводородов группы C₅₊ оказывают непосредственное влияние на точность определения критических свойств фракций, которая, в свою очередь, отражается на расчете фазового поведения всей смеси в целом.

Необходимо отметить, что из перечисленных параметров молекулярная масса, в плане значимости при формировании адекватного результата вычислений, несет «дополнительную нагрузку». Дело в том, что процедура композиционного анализа позволяет получить содержание в пластовом газе групп (фракций) в виде весовых концентраций. Поскольку при дальнейших вычислениях их молекулярная масса используется для конверсии состава из массового процента в мольный, то очевидно, что погрешность в определении молекулярного веса групп (фракций) переносится на погрешность мольного содержания всех компонентов смеси.

В силу того, что применение традиционных экспериментальных методов оценки молекулярного веса тяжелых фракций допускает погрешность в 5-10 %, исполнителю расчетов часто приходится прибегать к ее корректировке. Суть ее заключается в изменении молекулярного веса всей группы углеводородов C_{5+}

(или какого-то количества выделенных в ней фракций) на определенную величину [78]. В качестве параметра настройки для газоконденсатных смесей используют величину давления начала конденсации. Поскольку какие-либо конкретные рекомендации на этот счет в соответствующей литературе отсутствуют, процесс корректировки носит итерационный характер, а количество итераций зависит от уровня и квалификации исполнителя.

С целью сокращения времени расчетов автором был разработан способ, позволяющий сократить количество итераций до минимума, а именно до двух [79]. Однако хотелось бы обратить внимание на то, что способ опробован только для конкретных горно-геологических условий. Использование данного подхода для других нефтегазоносных областей требует дополнительных исследований.

В связи с этим была предложена расчетная методика корректировки молекулярной массы углеводородов группы C_{5+} , являющиеся универсальной для любого рода многокомпонентных систем, при этом сокращающая время вычислений и сохраняющая приемлемый уровень точности. В данном случае, в качестве изменяемого параметра выступает также молекулярный вес каждой из фракции. Наблюдаемыми параметрами являются давление начала конденсации при пластовой температуре и состав газовой и жидкой фаз при сепарации газоконденсатной пластовой смеси. Главным образом, в расчетном модуле при изменении молекулярного веса фракции автоматически воспроизводится перерасчет остальных свойств фракции и далее, на основе выбранного уравнения состояния, в этом же модуле производится расчет парожидкостного равновесия при условиях сепарации и определяется давление начала конденсации.

3.3 Рекомендуемая схема подготовки модели газоконденсатной системы

После того как была проведена отбраковка, корректировка и адаптация исходных данных, полученную модель пластового газа можно считать адекватной и в полной мере характеризующей фазовое поведение реальной пластовой системы при различных термобарических условиях. Таким образом, в ходе вы-

полненной работы и проведенного анализа была получена схема для получения адекватной модели пластовой газоконденсатной системы (рисунок 11) и ее общий вид рекомендован для применения при проектировании разработки залежей, гидродинамических расчетов и т.п. На основе полученной схемы по ключевым пунктам в программе Delphi подготовлены расчетные модули, которые были собраны в единый программный комплекс по подготовке модели газоконденсатной системы (рисунок 12).



Рисунок 11 – Рекомендуемая схема подготовки модели пластовой газоконденсатной системы



Рисунок 12 – Комплекс расчетных модулей

В качестве примера на рисунках 13–14 и в таблице 6 представлены результаты расчетов, в ходе которых, используя данную схему, была получена модель пластового флюида насыщающего ачимовские залежи Уренгойского ГКНМ. Согласно схеме подготовки модели флюида была произведена проверка на качество исходной информации. Далее осуществлена корректировка данных, а именно сглаживание фактических результатов разгонки по ИТК. Следующим шагом был расчет по установленному набору корреляций (таблица 5) свойств фракций, полученных в ходе сглаживания. Как показали промежуточные расчеты и сопоставление с фактом (рисунок 14, таблица 6) на данном шаге не была достигнута необходимая точность. В связи с этим, согласно схеме, произведена адаптация критических свойств фракций к кубическому уравнению состояния, на основе которого производился расчет парожидкостного равновесия и фазового поведения углеводородной системы. Согласно результатам расчетов на данном этапе отклонение от лабораторных данных по сравнению с предыдуцим этапом снизилось, но все еще было не приемлемым (рисунок 14, таблица 6). Однако когда на следующем этапе была произведена корректировка молекулярного веса и плотности группы C₅₊, то были получены удовлетворительные результаты при расчете фазового поведения данной пластовой газоконденсатной системы (рисунок 13, 14 и таблица 6).

Выводы:

 определены причины, обуславливающие искажение исходных данных;

произведен анализ существующих методов корректировки исходных данных, включающих данные разгонки стабильного конденсата с разбивкой последних по средним истинным температурам кипения (ИТК);

предложен эффективный набор корреляций для определения критических свойств фракций, последовательность реализации по адаптации этих свойств к кубическому уравнению состояния;

 рассмотрено влияние изменения молекулярного веса и плотности конденсата на поведение газоконденсатной системы;

– разработана процедура последовательной корректировки исходных данных, при разработке флюидальных моделей газоконденсатных систем;

 составлена принципиальная адаптационная схема настройки модели пластового флюида.



Рисунок 13 – Проверка на сходимость фазовых диаграмм продукции скважины в точке сепарации

Таблица 6 – Результаты расчета давления начала конденсации пластовой газо-конденсатной системы

Порядок действий	Р _{нк} , МПа	Погрешность, %	
По данным лабораторного эксперимента	49,47		
1.Свойства фракций определены по набору корреляций	37,11	24,98	
2. Адаптация свойств к уравнению состояния	44,63	9,78	
3.Корректировка молекулярного веса	50,53	2,14	



Рисунок 14 – Сопоставление лабораторных и расчетных данных эксперимента контактной конденсации (а – относительный объем–давление; б – объем выпавшего в PVT-бомбе конденсата–давление)

4. Результаты композиционного моделирования разработки ачимовских залежей Уренгойского ГКНМ

В данной главе на примере одного из лицензионных участков ачимовских отложений Уренгойского ГКНМ представлено краткое описание создания цифровой композиционной модели и последующая ее адаптация на фактические данные. Целью расчета на композиционной модели истории разработки участка, в рамках настоящей работы, является анализ соответствия фазового поведения PVT-модели пластового газа и реального добываемого флюида. В свою очередь PVT-модель пластового газа была получена на основе результатов ГКИ скважин участка и с использованием рекомендуемой в работе схемы подготовки моделей.

Главным образом, создание любой действующей композиционной гидродинамической модели разработки залежи (месторождения) сопряжено со следующими основными пунктами:

- 1. На основе цифровой геологической модели залежи (или месторождения) выполняется процедура «upscaling» или укрупнения модели по вертикали и при необходимости в плане.
- 2. Обоснование объемных сеток, создание геометрического каркаса гидродинамической модели и атрибутной модели геологических свойств.
- 3. Определение петрофизических зависимостей.
- Гравитационно-капиллярное равновесие фаз в моделях и создание моделей кривых относительных фазовых проницаемостей.
- 5. Обоснование в модели изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов при изменении барических условий.
- 6. Создание PVT-модели флюида, насыщающего залежь, на основе используемого уравнения состояния.
- 7. Инициализация модели и оценка запасов углеводородов по данным гидродинамического моделирования.
- 8. Адаптация цифровой гидродинамической модели на данные истории разработки и результаты исследования скважин и пластов.

Стоит отметить, что определение петрофизических зависимостей, создание кривых относительных фазовых проницаемостей и изменение ФЕС коллектора выполнено при создании Единой технологической схемы разработки ачимовских залежей и подробно описано в работе [4].

4.1 Цифровая геологическая модель

Региональная цифровая геологическая модель ачимовской толщи Уренгойского ГКНМ с учетом материалов сейсморазведки 3Д была создана по состоянию на 01.01.2010 в рамках выполнения работ по созданию Единой технологической схемы разработки залежей углеводородов [4] и прошла апробацию в Роснедра [80].

В настоящее время продолжается эксплуатационное разбуривание ачимовских отложений, поэтому цифровая геологическая модель ачимовских отложений является постоянно действующей и корректируется с учетом новых данных бурения и результатов интерпретации данных ГИС.

Цифровая трехмерная геологическая модель ачимовских отложений Уренгойского месторождения была выполнена в среде пакета Petrel.

При уточнении действующей геологической модели на момент выполнения расчетов были, как уже было сказано выше, проведены:

- уточнение корреляции продуктивных пластов по данным бурения новых скважин;
- детализация границ глинизации коллекторов и выклинивания пластов;
- корректировка структурных планов пластов в совокупности с результатами исследований и испытаниями в скважинах.

В настоящей геологической модели параметры структурного каркаса приняты следующими: латеральное разрешение ($D_X \times D_Y$) 200×200 метров, максимальный размер ячеек по вертикали принят равным 1,0 м. При таком размере средняя вертикальная толщина ячеек для разных объектов находится в пределах от 0,3 до 0,5 м. Использован пропорциональный способ разделения пласта на слои.

Структурное моделирование ачимовской толщи было выполнено с использованием результатов бурения скважин. При увязке структурных поверхностей между собой использовалась опорная структурная поверхность по кровле баженовской свиты, определенная на всей области картопостроения. Уточнены структурные карты по кровле и подошве каждого из 10 продуктивных пластов – $A u_3^1$, $A u_3^2$, $A u_3^3$, $A u_4^1$, $A u_4^2$, $A u_4^3$, $A u_5^{2-3(1)}$, $A u_5^{2-3(2)}$, $A u_5^{2-3(3)}$, $A u_5^{2-3(4)}$.

Построение трехмерного структурного каркаса проводилось в пакете Petrel 2012.1 (алгоритм Convergent Interpolation).

Для построения литологической модели и модели распределения ФЕС в проект пакета Petrel импортирована информация о траектории скважин, данные интерпретации ГИС, сетки контактов, линии замещения и выклинивания пластов, граничные значения параметров ФЕС, сетки песчанистости, пористости, газонефтенасыщенности. Для учета прогноза ФЕС в межскважинном пространстве по данным сейсморазведки использованы двумерные карты эффективных толщин пластов согласно утвержденного пересчета запасов [81].

Литотипная модель создана методом последовательного индикаторного моделирования (Sequential Indicator Simulation – SIS).

В качестве управляющего тренда для каждого пласта были использованы соответствующие двумерные сетки песчанистости.

Модель пористости строилась процессом последовательного Гауссова моделирования (SGS). Перенос (осреднение) значений пористости в скважинах на соответствующие ячейки сетки 3D проведено методом расчета средневзвешенных поточечных скважинных значений параметра.

При моделировании пористости использовались управляющие тренды – 2D карты средних значений пористости по скважинам. Управляющие 2D тренды пористости строились без учета интерполяции на нижние граничные значения пористости на линиях глинизации. Ячейкам в области неколлекторов, лежащим за линиями глинизации и внутри пластов, присвоены граничные значения, определенные по результатам петрофизических исследований.

На рисунках 15 - 16 приведены геологические разрезы полученных кубов с примером распределения коллекторов и значений пористости в разрезе пластов Ач₃–Ач₅²⁻³, отражающих неоднородность литологического строения ачимовских отложений. На рисунке 17 приведен пример ортогональной нарезки куба пористости пластов Ач₃- Ач₅²⁻³.

Исходными данными для построения модели насыщения коллекторов являлись поинтервальные результаты интерпретации ГИС в скважинах, преобразованные в непрерывную поточечную последовательность значений коэффициентов нефте- и газонасыщенности.

Модель насыщения коллекторов строилась процессом SGS. Трендом для моделирования газонефтенасыщенности всех пластов служили кубы пористости. Модель насыщения строились без учета интерполяции на граничные значения для линий глинизации. Ячейкам, лежащим в области неколлекторов и водоносных зонах, присвоены значения коэффициента газонефтенасыщенности равным 0,2.



Рисунок 15 – Разрез куба литологии пластов A₄₃–A₄₅²⁻³



- литологическая колонка скважины.

Рисунок 16 – Разрез куба пористости пластов Ач₃–Ач₅²⁻³



Рисунок 17 – Ортогональная нарезка куба пористости пластов Aч₃–Aч₅²⁻³

4.2 Модель пластовой углеводородной системы

Создание PVT-модели и моделирование фазового поведения пластовых систем проводилось на основе данных о начальном составе и свойствах пластового газа, полученных в результате рекомбинации проб газа и конденсата с предварительной проверкой их представительности и адаптацией согласно схеме (рисунок 11), а так же данных PVT-экспериментов.

На рисунке 18 представлена фазовая диаграмма полученной модели газоконденсатной смеси, которая отражает фазовое состояние системы при различных термобарических условиях.



Рисунок 18 - Фазовая диаграмма модели газоконденсатной системы

С целью снизить время расчета при гидродинамическом композиционном моделировании, дальнейшая подготовка композиционной модели проводилась поэтапным объединением компонентно-фракционного состава пластового газа на первом этапе в состав из 20 псевдокомпонент и далее в состав из 8 псевдокомпонент (рисунок 19). При этом группировка состава производилась с использованием алгоритма lumping [82] для последующего использования результатов расчета при детальных вычислениях материального баланса систем промысловой подготовки продукции. Полученная модель пластового газа была использована при создании в программном продукте Eclipse 300 цифровой гидродинамической модели ачимовских залежей Уренгойского ГКНМ.





4.3 Оценка запасов углеводородов

Стоит отметить, что определение запасов углеводородов ачимовских отложений месторождения основывается на составе пластового газа и подсчетных параметрах, утвержденных экспертно при выполнении работы [3]. Однако, как следует из главы 1.3, фактическая информация о ГКХ залежей, полученная при последующих газоконденсатных исследованиях, позволяет утверждать, что фактические состав и свойства пластового газа отличны от утвержденных значений.

Главным образом, анализ результатов ГКИ показал, что потенциальное содержание компонентов группы C₅₊ в добываемом газе выше, чем принято при подсчете запасов. Согласно результатам также определено изменение фактического содержания конденсата в газе в зависимости от глубины (рисунок 6). В таблице 7 представлено сопоставление запасов углеводородов, определенных на гидродинамической модели, соответственно с использованием модели пластового газа, построенной на основе утвержденных параметров и по стандартной методике создания PVT-моделей (Вариант 1), и модели, полученной в данной работе (глава 4.2)(Вариант 2). Действительно, как видно из таблицы 7, при относительно схожих запасах газа, в случае с рассматриваемой PVT-моделью запасы и извлекаемые ресурсы конденсата выше утвержденных более чем на 20 %.

В итоге, модель пластовой газоконденсатной системы, полученная в процессе анализа достоверности и адаптации результатов ГКИ и фактической информации о ГКХ, позволила произвести более точную оценку исходных запасов конденсата на рассматриваемом участке месторождения. Кроме этого, как будет показано ниже, в рамках адаптации гидродинамической модели разработанная PVT-модель пластового газа с достаточной точностью воспроизводит фазовое поведение реального газоконденсатного флюида.

Таблица 7 - Сопоставление запасов газа и конденсата, в зависимости от модели газоконденсатной системы

Пласт	Запасы с	ухого га-	ПС	Γ/M^3	Запасы стабильно-		Запасы извлекае-	
	за, млн. м ³		$11C_{5+}, 1/M$		го конд., тыс. т		мого конд., тыс. т	
	Вариант	Вариант	Вариант	Вариант	Вариант	Вариант	Вариант	Вариант
	1	2	1	2	1	2	1	2
Ач ₃	205467	204755	284,1	350,9	62350	75909	31175	40991
Ач ₄	65832	64153	276,8	362,6	19343	24557	9671	13261
Ач5 ²⁻³	103996	108490	317,5	361,1	34953	41341	18525	22324
Итого	375296	377398	_	_	116646	141807	59372	76576
Откл., %	0,6		-		21,6		29,0	

4.4 Адаптация гидродинамической модели на данные истории разработки

Адаптация фильтрационной модели на данные истории разработки охватывает период с 01.05.1997 по 01.01.2013. Эксплуатационный фонд действующих скважин на территории участка на этот момент составил 12 единиц. Шесть скважин из фонда находились в длительной эксплуатации.

Настройка истории работы скважин осуществлена на основе промысловых данных, предоставляемых Недропользователем:

- ежемесячных эксплуатационных рапортов (МЭР) с указанием добычи пластового газа по скважинам и УКПГ, которая выбрана в качестве задаваемого параметра настройки;
- результатов гидродинамических и газоконденсатных исследований скважин;
- результатов замеров забойных и устьевых давлений на режимах эксплуатации скважин;
- паспортов качества газа и конденсата.

Методика расчета значений фактической добычи пластового газа основана на математической рекомбинации согласно массовому балансу, используя компонентный состав и расход продукции УКПГ.

Адаптация фильтрационной модели осуществлялась в два этапа: первый заключался в настройке материального баланса в целом по зоне разработки, второй предусматривал адаптацию длительной эксплуатации скважин.

4.4.1 Первый этап

Настройка материального баланса залежи предусматривала соблюдение сходимости объемной и массовой добычи пластового газа по объекту с учетом значений пластового давления.

Объемная добыча по участку в целом задавалась путем установления в модели контроля по групповой добыче пластового газа (режим WGRA ключевого слова GCONPROD). Скважины были введены в работу с максимальными продуктивностями (значения скин-фактора выставлены минимальными) для обеспечения полной сходимости моделируемой и фактической величин отбора пластового газа. Совместно с настройкой объемной добычи по участку осуществлялась настройка массовой добычи. Величина массовой добычи при фиксированном объемном отборе позволяет характеризовать состояние пластовой системы и оценить потери, обусловленные выпадением ретроградного конденсата в пласте. Основной параметр, определяющий состояние пластовой системы - это давление в залежи. Динамика снижения пластового давления определяется в первую очередь абсолютной проницаемостью коллектора.

Для моделирования процесса выпадения конденсата в призабойной зоне пласта и, следовательно, снижения величины массового дебита была произведена модификация проницаемости.

Основная часть притока приходится на пласты Ач₃₋₄, поэтому настройка массовой добычи пластового газа при соблюдении объемных отборов, была произведена модификацией зависимости проницаемости именно по этому объекту (рисунок 20).



Рисунок 20 – Результаты модификации зависимости проницаемости (а - по пласту Ач₃, б - по пласту Ач₄)

О фактическом характере снижения пластового давления позволяют судить только результаты гидродинамических исследований скважин. Анализируя результаты ГДИ следует исходить из того, что скважины эксплуатационного участка вскрывают несколько пластов Ач₃₋₄ и Ач₅²⁻³ с различными фильтрационными свойствами. Разумеется, темпы снижения пластового давления в пластах Ач₃₋₄ и Ач₅²⁻³ будут отличаться. Исходя из этого, была произведена оценка влияния величины пластового давления по пластам на итоговую величину давления замеряемого на забое скважины. По данным ГИС-К основная доля притока газа приходится на пласт Ач₃₋₄ (в среднем около 90 % по скважинам участка), приток из пласта Ач₅²⁻³ незначительный (около 10 %). Это свидетельствует о низкой динамике снижения давления в пласте Ач₅²⁻³, в отличие от Ач₃₋₄. Очевидно, наибольшее влияние на процесс перераспределения давления в стволе скважины оказывает нижележащий пласт Ач5²⁻³, характеризующийся наиболее высоким значением пластового давления. Таким образом, значение давления после перераспределения, фиксируемое датчиком предполагается равным давлению в пласте Aч₅²⁻³. Настройка характера снижения пластового давления осуществлялась путем корректировки петрофизических зависимостей $K_{n \to d \to d} = f(K_n)$ и $K_{n p} = f(K_{n \to d \to d})$ пласта $A {\tt u}_5^{2-3}$ в пределах диапазона изменения экспериментальных значений (рисунок 21).

Детальная настройка пластового давления по скважинам на значения, полученные по результатам гидродинамических исследований, выполнялась на втором этапе адаптации.



Рисунок 21 - Сопоставление исходной и полученной в результате адаптации зависимостей эффективной пористости и абсолютной проницаемости пласта Ач5²⁻³

4.4.2 Второй этап

Второй этап адаптации представлял настройку параметров длительной эксплуатации скважин рассматриваемого участка. Параметрами контроля выступали значения забойных давлений. При этом в процессе настройки соблюдалось величина групповой добычи пластового газа по УКПГ. Значение добычи газа сепарации, а, следовательно, и пластового газа по скважинам, является расчетным, поэтому в процессе адаптации было допущено незначительное пе-
рераспределение добычи пластового газа по скважинам. Перераспределение производилось на основе фактических значений дебитов газа сепарации полученных на газоконденсатных исследованиях, проведенных на текущих эксплуатационных режимах. В целом интервал изменения добычи по скважинам при сопоставлении с данными МЭР, не превышает 15 %.

В качестве параметра настройки на данном этапе адаптации выступало значение скин-фактора, характеризующее изменение фильтрационных характеристик пласта в прискважинной области вследствие проведения мероприятий по интенсификации притока методом ГРП, загрязнения или очистки призабойной зоны в процессе эксплуатации. В некоторых случаях наблюдалось изменение характера работы скважины после проведения текущих гидродинамических исследований. Изменения также корректировались изменением значения скинфактора. Для учета изменения потерь на трение по стволу скважины был введен дополнительный параметр настройки WVFPDP, что позволило соблюсти фактические значения устьевого давления.

Имитация гидроразрыва пласта в Eclipse 300 моделировалось путем увеличения проводимости ячеек в направлении *X* на дату проведения ГРП, что приводило к увеличению коэффициента продуктивности скважины.

Одновременно с настройкой добычи пластового газа по скважинам, осуществлялась настройка соотношения работы пластов в соответствии с результатами промыслово-геофизических исследований по определению профиля притока. Полученное соотношение работы пластов Aч₅²⁻³ к Aч₃₋₄, составляющее 1:9, было принято на всем временном промежутке адаптации на большинстве скважин. Однако в некоторых случаях для ряда скважин соотношение составило 2:8. Соотношение работы пластов настраивалось с помощью скин-фактора, отвечающего за качество соединения скважины с пластом в заданном интервале.

Как упоминалось выше, на данном этапе производилась настройка пластового давления отдельно по скважинам, исследуемым методом ГДИ. Фактические величины пластового давления получены по результатам численного

моделирования в программном комплексе Kappa Saphir. Настройка производилась на основе реализации в модели текущих гидродинамических исследований. Данные о режимах эксплуатации скважин на исследованиях (дебит пластового газа, газа сепарации, значения забойного и устьевого давлений) предоставлены в отчетах сервисной компании, выполняющей исследовательские работы. При настройке воспроизводилась работа скважины на режиме предшествующем остановке, запуск ее на КВД, и последующий после остановки режим.

Мониторинг пластового давления осуществлялся по пласту A_{45}^{2-3} . В связи с неопределенностью значения текущего пластового давления в зоне дренирования скважины в отсутствие выхода на радиальный режим фильтрации в качестве настраиваемого параметра отслеживалась величина, полученная по результатам вычисления средневзвешенного давления по восьми ячейкам, окружающим скважину в модели и находящихся на удалении 300 м от скважины. Профиль замеряемого пластового давления неравномерен по разрезу пласта, вследствие неравнозначности проницаемости составляющих его пропластков. Взвешивание производилось по величине обратной значению *Kh*.

Результаты настройки пластового давления приведены на рисунке 22.

Используемые в расчете VFP-таблицы, имитирующие потери давления в трубах заданы с учетом специфики композиционного моделирования. Настройка потерь давления проведена в программном комплексе PIPESIM, при этом в качестве настраиваемых параметров использованы следующие: дебит пластовой смеси, отношение дебита пластового газа к дебиту попутной воды, молекулярный вес смеси, устьевое и забойное давления. Таким образом, исключено влияние условий сепарации (ключевое слово SEPCOND) на величину потерь давления по стволу скважины, которое может возникнуть при традиционном подходе к созданию VFP-таблиц.



Рисунок 22 – Результаты настройки пластового давления скважин эксплуатационного участка (планка погрешностей соответствует 5 %)

окончание рисунка 22



Результаты адаптации параметров работы шести скважин участка представлены на рисунке 23.

Как видно из рисунков в ходе адаптации было произведено незначительное перераспределение расчетных дебитов продукции по скважинам, о чем упоминалось выше. На рисунке 24 представлено сопоставление объемной и массовой добычи пластового газа в целом по эксплуатационному участку. Среднее отклонение расчетного значения от фактического по объемной добыче пластового газа в среднем составляет минус 1,6 %, по массовой добыче пластового газа – минус 1,9 %.

По результатам адаптации можно судить о хорошей степени сходимости расчетных и фактических параметров. Так, различие в накопленной добыче пластового газа составляет минус 1,62 % (рисунок 25), что позволяет принять модель к использованию для расчета технологических показателей разработки на перспективу.

Выводы:

- в ходе адаптации модели учтен весь комплекс исходной информации, включая данные МЭР, результаты ГДИ и ГКИ, а также паспорта качества газа и конденсата;
- результаты адаптации показали, что отклонение модельной накопленной добычи пластового газа от фактической составляет 88,68 млн. м³, что соответствует разнице равной 1,62 %;
- результаты адаптации подтверждают возможность использования указанной модели для расчета технологических показателей разработки.

4.5 Моделирование системы подготовки газа

Реализованная на месторождении система промысловой подготовки моделировалась с использованием возможностей композиционного симулятора заданием системы сепараторов, выветривателей и емкостей с указанием фактических термобарических параметров их эксплуатации (рисунок 26).





Рисунок 23 – Результаты адаптации скважин участка







окончание рисунка 23



Рисунок 24 – Сопоставление расчетной и фактической добычи пластового газа (а - объемной; б - массовой)



Рисунок 25 – Сопоставление накопленной расчетной и фактической добычи



Рисунок 26 - Принципиальная и модельная схемы подготовки продукции

Как уже было сказано в предыдущей главе, при адаптации гидродинамической модели в качестве фактических данных были использованы промысловые данные, предоставленные Недропользователем:

 ежемесячные эксплуатационные рапорта (МЭР) с указанием добычи пластового газа по каждой скважине и в целом по УКПГ;

 результатов гидродинамических и газоконденсатных исследований скважин;

 результатов замеров забойных и устьевых давлений на режимах эксплуатации скважин;

 паспортов качества газа и конденсата, которые содержат информацию о составе и свойствах продукции промысла.

По результатам настройки и адаптации созданная цифровая гидродинамическая модель участка ачимовских отложений Уренгойского месторождения была актуализирована на момент 01.01.2013. Отклонение модельной накопленной добычи пластового газа от фактической составило 1,62 %, что подтвердило возможность использования указанной модели для расчета технологических показателей разработки.

В таблице 8 представлено сопоставление результатов моделирования на композиционной гидродинамической модели с фактическими данными о составе и свойств, полученными из паспорта качества продукции промысла. Стоит отметить, что состав пластового газа был получен путем рекомбинирования проб нестабильного конденсата и газа сепарации. Результаты сопоставления этих параметров представлены на рисунках 27 - 29.

Таблица 8 – Потенциальное содержание конденсата в пластовом газе, конденсатогазовый фактор и плотность нестабильного конденсата

	Потенциальное содержа-			Конденсатогазовый фак-			Плотность нестабильного		
Среднее	ние C ₅₊ , г/м ³			тор, г/м ³			конденсата, кг/м ³		
за год	Факт	Расчет	Погреш.,	Факт	Расчет	Погреш.,	Факт	Расчет	Погреш.,
		(Bap.2)	%		(Bap.2)	%		(Bap.2)	%
2009	306,4	332,1	8,5	439,3	454,9	3,6	697,6	688,6	1,2
2010	306,8	323,4	5,4	438,3	442,4	0,9	695,7	687,6	1,2
2011	305,8	315,4	3,2	433,5	434,5	0,2	695,3	684,9	1,5
2012	303,2	315,1	4,2	431,3	433,3	0,5	696,6	685,6	1,6



Рисунок 27 – Изменение фактического и расчетного значения потенциального содержания конденсата



Рисунок 28 – Изменение фактического и расчетного значения КГФ



Рисунок 29 – Изменение фактического и расчетного значения плотности нестабильного конденсата

Таким образом, используя данные адаптации модели на гидродинамическом симуляторе, был получен состав углеводородной смеси поступающей на УКПГ и продукции технологической линии, а также его изменение с течением времени. Необходимо отметить, что модель пластовой системы, использованная при гидродинамическом моделировании, состоит из восьми псевдокомпонентов, поэтому для сопоставления проведено объединение компонентов фактического состава (рисунок 30).



Рисунок 30 – Сопоставление фактического и расчетного компонентного состава добываемой пластовой смеси

Анализируя полученные результаты можно сделать следующие выводы:

– состав продукции, а как следствие и компонентный состав рекомбинированного газа и содержание углеводородов C₅₊ в рекомбинированных системах пластового газа может изменяться в достаточно широком диапазоне. Такое изменение может быть обусловлено как погрешностями при отборе и определении состава товарного газа и нестабильного конденсата, так и фактическими колебаниями режимов работы скважины;

 логично отметить, что фактическое и расчетное потенциальное содержание конденсат в добываемом газе в период разработки с 2009 по 2012 гг. снижается, и как следствие, снижается величина выхода конденсата;

– реальная пластовая система состоит из большого набора различных углеводородов с широким интервалом изменения физико-химических свойств данных компонент. В результате количественного ограничения набора компонентов модельной пластовой системы в композиционном симуляторе расчет парожидкостного равновесия и определение фазового поведения модели пластовой смеси при различных термобарических условиях происходит более грубо, но с допустимым отклонением от реального поведения фактической смеси;

– отличие в компонентном составе расчетного и фактического газа сепарации обусловлено различием между реальной и модельной системой подготовки газа. Реализация процесса рециркуляции газовой фазы в композиционном моделировании без создания интегрированной модели с использованием специальных программных продуктов невозможна;

– допустимое отклонение расчетных величин потенциального содержания и конденсатогазового фактора показывает, что производится сопоставимый факту расчет добываемой смеси и разделение продукции на УКПГ. Кроме этого, представлена удовлетворительная сходимость компонентного состава и плотности фактического и расчетного объема добычи нестабильного конденсата.

5. Выводы и результаты диссертационной работы

Основными по площади распространения и запасам углеводородов в ачимовских отложениях Уренгойского ГКНМ являются залежи в пластах Ач₃, Ач₄ и Ач₅. Характерными особенностями ачимовских отложений месторождения являются аномально высокие термобарические условия существования данного горно-геологического объекта. Кроме этого, установлено, что пластовый флюид, насыщающий ачимовские залежи, характеризуется высоким содержанием конденсатообразующих компонентов (до 400 г/м³) и значительным изменением свойств и состава по глубине и объему в целом по месторождению.

Обозначенные выше, особенности ачимовских залежей являются одними из основных сложностей при создании адекватных PVT-моделей газоконденсатных систем. Существующие на сегодняшний день и широко используемые при моделировании уравнения состояния ограничены вычислительными возможностями для условий высоких температур и давлений. В связи с этим рекомендуется в процессе создания модели пластовой газоконденсатной системы информацию, которая была получена при исследовании газоконденсатной характеристики, проверить на качество с последующей ее корректировкой и адаптацией на фактические условия.

В работе представлена разработанная схема и выданы рекомендации по методике расчета парожидкостного равновесия и создания флюидальных термодинамических моделей углеводородных систем, применимых для давлений 60-62 МПа и температур 100-120 ⁰С.

На основе фактической информации, согласно разработанной схеме, была получена модель газоконденсатной системы, насыщающей ачимовские отложения Уренгойского ГКНМ.

Модель газоконденсатной системы легла в основу создания гидродинамической модели разработки лицензионного участка ачимовских залежей месторождения. Процесс создания гидродинамической модели также представлен в тексте. Оценка запасов углеводородов при инициализации гидродинамической модели показала, что с использованием полученной PVT-модели ресурсы

конденсата будут выше утвержденных более чем на 20 %. При адаптации модели разработки участка на историю эксплуатации было достигнуто практически полное соответствие расчетных и фактических параметров работы скважин, а также количество и качество добываемой продукции на промысле. Таким образом, модель газоконденсатной системы полностью характеризует фазовое поведение реального пластового флюида, и адаптированная гидродинамическая модель может быть использована при расчете технологических показателей разработки участка на перспективу.

Список использованных источников

1 Г.А.Зотов, З.С.Алиев. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин.- М.: Недра, 1980.-301 с.

2 Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. 2 ч. - М.: ООО «Газпром экспо», 2011г.

З Подсчет запасов нефти, газа и конденсата ачимовских отложений, залежей неокома (БУ₁₆, БУ₁₇, БУ₁₈), юры (пласты ЮГ₂, ЮГ₃, ЮГ₄) Уренгойской группы месторождений: Отчет о НИР / ОАО «СибНАЦ»; Руководитель Дещеня Н.П. – Тюмень, 2003.

4 Единая технологическая схема разработки залежей углеводородов ачимовской толщи Уренгойского региона: Отчет о НИР (закл.) / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; Руководитель Нестеренко А.Н. – Тюмень, 2010.

5 Баталин О.Ю., Брусиловский А.И., Вафина Н.Г. и др. Прогнозирование состава пластовой смеси и давления по глубине залегания залежи //Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. 1984. - №10. - с.9-11.

6 Баталин О.Ю., Критская С.Л., Вафина Н.Г. Фазовое равновесие многокомпонентных смесей в гравитационном поле//Тр. МИНХ им. Губкина. -1985. №.192.-С.96-101.

7 Abbott M.M. Cubic equations of state. - AIChE Journal. 1973. v.19. №3. 596-601pp.

8 Ahmed T. A practical equation of state // SPE Reservoir Engineering.1991.
v. 6. №1. (February). 137-146pp.

9 Anderko A. Equation-of-state methods for the modeling of phase equilibria.
- Fluid Phase Equilibria. 1990, v. 61, № 1-2, 145-225pp.

10 Harmens A., Knapp H. Three-parameter cubic equation of state for normal substances // Ind. Eng. Fundamen. 1980. v. 19. 291 -294pp.

11 Heyen G. A cubic equation of state with extended range of application // Chemical Engineering Thermodynamics. Ann Arbor Science. Ann Arbor, MI. 175-185pp.

12 Joffe G. Vapour-Liquid equilibria and densities with the Martin equation of state // Ind. Eng. Chem. Process. Des. Dev. 1981. v. 20. 168-172pp.

13 Peneloux A., Rauzy E., Freze R. A consistent volume correction for Redlich-Kwong-Soave volumes // Fluid Phase equilibria. 1982. v. 8. 7-23pp.

14 Peng D. Y., Robinson D.B. A New Two-Constant Equation of State //Ind. Eng. Chem. Fundamental., v.15, 1976, № 1, 59-64pp.

15 Prausnitz J.H., Chue P.Z. Computer calculations for high pressure vaporliquid equilibria. N.Y.: Prentice-Hall Inc., 1968. 239p.

16 Redlich O., Kwong J.N.S. On the thermodynamics of solutions. 5. An equation of state fugacities of gaseous solutions. Chem. Review. 1949, v. 44, №1, 233-244pp.

17 Schmidt C, Wenzel H. A modified Van der Waals equation of state //Chem. Eng. Sci. v.35. 1980. 1503-1512pp.

18 Бенедикт М., Вебб Г., Рубин Л. Эмпирическое уравнение для выражения термодинамических свойств легких углеводородов и их смесей // Фазовые равновесия легких углеводородов. - М., Гостоптехиздат. 1958. 4-10 стр.

19 Уэйлес С. Фазовые равновесия в химической технологии: В 2-х ч. Пер. с англ. - М.: Мир, 1989.

20 Firoozabadi A. Reservoir-fluid phase behavior and volumetric prediction with equations of state // Journal of Petroleum Technology. 1988. April. 397-406pp.

21 Joffe G, Schroeder G.M., Zudkevitch D. Vapor-Liquid equilibria with the Redlich-Kwong equation of state // AIChE J. 1970, v. 16, № 3. 496-498pp.

22 Katz D.L., Firoozabadi A. Predicting phase behavior of condensate/crudeoil systems using methane interaction coefficients // Journal of Petroleum Technology. 1978. July, 1649-1655pp.

23 West E.H., Erbar J.H. An evaluation of four methods of properties of light hydrocarbon systems // Petrolieri International. 1974. v. XXI. № 4. 60-71pp.

24 Pedersen K.S., Thomassen P., Fredenlund A. Thermodynamics of Petroleum Mixtures Containing Heavy Hydrocarbons Flash and PVT Calculations With the SRK Equation of State. Jnd.End. Chem. Process Des. Dew. -1984. -V.23. - №3. - p.566-573.

25 Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. М., Недра. 1984.- 264 с.

26 Гуревич Г.Р., Ширковский А.И. Аналитические методы исследования парожидкостного состояния природных углеводородных газов // ОИ, сер.: Добыча. - М., ВНИИОЭНГ. - 1975. - 135 с.

27 Гуревич Г.Р., Ширковский А.И. Методы исследования фазового поведения природных углеводородных смесей // Разработка нефтяных и газовых месторождений. Итоги науки и техники. - М., ВИНИТИ АН СССР. 1978. 5-62 стр.

28 Брусиловский А.И., Гуревич Г.Р. Коэффициенты парного взаимодействия для уравнения состояния Пенга-Робинсона // Изв.ВУЗов. Сер. Нефть и газ. 1982 .-№ 1.- с.53-56.

29 Брусиловский А.И., Гуревич Г.Р. Расчет парожидкостного равновесия пластовых смесей месторождений природных газов по уравнению состояния // Газовая промышленность. -1982. № 9. - с.47-49.

30 Брусиловский А.И., Гуревич Г.Р. Расчет двух трехфазного равновесия многокомпонентных систем с применением уравнений состояния // Изв.ВУЗов Сер. Нефть и газ.-1983,- № 5. с.51-55

31 Брусиловский А.И., Гуревич Г.Р. Исследование уравнений состояния природных газов // Тр. МИНХиГП им.Губкина. -1984.- №174. с.49-55.

32 Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. - М., Грааль, 2002. 575 с.

33 Непомнящий Л.Я., Леонтьев И.А. Уточнение алгоритма расчета парожидкостного равновесия по уравнению состояния Пенга-Робинсона / В кн. Вопросы проектирования и эксплуатации месторождений со сложным составом газа. -М., 1983. с.40-43

34 Брусиловский А.И. Моделирование термодинамических свойств нефтяных и газоконденсатных систем // Нефтяное хозяйство, 1997, №11, 43-47 стр..

35 Moses P.L Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems // JPT, July 1986, 715 - 723pp.

36 Schulte A.M. Compositional variations within a hydrocarbon column due to gravity // paper SPE 9235 presented at the 1980 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, 21-24 September.

37 Кронквист Ч. Оценка и разработка пластов с летучей нефтью // Нефть, газ и нефтехимия. 1979. - № 4. -с.21-32.

38 Брусиловский А.И., Назаров А.В., Петров Г.В., Федотова В.А. Свойства природных углеводородных систем в околокритическом состоянии // Обз.инф. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. -М.: ИРЦ Газпром. - 1998.- 56 с.

39 Дзюбенко А.И., Юшкин В.В. Моделирование фазового равновесия пластовых углеводородных систем критического состояния // Эксп. инф. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ВНИИЭгазпром. - 1980. - №9. - с.7-14.

40 Козлов Н.Ф. Термодинамическая характеристика флюидальных систем глубокозалегающих месторождений // Газовая промышленность. 1998.-№3.- с.31-34.

41 Whitson C.H., Brule M.R. Phase Behavior. SPE Monograph, Volume 20, Richardson, Texas, 2000, 233pp

42 McCain W.D., Jr. The properties of petroleum fluids. - изд.2, перераб. и доп. Pen Well Publ. Co., 1990.

43 Рид Р., Прауснитц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. -Л.: Химия. 1982.-592 с.

44 Степанова Г.С. Фазовые превращения в месторождениях нефти и газа. - М.: Недра. 1983. - 191 с.

45 Степанова Г.С. Фазовые превращения углеводородных смесей газоконденсатных месторождений. - М.: Недра. 1974. - 224 с.

46 Степанова Г.С, Выборнов Н.М., Выборнова Я.И. Расчет фазовых равновесий углеводородных смесей газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1969.

47 Островская Т.Д. Прогноз содержания и состава конденсата, коэффициента конденсатоотдачи для залежей на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1979- - №2. - с.33-37.

48 Островская Т. Д., Гриценко И.А. Исследования газоконденсатных смесей, содержащих N2, H2S, CO2 // Газовая промышленность. 1983. - № 8. - с.31-32.

49 Островская Т.Д., Юшкин В.В. Прогноз содержания конденсата в газоконденсатных залежах // Геология нефти и газа. 1979. - №4. - с.18-21.

50 Гриценко А.И., Островская Т.Д., Юшкин В.В. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа. - М.: Недра, 1983. - 563 с.

51 Островская Т.Д., Гриценко А.И., Радченко В.В. Особенности фазовых превращений пластовых углеводородных систем в условиях АВПД // Актуальные проблемы освоения, разработки и эксплуатации месторождений природного газа. М.: ВНИИГАЗ, 2003. 329-340 с.

52 Гуревич Г.Р., Леонтьев И.А., Брусиловский А.И. Оценка компонентоотдачи месторождений со сложным составом газа // Газовая промышленность. 1979. - № 4. - с.34-36.

53 Гуревич Г.Р., Ширковский А.И. Методы исследования фазового поведения природных углеводородных смесей / В кн.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. Том 10. Итоги науки и техники. М.: ВИНИТИ АН СССР, 1978. - с.5-62.

54 Исследование природных газоконденсатных систем: Методическое руководство / Долгушин Н.В., Корчажин Ю.М., Сагитова Д.З. М.: ВНИИгаз, 1994.-257 с.

55 Волков А.Н., Долгушин Н.В., Смирнов В.В. К вопросу экспериментального исследования околокритических углеводородных систем // Изучение углеводородных систем сложного состава. М.: ВНИИГАЗ, 2000. 162-170 стр.

56 Мискевич В.Е. Влияние пористой среды на фазовые превращения газоконденсатных систем // Проблемы нефти и газа Тюмени. 1980. вып. 47. 47-51 стр.

57 Soave G. Equilibrium constants from a modified Redlich-Kwong equation of state. Chem. Eng. Science, 27, 1972, 1197-1203pp.

58 Yarborough L. Application of a generalized equation of state to petroleum reservoir fluids, Chao K. C. and Robinson R. L. (eds.), Equations of state in engineering and research, Advances in Chemistry Series 182, Am. Chem. Soc. 1979. 385-440pp.

59 Graboski M. S., Daubert T. E. A modified Soave equation of state for phase equilibrium calculations. 1: Hydrocarbon systems, Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev., 17, 1978, 443-448pp. 2: Systems containing CO₂, H₂S, N₂ and CO. Ibid, 1978, 448-454pp. 3: Systems containing hydrogen. Ibid, 18, 1979, 300-306pp.

60 Soave G. S. Application of a cubic equation of state to vapour-liquid equilibria of systems containing polar compounds I. Chem. E. Symposium Series, No. 56, 1.2/1-1.2/16, 1979.

61 Robinson D.B., Peng D.Y., Ng H.J. Application of the Peng-Robinson equation of state. Storvick T. S. and Sandler S. L (eds.), Phase Equilibria and Fluid Properties is the Chemical Industry, ACS Symposium Series 60, 1977.

62 Непомнящий Л.Я. Разбивка группы C₅₊ на фракции при использовании уравнения состояния для расчета фазового поведения пластовых смесей / В кн. Вопросы проектирования и эксплуатации месторождений со сложным составом газа. М., 1983. - с. 40-43.

63 Гуревич Г.Р. Аналитические методы определения коэффициента сжимаемости газоконденсатных смесей // Изв. ВУЗов. Сер. Нефть и газ. 1977. -№2. - с.69-72.

64 Асланов Ш.С., Петрушевский Е.И. Экспериментальное исследование дифференциальной конденсации газоконденсатной системы при наличии и отсутствии пористой среды // Изв. ВУЗов. Сер. Нефть и газ. -1974.-№ 10.- с.108-112.

65 Гуревич Г.Р., Критская С.Л. Оценка коэффициента извлечения конденсата при разработке газоконденсатных месторождений на истощение //Геология нефти и газа. 1979. - № 5. - с.50-55.

66 Гуревич Г.Р., Леонтьев И.А., Непомнящий Л.Я. Влияние неуглеводородных компонентов на величину давления начала конденсации // Газовая промышленность. № 9. - 1982. - с.23-24.

67 Леонтьев И.А., Непомнящий Л.Я. Влияние различных, компонентов на давление начала конденсации пластовых смесей / В кн. Теория и практика разработки газовых и газоконденсатных месторождений с низкопроницаемыми коллекторами. М., 1987.- с. 109-113.

68 Справочное руководство пользователя PVTi (Schlumberger), 2003.

69 Новопашин В.Ф., Филиппова Ю.А., Ваганов Д.С. Сравнение методик термодинамического исследования пластовых флюидов//Четвертая Сибирская международная конференция молодых ученых по наукам о Земле. - Новосибирск, 2008.

70 Брусиловский А.И., Нугаева А.Н. Метод моделирования РVТ-свойств пластовых УВ-смесей при планировании разработки нефтяных месторождений. Изд.-во; ГАЗОИЛ ПРЕСС, Газовая промышленность 07/2005, - М. 41-43 стр.

71 Фатеев Д.Г., Козубовский А.Г. Информативность промысловых газоконденсатных исследований на этапе поисково-разведочных работ. Изд.-во; ГАЗОИЛ ПРЕСС, Газовая промышленность 05/2012, - М., 12-15 стр.

72 Фатеев Д.Г., Козубовский А.Г., Ефимов А.Д. Оценка представительности проб газа сепарации и насыщенного конденсата. Изд.-во: ГАЗОИЛ ПРЕСС, Газовая промышленность 10/2010, - М., 38-39 стр.

73 Уолш М., Лейк Л. Первичные методы разработки месторождений углеводородов. Изд.-во: Институт компьютерных исследований, НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", 2008, 672 с.

74 Фатеев Д.Г., Козубовский А.Г., Ефимов А.Д., Промзелев И.О. Оценка влияния способов описания свойств жидких углеводородов на точность флюидальной системы. Известия высших учебных заведений, «Нефть и газ», ТГНГУ, 3/2009, 47-52 стр.

75 Whitson C.H. Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions. SPE Journal, U. of Trondheim, August 1983, 683-694pp.

76 Tarek Ahmed. Equations of state and PVT analysis. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 2007, 59-66pp

77 Hamoodi A. N., Abed A. F., Firoozabadi A. Compositional Modeling of Two-Phase Hydrocarbon Reservoirs. Paper SPE 36244 presented at 7th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 13-16 October 1996, Abu Dhabi, United Arab Emirates.

78 Pedersen K. S., Christensen P. L. Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. CRC Press Taylor&Francis Group, 2007.

79 Фатеев Д.Г., Козубовский А.Г., Ефимов А.Д. Способ корректировки молекулярной массы С_{5+в} при создании моделей газоконденсатных систем. Известия высших учебных заведений, «Нефть и газ», ТГНГУ, 5/2012, 64-69 стр.

80 Протокол Роснедра № 18/626-пр. от 22.10.2010 (экспертное заключ. ЭЗ № 77-10)

81 Уточненная постоянно-действующая геологическая модель залежей углеводородов ачимовской толщи Уренгойского региона с учетом материалов сейсморазведки 3Д: Отчет о НИР / ООО «ТюменНИИгипрогаз», ОАО «Сиб-НАЦ»; Руководитель Нестеренко А.Н. – Тюмень, 2009.

82 Электронное справочное руководство ECLIPSE, Schlumberger 2007.2