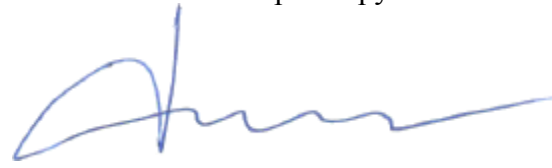


На правах рукописи



ФАТЕЕВ ДМИТРИЙ ГЕОРГИЕВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПЛАСТОВОЙ
ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СИСТЕМЫ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ УРЕНГОЙСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень – 2020

Работа выполнена в Обществе с ограниченной ответственностью «Газпром проектирование» (Тюменский филиал).

Научный руководитель – **Нестеренко Александр Николаевич**, кандидат технических наук.

Официальные оппоненты:

Брусиловский Александр Иосифович, доктор технических наук, профессор, Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть НТЦ», руководитель направления по анализу свойств пластовых флюидов;

Фукс Александр Борисович, доктор геолого-минералогических наук, Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», главный научный сотрудник.

Ведущая организация: Публичное акционерное общество «Тюменский проектный и научно-исследовательский институт нефтяной и газовой промышленности им. В.И. Муравленко» (г. Тюмень).

Защита состоится «16» декабря 2020 года в 13 часов 30 минут на заседании диссертационного совета Д 511.001.01, созданного на базе Общества с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ» по адресу: 142717, Московская обл., Ленинский район, пос. Развилка, Проектируемый проезд № 5537, владение 15, строение 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [http:// www.vniigaz.gazprom.ru](http://www.vniigaz.gazprom.ru).

Автореферат разослан « » ноября 2020 года

Ученый секретарь
диссертационного совета,
д.г.-м.н.



Соловьев Николай Николаевич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

Залежи углеводородного сырья в ачимовской толще Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) по своим масштабам и качеству представляют важнейший резерв топливно-энергетического комплекса России. Пласты Ач₃₋₄ и Ач₅ являются основными объектами, которые в ближайшей перспективе станут весомым источником нефтегазодобычи на севере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Суммарные запасы сухого газа в пределах ачимовских отложений составляют 2,96 трлн.м³, конденсата - 0,9 млрд.т.

Важной особенностью изучаемого объекта является то, что условия его природного существования находятся в области аномально высоких пластовых давлений (коэффициент аномальности составляет 1,5-1,7) и температур порядка 100-120 °С. Существующие методы расчета фазовых равновесий (на основе различных модификаций уравнений состояния) позволяют получать надежные результаты в диапазоне давлений от 0,1 до 35 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 физико-химических 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

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., Whitson C.H., Walas S.M. и др., так и отечественными авторами: Брусиловский А.И., Гуревич Г.Р. и Ширковский А.И.

В работах ряда авторов, таких как Whitson C.H., McCain W.D., Reid R.C. 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 наиболее известных углеводородных и неуглеводородных компонентов любой смеси.

В научных трудах Гриценко А.И., Гуревича Г.Р., Долгушина Н.В., Корчажкина Ю.М., Островской Т.Д., Мискевича В.Е., Степановой Г.С., Лапшина В.И. и др., 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

Повышение эффективности освоения ачимовских залежей на основе разработанной термодинамической флюидальной модели.

Задачи исследования

1. Оценка значимости основных проблем при моделировании природных углеводородных флюидов, насыщающих ачимовские залежи.
2. Разработка и обоснование алгоритма создания адекватной модели газоконденсатной системы.
3. На основе результатов промысловых, физико-химических и PVT исследований создание модели газоконденсатной системы для проектирования разработки ачимовских залежей.
4. Практическая апробация полученных результатов с применением методов трехмерного гидродинамического моделирования ачимовских залежей Уренгойского НГКМ.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются многокомпонентные углеводородные пластовые системы, насыщающие продуктивные отложения ачимовской толщи Уренгойского НГКМ.

Научная новизна

1. Разработан метод корректировки состава пластового газа на основе принципов парожидкостного равновесия фаз при реальных термобарических условиях и имеющихся

фактических составах газа сепарации и нестабильного конденсата с учетом теоретических значений констант равновесия.

2. Разработана усовершенствованная методика адаптации модели газоконденсатной системы за счет корректировки молекулярной массы углеводородов группы C_{5+} .

3. Разработан алгоритм создания модели газоконденсатной системы, включающий проверку на кондиционность и процедуру адаптации исходной информации.

Теоретическая значимость работы

1. Определен оптимальный перечень необходимой информации для создания математической модели газоконденсатной системы в зависимости от требуемой точности моделирования. Составлен рекомендуемый набор критериев проверки на адекватность выполненных моделей.

2. Раскрыты проблемы и сложности математического моделирования фазовых переходов газоконденсатных систем в условиях аномально высокого пластового давления и неопределенности исходной информации.

3. Изложены основные положения по созданию и адаптации композиционной гидродинамической модели разработки залежей газоконденсатных месторождений с использованием модели газоконденсатной системы.

Практическая значимость работы

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 % относительно, ранее принятых, экспертных значений.

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. Метод корректировочного расчета состава пластового газа.
2. Метод адаптации модели газоконденсатной системы с учетом корректировочного расчета величины молекулярной массы углеводородов группы C_{5+} .
3. Методика выбора последовательности адаптационно корректирующих и вычислительных процедур, позволяющих получать адекватные флюидальные модели газоконденсатных систем с использованием имеющихся исходных данных.
4. Программный модуль для адаптации и корректировки исходных данных.

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 исследований 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 также полученных ранее по рассматриваемой тематике;
- установлено, что результаты вычислительных экспериментов по моделированию разработки продуктивных пластов, полученные на сертифицированном программном обеспечении, 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.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Тема диссертации соответствует заявленной специальности, а именно пункту 4 «Технологии и технические средства добычи и подготовки скважинной продукции, диагностика оборудования и промысловых сооружений, обеспечивающих добычу, сбор и промысловую подготовку нефти и газа к транспорту, на базе разработки научных основ ресурсосбережения и комплексного использования пластовой энергии и компонентов осваиваемых минеральных ресурсов».

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, 2011 г.), научно-техническом совете ООО «Газпром добыча Уренгой» (Новый Уренгой, 2012 г.), семинаре кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ТюмГНГУ (Тюмень, 2013 г.), Комиссии газовой промышленности по разработке месторождений и использованию недр ПАО «Газпром» (Москва, 2015 г.).

Публикации

Результаты выполненных исследований отражены в 13 печатных работах, в том числе в семи изданиях, рекомендованных ВАК РФ.

Структура диссертации

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованной литературы, включающего 87 наименований. Содержит 136 страниц текста, в том числе 36 рисунков, 7 таблиц.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, сформулирована цель и определены основные задачи исследований, охарактеризована научная новизна и практическая значимость диссертационной работы, представлены основные защищаемые положения.

В первой главе представлены результаты исследования характерных особенностей геологических и термобарических условий существования ачимовских залежей Уренгойского НГКМ.

Основные запасы углеводородного сырья сосредоточены в залежах литологически экранированных пластов Ач₃, Ач₄ и Ач₅.

Ачимовский коллектор характеризуется низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Главным образом, проницаемость изменяется в интервале от 0,01 до 10 мД, при этом открытая пористость от 15 % до 20 %, по керну и данным испытания (дебиты газа >300 тыс.м³/сут, дебиты конденсата >100 м³/сут) присутствует и трещинный тип коллекторов и смешанный порово-трещинный.

Для определения состава и свойств пластовых флюидов, насыщающих ачимовские отложения, в главе приведено обобщение результатов большого числа промысловых и лабораторных исследований пластовых флюидов. Произведена оценка параметров фазового состояния и поведения пластовых систем в процессе термодинамических исследований.

Установлено, что пластовый газ недонасыщен, давление начала конденсации ниже пластового на 10 - 25 %. При этом значение коэффициента извлечения конденсата не ниже 0,5.

Выявлены характерные свойства и состав исходных газоконденсатных систем, пластовой нефти и растворенного газа. Определены особенности изменения состава и физико-химических свойств пластового газа по глубине залегания и объему ачимовских отложений Уренгойского НГКМ. На рисунке 1 представлено полученное изменение потенциального содержания C_{5+} ($П_{C_{5+}}$) в пластовом газе ачимовских отложений по глубине. Из графика видно, что изменение содержания компонентов C_{5+} в составе пластового газа по глубине ачимовских залежей существенно.

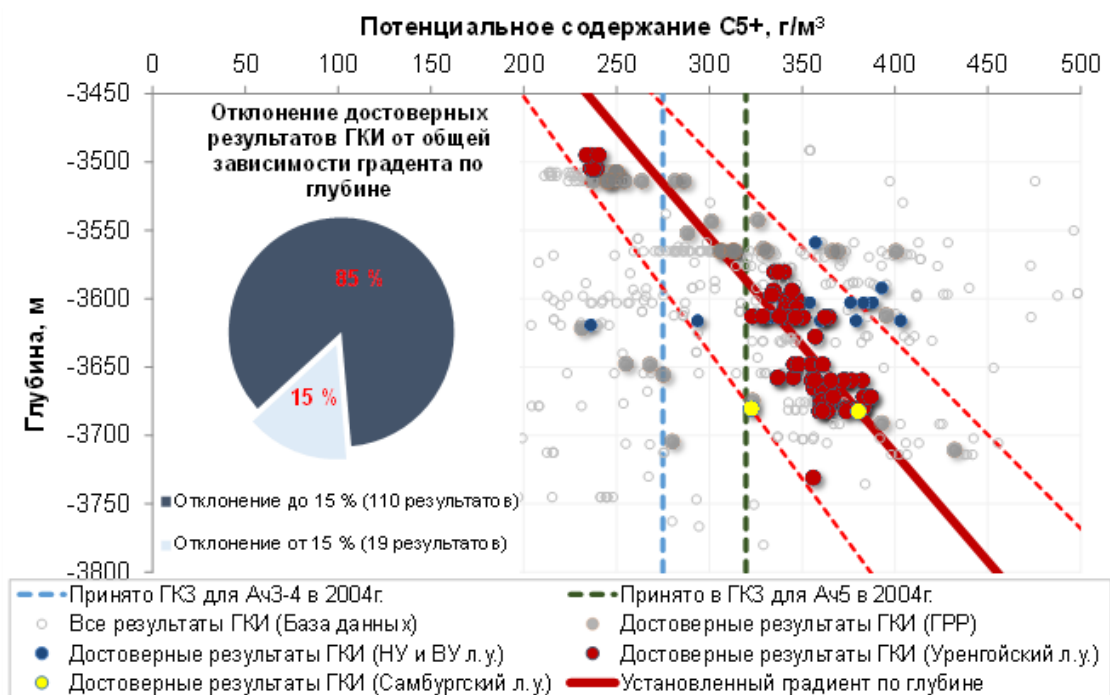


Рисунок 1 – График зависимости $П_{C_{5+}}$ от глубины

Во второй главе представлен анализ существующих математических методов определения фазового состояния многокомпонентной системы, основанных на существующих уравнениях состояния.

Для описания фазового поведения и изменения состава и свойств природных углеводородных систем, на сегодняшний день, предложено большое число уравнений состояния, которые можно разделить на два основных вида: кубические и многокоэффициентные уравнения.

Основой для определения многокоэффициентных уравнений состояния послужило уравнение состояния в вириальной форме

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

где P – давление, Па; V – молярный объем, м³/моль; T – температура, К; R – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль·К); B, C, D, \dots – второй, третий, четвертый и т.д. вириальные коэффициенты.

В качестве основы для распространенных кубических уравнений состояния выступает уравнение Ван-Дер-Ваальса

$$\left(p + \frac{a}{v^2}\right) \times (v - b) = RT, \quad (2)$$

где коэффициенты a и b характеризуют силы взаимного притяжения молекул и собственный объем молекул.

В работе представлена эволюция уравнений состояния Ван-дер-Ваальсового вида, сыгравших значительную роль в повышении точности описания фазового равновесия и теплофизических свойств реальных систем природных углеводородов и нашедших широкое применение в инженерной практике. Выявлены критерии применимости данных уравнений. В результате определено, что рассматриваемые уравнения эффективны при выполнении расчета фазовых равновесий при давлениях до 35,0 МПа.

На сегодняшний день, в основе специализированных программных продуктов, используемых при создании термодинамических моделей любых газоконденсатных систем и для расчета фазового поведения таких систем, лежат кубические двух- или трехпараметрические уравнения состояния Ван-дер-Ваальсового вида (уравнения Пенга-Робинсона, Редлиха-Квонга и т.д.).

Настройка или адаптация моделей газоконденсатных систем на результаты промысловых и лабораторных исследований выполняется в этих программных продуктах методом нелинейной регрессии критических параметров фракций, коэффициентов бинарного взаимодействия между метаном и фракциями и т.д. Примеры практического использования такого метода и разработанные подходы последовательной настройки представлены в работах многих авторов, в том числе отечественных (А.И. Брусиловский и Т.С. Ющенко).

Однако, опыт создания моделей газоконденсатных систем ачимовских залежей Уренгойского НГКМ в существующих программных продуктах с использованием стандартных методов настройки, позволил выявить следующие основные проблемы:

- начальное пластовое давление для ачимовских залежей – порядка 60 МПа, что, как было указано выше, превышает предельное значение давления, при котором используемые в программных продуктах уравнения состояния с достаточной уверенностью воспроизводят расчет фазового состояния газоконденсатных систем;

- в случае большого объема исходной информации, включающей промысловые и лабораторные данные, и низкой степени ее достоверности, существует вероятность получения

многочисленных вариаций решения, в том числе, получение существенного количества моделей газоконденсатной системы, не обладающих возможностью с достаточной точностью охарактеризовать фазовые изменения реальной газоконденсатной системы на существующем интервале изменения термобарических условий.

На рисунке 2 для наглядности представлены результаты неудовлетворительной настройки модели газоконденсатной системы, насыщающей ачимовские отложения Уренгойского НГКМ, которые были получены с применением «стандартных» методов адаптации с использованием нелинейной регрессии критических параметров фракций, коэффициентов бинарного взаимодействия между метаном и фракциями.

Таким образом, несмотря на возрастающее число теоретических методов описания фазового поведения, далеко не в каждом случае обеспечивается достаточное соответствие реально происходящим промышленным процессам, что усложняет корректную оценку эффективности технологических схем разработки и обустройства месторождений, систем сбора и подготовки продукции. Очевидно, что необходимы новые подходы к решению проблемы, сочетающие оптимальный объем лабораторных и промысловых исследований и расчетные планы, основанные на закономерностях состава и свойств газоконденсатных систем, выявленных в процессе анализа постоянно накапливаемых экспериментальных данных.

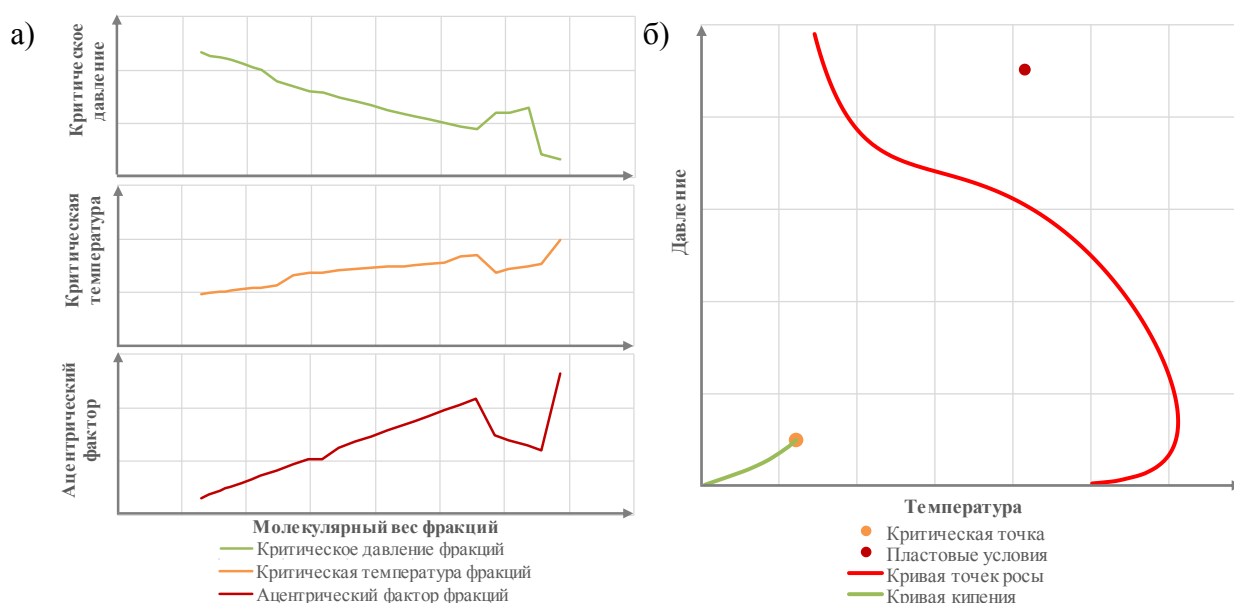


Рисунок 2 – Пример неудовлетворительной настройки параметров фракций модели газоконденсатной системы при выполнении нелинейной регрессии (а - отсутствие линейности в изменении критических свойств фракций в результате разбиения их на группы; б - ошибка при построении фазовой диаграммы газоконденсатной системы по результатам «перекручивания» бинарных коэффициентов взаимодействия между метаном и фракциями)

В третьей главе приводятся результаты разработки и апробации процедуры проверки, корректировки и адаптации исходной информации при создании адекватной модели газоконденсатных систем ачимовских залежей.

Необходимым условием представительности проб, отобранных при промысловых газоконденсатных исследованиях, согласно действующей инструкции, является условие проведения газоконденсатных исследований и отбор проб с допустимой депрессией на пласт. При этом скорость восходящего потока исследуемой смеси на входе в насосно-компрессорные трубы должна обеспечивать полный вынос всей смеси на поверхность. Принято считать, что это обеспечивает получение достоверных данных о составе и свойствах углеводородной смеси.

Для проверки на представительность полученных результатов и оценки согласованности отобранных из сепаратора проб необходимо проверять по условию термодинамического равновесия газовой и жидкой фаз. Проверка на качество заключается в графическом сопоставлении фактических и теоретических констант равновесия в координатах

$$\text{Log}(K_i \cdot P) - f(F_i), \quad (3)$$

где K_i - константа равновесия i -того компонента; P - давление сепарации, МПа; F_i - характеристический фактор Хоффмана для i -того компонента.

Рекомендуется производить отбраковку проб при отклонении фактических констант равновесия от теоретических больше чем на 5 %.

Основным обстоятельством несоответствия фактических констант равновесия теоретическим, помимо негерметичности контейнеров и различного рода неточностей и ошибок при лабораторном анализе составов фаз для месторождений Крайнего Севера, является факт несоблюдения равенства давления и температуры в сепараторе и в пробоотборных контейнерах.

Установлено, что характеристики группы углеводородов C_{5+} наиболее точно оцениваются при разбиении ее на узко температурные фракции с фиксацией свойств каждой из них. 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. Кроме этого, любое явное отличие зависимости выхода фракций от их молекулярного веса от вида нормального распределения говорит о неточностях в проведении разгонки по истинным температурам кипения (ИТК) фракций.

Несомненно, что также требует проверки величина конденсатогазового фактора (КГФ), определенная в ходе промысловых исследований. Необходимо проведение корректировки

данной величины на результаты лабораторного определения истинных свойств газа сепарации и нестабильного конденсата.

На стадии проверки качества исходной информации о фазовом поведении газоконденсатной системы требуется проводить анализ результатов термодинамических исследований.

Автором разработана методика корректировки лабораторных данных, на основе принципов парожидкостного равновесия фаз при конкретных термобарических условиях 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 C_{5+} в пластовом газе может достигать 2-4 мольн.%. Как следствие, изменяется соответственно и величина потенциального содержания углеводородов группы C_{5+} .

Корректировка исходных параметров, полученных при разгонке по ИТК, производится с помощью специальных функций распределения, описывающих теоретико-вероятностную модель статистических закономерностей изменения случайной величины. Для достижения более достоверных результатов в работе рекомендуется два метода корректировки ИТК и описания фракций C_{5+} : гамма-распределение с постоянным шагом молекулярной массы, гамма-распределение с переменным шагом молекулярной массы.

В работе представлен детальный анализ полученных с помощью различных корреляций критических параметров фракций и произведено сравнение с данными о критических свойствах фракций C_{5+} , полученных Катцем и Фирузабади. В результате был определен и рекомендован набор наиболее эффективных корреляций по расчету свойств фракций газоконденсатной системы (таблица 1).

Таблица 1 – Корреляции для расчета свойств фракций конденсата

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

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

$$\begin{cases} P_{c.y.} - \frac{RT_{c.y.}}{V-b} + \frac{a}{V(V+b)+b(V-b)} = 0 \\ a = f(T_c, P_c, \omega) \\ b = f(T_c, P_c) \\ \omega = f(T_c, P_c) \end{cases} \quad (4)$$

Кроме этого, для уравнений состояния Ван-дер-Ваальсового типа необходимо выполнение неравенства вида

$$V - b > 0, \text{ где с учетом } b = \beta \frac{RT_c}{P_c}, \text{ имеем } \frac{T_c}{P_c} > \frac{\beta \rho R}{M}. \quad (5)$$

Автором подготовлен расчетный модуль по корректировке и адаптации к любому кубическому уравнению состояния критических свойств, полученных по корреляции, включая, кроме критического давления фракции и ацентрического фактора, также значение критической температуры фракции.

Установлено, что значения плотности и молекулярной массы углеводородов группы C_{5+} оказывают непосредственное влияние на точность определения критических свойств фракций, которая, в свою очередь, отражается на расчете фазового поведения смеси в целом. В связи с этим в работе представлена расчетная методика корректировки свойств углеводородов группы C_{5+} , являющаяся универсальной для любого рода многокомпонентных систем.

После того как будет проведена отбраковка, корректировка и адаптация исходных данных, полученную модель пластовой газоконденсатной системы можно считать адекватной и характеризующей фазовое поведение реальной пластовой системы при различных термобарических условиях. Таким образом, в ходе выполненной работы и проведенного анализа была получена схема для создания адекватной модели пластовой газоконденсатной системы и ее общий вид рекомендован для применения при проектировании разработки залежей, гидродинамических расчетов и т.п. (рисунок 3).

Согласно разработанной схеме (рисунок 3), разработанный метод моделирования пластовой газоконденсатной системы Уренгойского НГКМ заключается в следующем:

1. При геологоразведочных работах методом непрерывного отбора промышленных количеств газа проводят промысловые исследования, в процессе которых осуществляют замер термобарических параметров работы скважины, дебитов добываемой продукции скважин (газоконденсатной смеси), газа сепарации, нестабильного конденсата и стабильного конденсата, производят отбор проб продукции скважины. В ходе проведения лабораторных исследований определяют компонентный состав и физико-химические свойства пластового газа и газа сепарации, нестабильного и стабильного конденсата; плотность стабильного конденсата; рассчитывают молекулярную массу стабильного конденсата и потенциального содержания

компонентов группы C_{5+} в пластовом газе; определяют результаты разгонки стабильного конденсата по истинным температурам кипения.

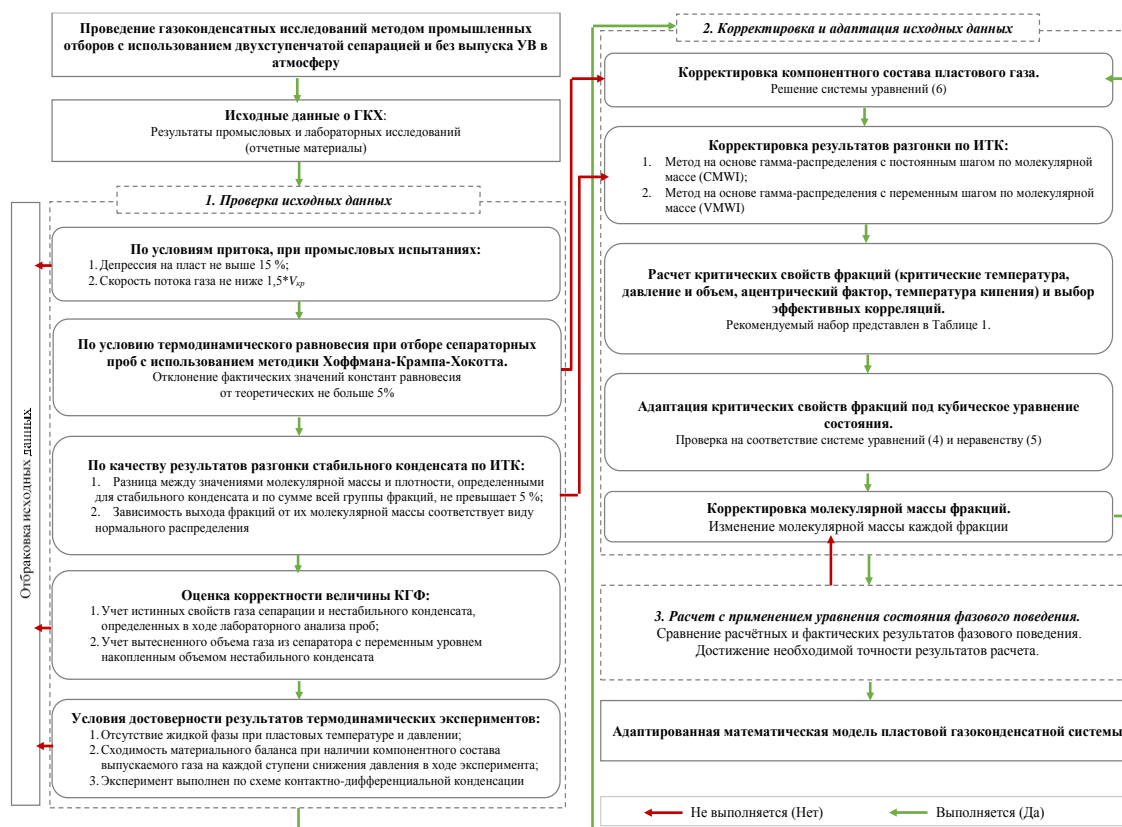


Рисунок 3 – Рекомендуемая схема подготовки модели пластовой газоконденсатной системы

2. Проводят проверку и отбраковку полученных результатов промысловых и лабораторных исследований.

2.1 Из всего массива выполненных газоконденсатных исследований на скважине отбирают результаты, выполненные при режиме работы скважины с депрессией на пласт, не превышающей 15 % от уровня пластового давления. При этом фактическая скорость восходящего потока исследуемой смеси на входе в насосно-компрессорные трубы должна составлять не менее $1,5 \cdot V_{кр}$, где $V_{кр}$ – критическая скорость потока.

2.2 Представительность полученных результатов определения компонентного состава газа сепарации и нестабильного конденсата, а также оценку согласованности отобранных из сепаратора проб проверяют по методике Хоффмана-Крампа-Хоккота. Отбраковку результатов отбора и определения состава проб газа сепарации и нестабильного конденсата производят при условии, что отклонение фактических констант равновесия от теоретических больше чем на 5 %.

2.3 Далее проводится проверка характеристик группы углеводородов C_{5+} , определенных экспериментально по методу разгонки конденсата по истинным температурам кипения (ИТК). Общее значение молекулярного веса и плотности всей группы фракций должно

соответствовать значению молекулярной массы и плотности стабильного конденсата. Если же разница больше 5 %, то разгонка выполнена несоответствующим образом, и результаты не используются. Кроме этого, проверяется на соответствие фактической зависимости выхода фракций от их молекулярной массы виду нормального распределения.

2.4 Производят оценку корректности величины конденсатогазового фактора, проверкой на соответствие результатам лабораторного определения истинных свойств газа сепарации и нестабильного конденсата. Уточняют результаты лабораторных исследований величины КГФ с учетом поправки, характеризующей вытесненный объем газа из сепаратора накопленным объемом нестабильного конденсата, в случае применения при промышленных испытаниях сепаратора с переменным уровнем.

2.5 На стадии проверки качества исходной информации о газоконденсатной характеристике пластового газа проводят анализ результатов термодинамических исследований, выполненных на установках фазового равновесия с использованием физической пробы пластового газа.

3. Проводят корректировку и адаптацию исходных данных при создании модели.

3.1 При проверке по условию соблюдения парожидкостного равновесия в момент отбора сепараторных проб методом Хоффмана-Крампа-Хоккота результатов лабораторного анализа проб продукции может выясниться, что имеется систематическая ошибка в определении концентраций некоторых компонентов в составе газа сепарации и нестабильного конденсата. В данном случае, для того, чтобы получить откорректированные составы газа сепарации и нестабильного конденсата исходя из теоретических констант равновесия, используются результаты решения системы линейных уравнений:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^N y_i = 1 \\ \sum_{i=1}^N \frac{y_i}{K_i} = 1 \end{cases}, \quad (6)$$

где y_i – мольная доля i -го компонента в газе сепарации, K_i – константа равновесия i -го компонента, N – количество компонент в смеси (1 – метан, 2 – этан, 3 – пропан, 4 – изо-бутан, 5 – н-бутан, 6 – компоненты группы C_{5+}).

Данная система уравнений для каждого случая решается итерационным методом, при этом исходное содержание компонент в газе сепарации, определенное при лабораторном анализе состава и свойств сепараторных проб, используется в качестве начального приближенного значения. Для того чтобы снизить количество итераций и избавиться от многочисленных решений системы (6), не имеющих физического смысла, следует использовать

интервалы допустимых значений содержания каждого компонента в составе газа сепарации: $85,19 < y_1 < 94,08$; $4,53 < y_2 < 8,91$; $0,91 < y_3 < 3,76$; $0,07 < y_4 < 0,79$; $0,02 < y_5 < 0,86$; $0,00 < y_6 < 0,72$.

3.2 Корректировку результатов лабораторной разгонки стабильного конденсата по ИТК производят с помощью одного из двух методов корректировки ИТК и описания фракций C_{5+} : гамма-распределение с CMWI (с постоянным шагом молекулярной массы) или гамма-распределение с VMWI (с переменным шагом молекулярной массы).

3.3 При создании на основе кубического уравнения состояния математической модели газоконденсатной системы критические свойства фракций рассчитывают согласно перечню корреляций, представленному в таблице 1.

3.4 При использовании кубических уравнений состояния Ван-дер-ваальсового типа в расчетах фазового поведения, значения критических свойств каждой фракции проверяют на соответствие системе уравнений (4) и условию неравенств (5). В результате решения которых происходит адаптация критических свойств фракций.

3.5 На следующем шаге осуществляют адаптацию математической модели газоконденсатной системы за счет корректировки молекулярной массы углеводородов группы C_{5+} . В качестве изменяемого параметра выступает молекулярный вес каждой из фракции. Наблюдаемыми параметрами: давление начала конденсации при пластовой температуре, кривая выпадения конденсата при контактной (дифференциальной) конденсации. На основе кубического уравнения состояния производят расчет фазового поведения и определяют значение наблюдаемого параметра при исходных значениях молекулярного веса фракций. В случае если расчетное значение наблюдаемого параметра отлично от его значения, определенного в ходе ГКИ, то производят увеличение или уменьшение молекулярного веса каждой фракции на одинаковый процент от исходного значения молекулярного веса фракции. Далее воспроизводят перерасчет плотности и критических свойств каждой фракции. Затем, на основе кубического уравнения состояния, выполняют расчет значения наблюдаемого параметра и сопоставление его со значением, определенным по факту. Процедура повторяется необходимое количество раз до момента достижения допустимого отклонения расчетного значения наблюдаемого параметра от определенного по факту в ходе лабораторного эксперимента.

На рисунке 4 и в таблице 2 представлены результаты расчетов, в ходе которых, используя данную схему (рисунок 3), была получена модель газоконденсатной системы, насыщающей ачимовские залежи Уренгойского НГКМ. Согласно схеме подготовки модели флюида, была произведена проверка на качество исходной информации, полученной в ходе газоконденсатных исследований. Далее была осуществлена корректировка данных, а именно –

сглаживание фактических результатов разгонки по ИТК. Следующим шагом был расчет по установленному набору корреляций (таблица 1) свойств фракций, полученных в ходе сглаживания. Как показали промежуточные расчеты и сопоставление с фактом (рисунок 4, таблица 2) на данном первом шаге не была достигнута необходимая точность. В связи с этим, согласно схеме, произведена адаптация критических свойств фракций к кубическому трехпараметрическому уравнению состояния Пенга-Робинсона, на основе которого производился расчет парожидкостного равновесия и фазового поведения углеводородной системы. Согласно результатам расчета, на данном втором шаге отклонение от лабораторных данных, по сравнению с предыдущим этапом, снизилось, но все еще было не приемлемым (рисунок 4, таблица 2). Однако, когда на следующем третьем шаге была произведена корректировка молекулярного веса и плотности группы C_{5+} , то были получены удовлетворительные результаты при расчете фазового поведения данной пластовой газоконденсатной системы (рисунок 4, таблица 2). Отклонение расчетного по созданной и адаптированной математической модели значения давления начала конденсации от фактического значения, определенного экспериментально, не превышает 2,5 %.

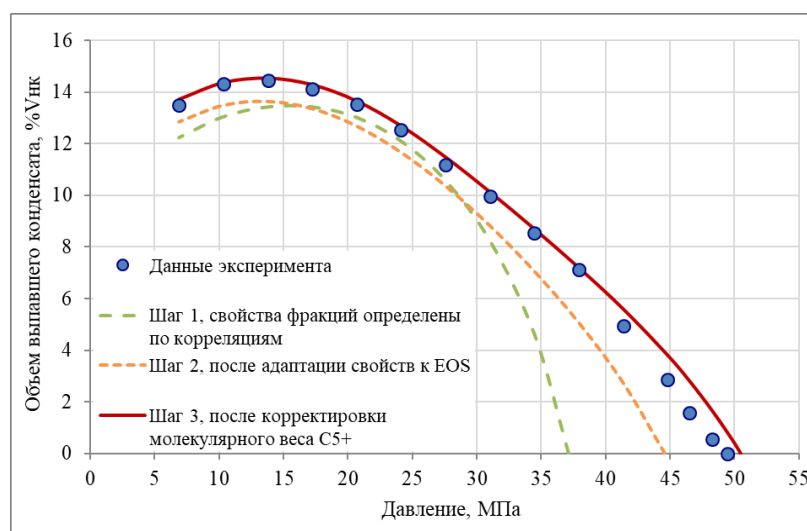


Рисунок 4 – Сопоставление лабораторных и расчетных данных эксперимента контактной конденсации

Таблица 2 – Результаты расчета давления начала конденсации пластовой газоконденсатной системы

Порядок действий, согласно блок-схеме (рисунок 3)	Давление нач. конденсации, МПа	Отклонение расчета по модели от факта, %
Значение, определенное в ходе ГКИ по результатам лабораторного эксперимента (факт)	49,47	-
Шаг 1. Корректировка результатов разгонки по ИТК Расчет критических свойств фракций по набору корреляций	37,11	24,98
Шаг 2. Адаптация критических свойств фракций под кубическое уравнение состояния Пенга-Робинсона	44,63	9,78
Шаг 3. Корректировка молекулярного веса фракций	50,53	2,14

В итоге, в процессе исследований было выполнено нижеследующее:

- 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);
- установлен эффективный набор корреляций для определения критических свойств фракций, последовательность реализации по адаптации этих свойств к кубическому уравнению состояния;
- доказано влияние изменения молекулярного веса и плотности конденсата на поведение газоконденсатной системы;
- разработана процедура последовательной корректировки исходных данных, при разработке флюидальных моделей газоконденсатных систем;
- разработана принципиальная адаптационная схема настройки модели газоконденсатной системы (рисунок 3).

В четвертой главе на примере одного из лицензионных участков ачимовских отложений Уренгойского НГКМ представлено краткое описание создания цифровой композиционной модели и последующая ее адаптация на фактические данные. Целью расчета на композиционной модели истории разработки участка, являлся анализ соответствия фазового поведения PVT-модели пластового газа и реального добываемого флюида.

Региональная цифровая геологическая модель ачимовской толщи Уренгойского НГКМ с учетом материалов сейсморазведки 3Д была создана в рамках выполнения работ по созданию Единой технологической схемы разработки залежей углеводородов и прошла апробацию в Роснедра.

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, а также данных PVT-экспериментов. На рисунке 5 представлена фазовая диаграмма разработанной модели газоконденсатной смеси, которая отражает фазовое состояние системы при различных термобарических условиях. Полученный вид диаграммы в рабочих давлениях и температурах схож с фазовыми диаграммами, замеренными экспериментально для аналогичных газоконденсатных смесей с подобными свойствами (рисунок 5, б).

С целью снижения времени 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. При этом группировка состава

производилась с использованием алгоритма lumping, реализованного в программе Eclipse, для последующего использования результатов расчета при детальных вычислениях материального баланса систем промышленной подготовки продукции.

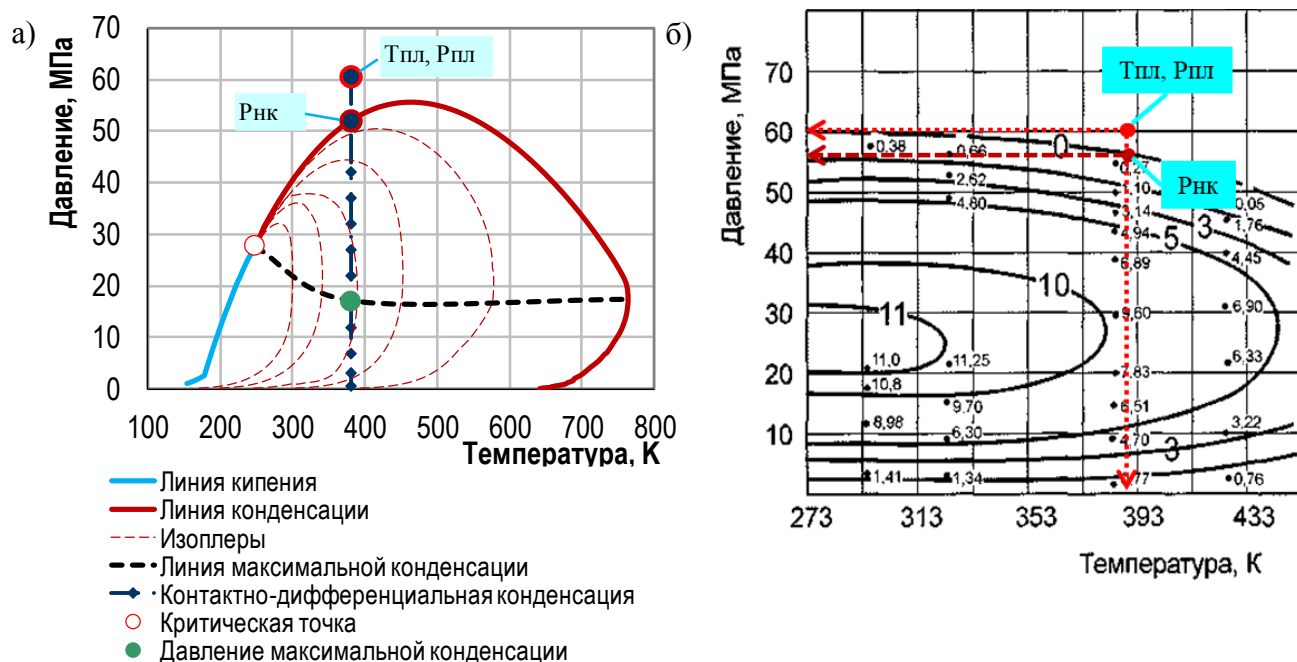


Рисунок 5 – Фазовая диаграмма газоконденсатной смеси (а - разработанной PVT-модели газоконденсатной смеси ачимовских отложений Уренгойского НГКМ (плотность $C_{5+} = 0,794 \text{ г/м}^3$); б - газожидкостной системы, составленной из газа сепарации и C_{5+} , отобранных на Караганчакском НГКМ (плотность $C_{5+} = 0,795 \text{ г/м}^3$))

Полученная модель пластового газа была использована при создании цифровой композиционной гидродинамической модели ачимовских залежей Уренгойского НГКМ.

В таблице 3 представлено сопоставление запасов углеводородов, определенных на гидродинамической модели, соответственно с использованием модели пластового газа, построенной на основе утвержденных экспертно параметров и по стандартной методике создания PVT-моделей (Вариант 1), и модели, полученной в данной работе (Вариант 2). Как видно из таблицы 3, при относительно схожих запасах газа, в случае с рассматриваемой PVT-моделью запасы и извлекаемые ресурсы конденсата выше утвержденных более чем на 20 %.

Таблица 3 – Сопоставление запасов газа и конденсата, в зависимости от модели газоконденсатной системы

Пласт	Запасы сухого газа, млн. м ³		$P_{C_{5+}}$, г/м ³		Запасы стабильного конденсата, тыс. т		Запасы извлекаемого конденсата, тыс. т	
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 1	Вариант 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
Ач _{5²⁻³}	103996	108490	317,5	361,1	34953	41341	18525	22324
<i>Итого</i>	<i>375296</i>	<i>377398</i>	-	-	<i>116646</i>	<i>141807</i>	<i>59372</i>	<i>76576</i>
Откл., %	0,6		-		21,6		29,0	

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

Реализованная на месторождении система промышленной подготовки моделировалась с использованием возможностей композиционного симулятора заданием системы сепараторов, выветривателей и емкостей с указанием фактических термобарических параметров их эксплуатации (рисунок 6).

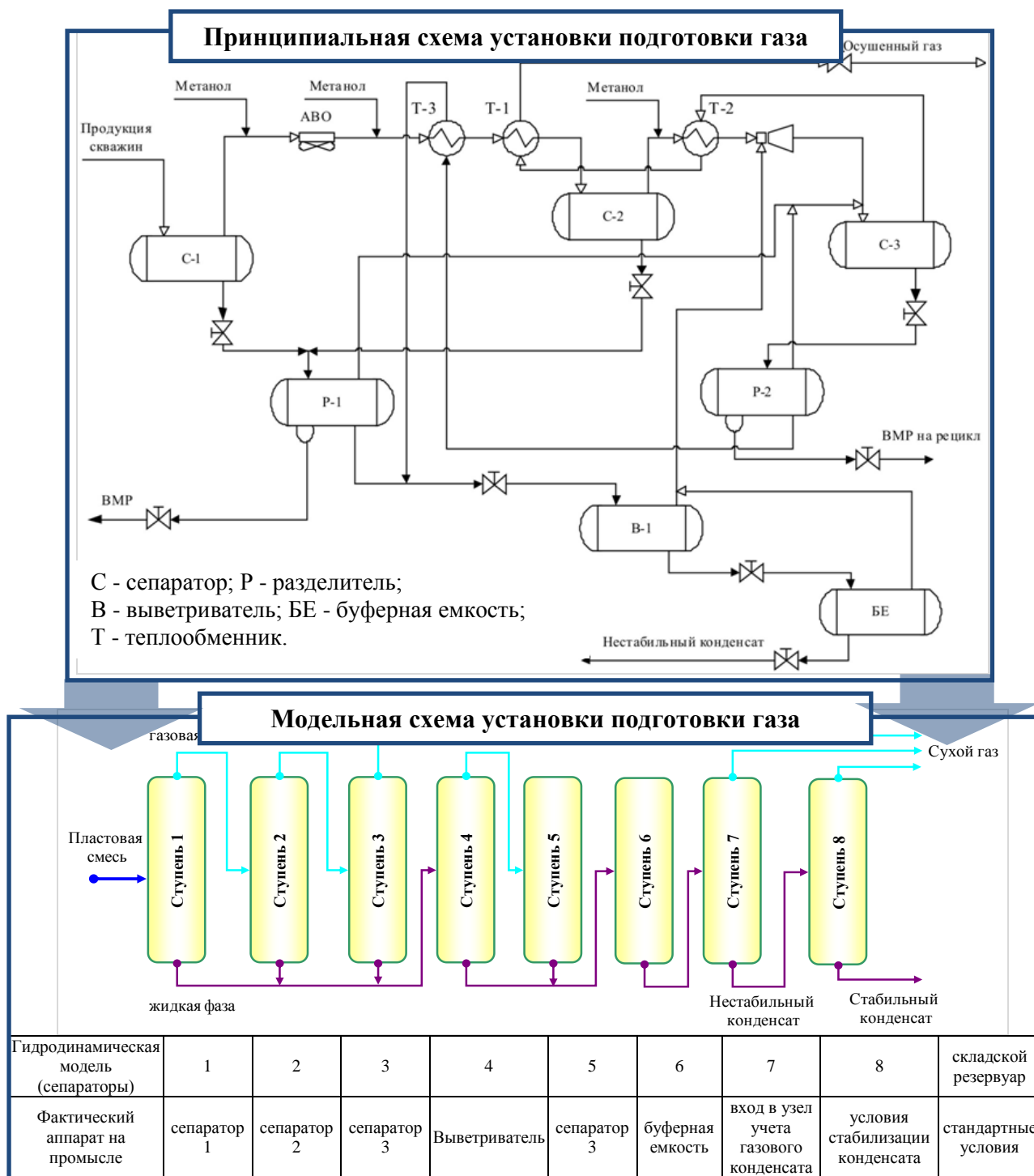


Рисунок 6 – Принципиальная и модельная схемы подготовки продукции

На стадии адаптации цифровой гидродинамической модели, был получен состав углеводородной смеси, поступающей на УКПГ, и продукции технологической линии, а также их изменение с течением времени. Используя фактические данные о составе продукции УКПГ, была произведена рекомбинация смеси, поступающей на промысел.

В таблице 4 представлено сопоставление рассчитанных по данным моделирования и фактического состава пластового газа среднегодовых значений потенциального содержания углеводородов C_{5+} , конденсатогазового фактора (КГФ) и плотности нестабильного конденсата. Результаты сопоставления параметров за месяц представлены на рисунке 7.

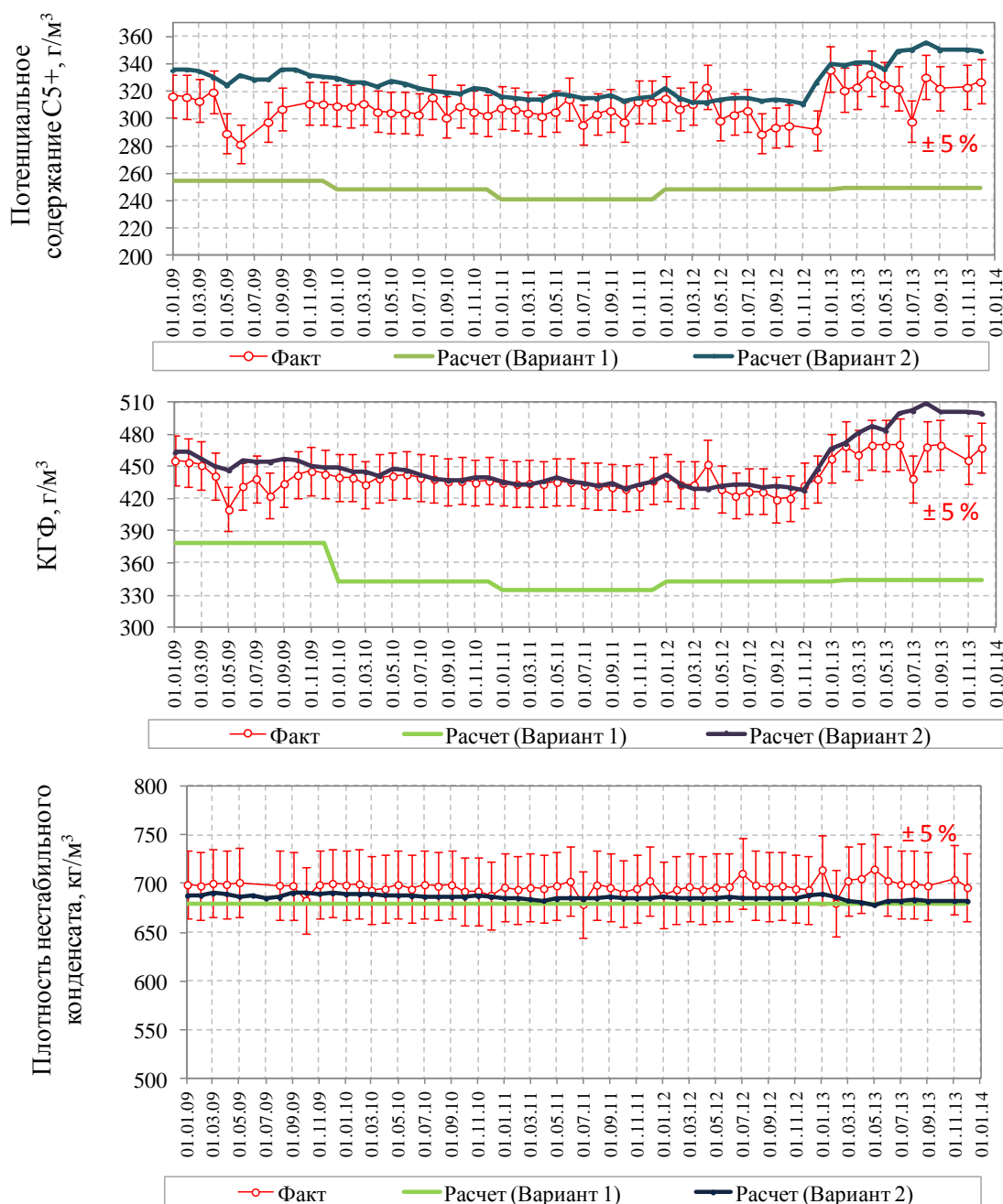


Рисунок 7 – Изменение фактических и расчетных параметров

За первый год разработки залежей среднее годовое отклонение при сопоставлении потенциального содержания конденсата составило 8,5 %, конденсатогазового фактора – 3,6 %, плотности нестабильного конденсата – 1,2 %. За второй год средняя величина отклонения потенциального содержания достигает 5,4 %, КГФ – 0,9 %, плотности – 1,2 %. За третий год значение потенциального содержания C_{5+} в добываемом газе отклоняется на 3,2 %, КГФ – 0,2 % и плотность – 1,5 %. В четвертом году отклонение величины потенциального содержания C_{5+} в добываемом газе составило – 3,9 %; КГФ – 0,5 % и плотности – 1,6 %. За пятый год средняя величина отклонения потенциального содержания достигает 6,7 %, КГФ – 5,9 %, плотности – 2,7 %.

Таблица 4 – Потенциальное содержание C_{5+} в пластовом газе, КГФ и плотность нестабильного конденсата

Среднее за год	Потенциальное содержание C_{5+} , г/м ³			Конденсатогазовый фактор, г/м ³			Плотность нестабильного конденсата, кг/м ³		
	Факт	Расчет (Вар.2)	Погреш., %	Факт	Расчет (Вар.2)	Погреш., %	Факт	Расчет (Вар.2)	Погреш., %
1 год	306,4	332,1	8,5	439,3	454,9	3,6	697,6	688,6	1,2
2 год	306,8	323,4	5,4	438,3	442,4	0,9	695,7	687,6	1,2
3 год	305,8	315,4	3,2	433,5	434,5	0,2	695,3	684,9	1,5
4 год	303,2	315,1	3,9	431,3	433,3	0,5	696,6	685,6	1,6
5 год	323,8	345,6	6,7	463,7	491,2	5,9	701,6	682,8	2,7

На основе анализа результатов, полученных при гидродинамическом моделировании, были сделаны следующие выводы:

- реальная пластовая система состоит из большого набора различных углеводородов с широким интервалом изменения физико-химических свойств данных компонент. Из-за ограниченности по количеству компонентов в модели пластовой системы, используемых 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 гидродинамических симуляторах без создания интегрированной модели с использованием специальных программных продуктов невозможна;
- допустимое отклонение по величине потенциального содержания и конденсатогазового фактора при моделировании указывает на то, что производится сопоставимый факту расчет добываемой смеси. Кроме этого, показана удовлетворительная сходимость по компонентному составу и плотности фактического и расчетного нестабильного конденсата;
- модель пластового газа, согласно Варианту 2, полностью характеризует исходный пластовый флюид и его фазовое поведение при различных термобарических условиях.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Установлено, что проблемы создания адекватных флюидальных моделей газоконденсатных систем ачимовских отложений с использованием существующих методов моделирования обусловлены:

- аномально высокими термобарическими условиями существования данного горно-геологического объекта (давление 60 МПа, температура 110 °С);
- ограниченными вычислительными возможностями для условий высоких давлений и температур существующих уравнений состояния;
- влиянием ряда факторов на качество и достоверность информации о ГКХ при выполнении промысловых испытаний и лабораторных экспериментов в рамках газоконденсатных исследований;
- изменением состава и свойств пластового газа по глубине залежи и достаточно высоким содержанием конденсатообразующих компонентов в газе (от 250 до 450 г/м³).

2. На основе существующих методик и алгоритмов создания математических моделей пластовой газоконденсатной смеси разработана принципиальная адаптационная схема настройки этих моделей, включающая методики по проверке, корректировке и адаптации на факт исходной информации. В результате разработан расчетный модуль по созданию модели пластовой газоконденсатной смеси.

3. Создана модель газоконденсатной смеси, характеризующая в широком интервале изменения термобарических условий фазовое поведение реального пластового газа, насыщающего ачимовские отложения.

4. Созданная модель была апробирована и использована при проектировании разработки ачимовских залежей участка 1А Уренгойского НГКМ с использованием трехмерного гидродинамического моделирования.

5. На основании разработанной модели пластового газа была произведена переоценка запасов конденсата ачимовских залежей участка 1А. Увеличение запасов конденсата по сравнению с утвержденными значениями составило более 20 %. На базе модели и результатов выполненного анализа состава и свойств пластового газа выданы рекомендации по пересчету геологических и извлекаемых запасов конденсата ачимовских залежей Уренгойского НГКМ:

- фактическое содержание конденсата в пластовом газе ачимовских отложений выше утвержденных ранее значений;
- рекомендуемыми условиями для полного выноса всей газоконденсатной смеси без дополнительных потерь конденсата в пласте при испытании скважин, вскрывающих

ачимовские отложения Уренгойского НГКМ, являются требования к соблюдению депрессии на пласт не выше 15-20 %, при скорости потока смеси не ниже 2-3 м/с;

- при определении значений потенциального содержания компонентов C_{5+} в пластовом газе ачимовских отложений необходимо учитывать зависимость PC_{5+} от глубины залегания залежей.

6. Результаты работы рекомендуется использовать при последующем планировании и учете добычи углеводородного сырья из ачимовских отложений Уренгойского НГКМ, а также при прогнозировании развития мощностей по подготовке и переработке газа и конденсата.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах

В изданиях, рекомендованных ВАК РФ:

1. Фатеев Д.Г. Оценка влияния способов описания свойств жидких углеводородов на точность флюидальной системы / Д.Г. Фатеев, А.Г. Козубовский, А.Д. Ефимов, И.О. Промзелев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2009. - № 3. - С. 47-52.

2. Фатеев Д.Г. Оценка представительности проб газа сепарации и насыщенного конденсата / Д.Г. Фатеев, А.Г. Козубовский, А.Д. Ефимов // Газовая промышленность. - 2010. - № 10. - С. 8-39.

3. Фатеев Д.Г. Информативность промысловых газоконденсатных исследований на этапе поисково-разведочных работ / Д.Г. Фатеев, А.Г. Козубовский // Газовая промышленность. - 2012. - № 5. - С. 12-15.

4. Фатеев Д.Г. Способ корректировки молекулярной массы $C_{5+в}$ при создании моделей газоконденсатных систем / Д.Г. Фатеев, А.Г. Козубовский, А.Д. Ефимов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2012. - № 5. - С. 64-69.

5. Токарев Д.К. Адаптационная схема создания адекватных моделей газоконденсатных систем (на примере ачимовских отложений Уренгойского НГКМ) / Д.К. Токарев, Д.Г. Фатеев, А.Г. Козубовский, А.Д. Ефимов // ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. - 2012. - № 12. - С. 46-53.

6. Нестеренко А.Н. Алгоритм подготовки PVT свойств газоконденсатной смеси при композиционном моделировании разработки ачимовских отложений. / А.Н. Нестеренко, И.Ю. Юшков, Д.Г. Фатеев // Экспозиция Нефть Газ. - 2013. - № 7. - С. 77-81.

7. Фатеев Д.Г. Особенности эксплуатации газоконденсатных скважин с пологим окончанием в условиях АВПД и низких ФЕС (на примере ачимовских отложений Уренгойского НГКМ). / В.П. Тюрин, Д.Г. Фатеев, А.А. Ефимов, Н.А. Завьялов // Экспозиция Нефть Газ. - 2016. - № 7. - С.40-45.

В других изданиях:

8. Фатеев Д.Г. Оценка точности различных методов описания свойств фракций углеводородов группы $C_{5+в}$ / Д.Г. Фатеев, А.Г. Козубовский, И.О. Промзелев // Тезисы доклада XV научно-практической конф. молодых ученых и специалистов, Проблемы развития газовой промышленности Западной Сибири, - 2008. - С. 101.

9. Фатеев Д.Г. Оптимизация исходных данных при разработке флюидальных моделей газоконденсатных систем / Д.Г. Фатеев, А.Г. Козубовский, А.Д. Ефимов // Тезисы доклада конф. Нефть и газ Западной Сибири. - 2009.

10. Фатеев Д.Г. Оценка соответствия композиционной гидродинамической модели на основе анализа технологических параметров системы подготовки газа // Тезисы доклада XVI научно-практической конф. молодых ученых и специалистов, Проблемы развития газовой промышленности Западной Сибири. - 2010. - С. 142.

11. Фатеев Д.Г. Анализ процедуры отбора сепараторных проб пластового флюида на примере газоконденсатных систем ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / Д.Г. Фатеев, А.Г. Козубовский // Тезисы доклада XVI научно-практической конф. молодых ученых и специалистов, Проблемы развития газовой промышленности Западной Сибири. - 2010. - С. 143.

12. Фатеев Д.Г. Информативность промысловых газодинамических и газоконденсатных исследований на этапе поисково-разведочных работ на примере ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / Д.Г. Фатеев, А.Г. Козубовский // Сборник научных трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз». - 2011. - С. 224.

13. Юшков И.Ю. Моделирование процессов многофазной фильтрации сложных многокомпонентных систем в процессе длительной эксплуатации на примере ачимовских отложений Уренгойского месторождения / И.Ю. Юшков, Д.Г. Фатеев, М.В. Вершинина // Тезисы доклада XVII научно-практической конф. молодых ученых и специалистов, Проблемы развития газовой промышленности Сибири. - 2012. - С. 76.

Подписано к печати « » октября 2020 г.

Заказ №

Тираж 100 экз.

1 уч. – изд.л, ф-т 60x84/16

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

По адресу: 142717, Московская область,

Ленинский район, пос. Развилка,

Проектируемый проезд № 5537, владение 15, строение 1