

На правах рукописи

КИСЕЛЕВ ДАНИЛА АЛЕКСЕЕВИЧ

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ФАЗОВОГО ПОВЕДЕНИЯ
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СМЕСЕЙ В УСЛОВИЯХ
НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ**

**Специальность: 01.04.14 – Теплофизика
и теоретическая теплотехника**

**АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук**

Тюмень 2019

Работа выполнена в Физико-техническом институте Тюменского
государственного университета

Научный руководитель: **Шевелёв Александр Павлович,**
кандидат физико-математических наук, доцент,
Тюменский государственный университет

Официальные оппоненты: **Ковалева Лиана Ароновна,**
доктор технических наук, заведующая
кафедрой прикладной физики Башкирского
государственного университета

Кузнецов Сергей Викторович,
кандидат физико-математических наук,
руководитель направления отдела научно-
методического сопровождения разработки
Научно-технического центра ООО
«Газпромнефть НТЦ»

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования «Тюменский индустриальный
университет»

Защита состоится «5» декабря 2019 г. в 15.30 на заседании
диссертационного совета Д 212.274.10 при ФГАОУ ВО «Тюменский
государственный университет» по адресу: 625003, г. Тюмень,
ул. Перекопская, 15а, ауд. 410.

Тел.: 8-912-921-25-72

E-mail: danilakis@rambler.ru

С диссертацией можно ознакомиться в Информационно-библиотечном
центре ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет» или на сайте
<https://diss.utmn.ru/sovet/diss-sovet-212-274-10/zashchita/>

Автореферат разослан « » октября 2019 г.

*Учёный секретарь
диссертационного совета Д 212.274.10
д. ф.-м. н.*



С. Ю. Удовиченко

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

Актуальность темы исследования продиктована тем, что в настоящее время в разработку вводится большое количество газоконденсатных месторождений. Пластовые газоконденсатные системы представляют собой смесь большого числа углеводородов и неуглеводородных компонентов. На начальной стадии разработки большинство газоконденсатных месторождений находятся в газовой фазе. По мере отбора газа пластовое давление в залежи снижается, что ведет к выпадению жидкой фазы – конденсата. Согласно законам гидродинамики, подвижность флюида в пористой среде обратно пропорциональна вязкости флюида. Так как вязкость газа в среднем на два порядка ниже вязкости жидкости, то выпавший в пласте конденсат считается неподвижным и относится к технологическим потерям конденсата. Доля потеряннного конденсата может достигать 70%. Таким образом, исследование фазового поведения газоконденсатных смесей является актуальной проблемой.

Методы моделирования фазовых превращений природных углеводородных смесей основаны на комплексном использовании результатов лабораторных исследований, промысловых данных и математического описания термодинамических процессов.

Исходными данными для создания модели пластового флюида являются результаты комплексных лабораторных исследований физико-химических свойств пластового газа и конденсата. Главной особенностью таких исследований является тот факт, что проводить их необходимо на начальной стадии разработки месторождения, т.е. при начальных термобарических условиях.

Только 70% разрабатываемых на сегодняшний день газоконденсатных месторождений характеризуются достаточной степенью изученности. На остальных месторождениях отсутствуют результаты лабораторных исследований, необходимые для создания адекватной PVT-модели по существующим методикам. В связи с чем, возникает актуальная проблема: проблема моделирования фазового состояния газоконденсатных систем при ограниченном наборе исходных данных. Поэтому необходима модернизация модели расчёта и адаптации PVT-модели, что и осуществляется в данной работе.

Степень разработанности темы исследования

В целом проблеме моделирования фазового поведения пластовых углеводородных смесей посвящено большое количество научных работ отечественных и зарубежных авторов: Брусиловский А. И., Гиматудинов Ш. К.,

Гриценко А. И., Намиот А. Ю., Островская Т. Д., Степанова Г. С., Ширковский А. И., Ahmed T., Prausnitz J. H., Redlich O., Robinson D. B., Soave G. S., Sherwood T. и многих других.

Основой всех современных методов моделирования фазового поведения пластовых флюидов является использование фундаментальных положений термодинамики многокомпонентных смесей и различных модификаций уравнений состояния реальных жидкостей и газов.

Несмотря на значительное количество теоритических и экспериментальных исследований, на сегодняшний день отсутствует универсальный алгоритм для создания и адаптации PVT-моделей пластовых флюидов. Подходы авторов отличаются видами используемых уравнений состояния, методами численного решений уравнений, способами определения критических параметров псевдокомпонентов.

Создание и адаптация PVT-моделей пластовых флюидов требует большого объема исходных данных. В инженерной практике существует необходимость создания адекватных PVT-моделей при ограниченном наборе исходных данных.

Цель работы

Разработка и адаптация PVT-модели, основанной на использовании промысловых данных при отсутствии результатов лабораторных экспериментов.

Задачи исследования

1. Оценка возможности применения существующих алгоритмов создания и адаптации PVT-моделей газоконденсатных систем и выявление их недостатков.
2. Определение чувствительности критических параметров псевдокомпонента C₅₊ на основные термодинамические свойства газоконденсатных смесей.
3. Выявление параметров из промысловых данных газоконденсатных месторождений, необходимых для настройки PVT-модели.
4. Разработка методики адаптации PVT-модели с использованием промысловых данных.
5. Верификация полученных результатов на примере Зайкинского-Зоринского нефтегазоконденсатного месторождения.

Методы решения задач

Решение поставленных задач основывается на использовании основных положений термодинамики, численных методов решения систем нелинейных алгебраических уравнений и анализе промысловой информации при разработке газоконденсатных месторождений.

Для моделирования парожидкостного равновесия природных газоконденсатных систем использована программа собственной разработки. В основу программы заложены уравнение состояния Пенга-Робинсона, уравнения фазовых концентраций, условия фазового равновесия численные методы решения систем алгебраических уравнений.

Объектом исследования являются пластовые многокомпонентные углеводородные пластовые системы.

Предметом исследования являются фазовые превращения, происходящие в этих системах в широком диапазоне изменения давлений и температур.

Научная новизна

1. Предложена и поэтапно адаптирована PVT-модель, отличающаяся от существующих тем, что идёт настройка не на лабораторные данные при их отсутствии, а на промысловые.
2. На основе адаптированной модели для газоконденсатного месторождения проведен прогнозный расчет дальнейшей динамики содержания конденсата в пластовом газе с целью определения конечного коэффициента извлечения конденсата, показывающий, что существующие методики дают неверный его расчёт из-за отсутствия или неполноты проведения лабораторных экспериментов.
3. Установлена качественная и количественная зависимость термодинамических свойств пластовых газоконденсатных смесей (давление начала конденсации, давление максимальной конденсации, динамика потенциального содержания C5+ в пластовом газе) от критических параметров псевдокомпонента C5+. Анализ чувствительности критических параметров C5+ для конкретной газоконденсатной системы позволяет ускорить настройку PVT-модели.

Практическая значимость работы

1. Произведена адаптация на промысловые данные PVT-модели газоконденсатного пласта Зайкинско-Зоринского месторождения.
2. На основании настроенной PVT-модели произведен прогнозный расчет изменения содержания конденсата в паровой фазе пластовой смеси при снижении пластового давления.
3. Результаты расчетов внедрены в организации ООО «ТюменьНИИпроект» в «Технологическую схему разработки Зайкинско-Зоринского и Восточно-Зайкинского нефтегазоконденсатных месторождений Оренбургской области» при обосновании коэффициента извлечения конденсата.

Достоверность работы подтверждается сходимостью рассчитанных параметров по предлагаемой адаптированной PVT-модели при использовании зависимости конденсатогазового фактора от пластового давления с реальными данными по пласту Д₄ Зайкинско-Зоринского месторождения. Модификация модели базируется на классическом алгоритме расчёта фазового равновесия многокомпонентных систем. Дополнительным подтверждением достоверности результатов работы служит использование неоднократно проверенных на практике уравнений состояния и корреляционных зависимостей.

Методология и методы исследований

Методологической основой диссертационного исследования являются научные работы отечественных и зарубежных авторов в области PVT-моделирования, математическое моделирование физических процессов, анализ, обобщение и систематизация промысловых данных при разработке газоконденсатных месторождений.

Положения, выносимые на защиту:

1. Способ адаптации PVT-модели, основанный на использовании промысловых данных при отсутствии результатов лабораторных экспериментов, и адаптированный модернизированный алгоритм расчёта фазового равновесия многокомпонентной углеводородной системы с помощью настройки PVT-модели на промысловые данные (зависимость конденсатогазового фактора от пластового давления).
2. Разработка и поэтапная адаптация модели пластового флюида на промысловые данные, а не на данные лабораторных экспериментов, используемых в существующих методиках.
3. Результаты расчётов потенциального содержания группы тяжёлых углеводородов по модели на примере пласта Д₄ Зайкинско-Зоринского месторождения, прогнозного расчёта процесса разработки и исследования влияния критических параметров группы тяжёлых углеводородов на их потенциальное содержание в пластовом флюиде.

Апробация работы

Результаты диссертационной работы и ее основные положения докладывались и обсуждались на: конференции «Актуальные проблемы строительства, экологии и энергосбережения в условиях Западной Сибири», результатом чего является опубликование статьи «Влияние критических

параметров псевдокомпонентов на расчёт фазового равновесия газоконденсатных систем», в соавторстве с Шевелёвым А. П., Третьяковым П. Ю., Тигеевым М. Ю., научно-технических советах ООО «ТюменьНИИпроект» (г. Тюмень, 2015-2018), ПАО «ОренбургНефть» (Оренбург, 2017 г.), Центральной Комиссии по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья и иной проектной документации Федерального агентства по недропользованию (Москва, 2017 г.), результатом чего являлось внедрение предлагаемой методики в организации ООО «ТюменьНИИпроект» для уточнения «Технологической схемы разработки Зайкинского-Зоринского и Восточно-Зайкинского нефтегазоконденсатных месторождений Оренбургской области».

Публикации

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в семи печатных работах, в том числе четыре работы в изданиях, рекомендованных ВАК РФ, и одна в издании, входящем в международные базы данных.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обозначена актуальность темы исследования, сформулирована цель работы и поставлены основные задачи исследования, приведены основные положения исследования, охарактеризована научная новизна и практическая значимость диссертационной работы.

В первой главе представлены теоретические основы и анализ существующих методов моделирования фазового равновесия пластовых углеводородных смесей, говорится о невозможности их применения при отсутствии или неполноте данных лабораторных экспериментов по определению критических параметров псевдокомпонента.

В основе существующих методов создания и адаптации PVT-моделей лежит метод расчета фазового равновесия с использованием уравнения состояния. Уравнения состояния связывают макроскопические параметры термодинамической системы.

Стоит заметить, что к настоящему времени известно более 150 различных уравнений состояния, описывающих поведение реальных газов и систем. Наиболее широкое распространение на практике нашли кубические уравнения состояния, позволяющие простыми методами получить решение за непродолжительное время при использовании небольшого числа входных параметров.

По результатам анализа существующих уравнений состояния, для расчета парожидкостного равновесия было выбрано уравнение состояния Пенга-Робинсона (Peng D. Y., Robinson D. B. A New Two-Constant Equation of State // Industrial and Engineering Chemistry: Fundamentals. – 1976. – Vol. 15. – Pp. 59–64), так как оно наиболее точно описывает УВ системы.

Пластовые нефтяные и газоконденсатные смеси имеют сложное строение и содержат как углеводородные, так и неуглеводородные компоненты (например, азот, углекислый газ, сероводород), поэтому для моделирования фазового поведения используют модели пластовых смесей. Легкие углеводороды (CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$, $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$.) и неуглеводородные компоненты (N_2 , CO_2 , H_2S) являются реальными компонентами PVT-моделей.

Тяжелые углеводородные компоненты (C_5H_{12}), как правило, объединяются в один псевдокомпонент C_5+ , что отмечается в работах Kabir A., Ahmed T., Elew D., Тер-Саркисова Р. М., или разделяются на фракции по температурам кипения по результатам лабораторных исследований. Таким образом, псевдокомпонентом называется группа тяжёлых углеводородных компонентов, объединённых для упрощения расчётов в один компонент с едиными свойствами, отличающимися в реальности.

Для использования модели необходимо задавать критические параметры и ацентрические факторы компонентов. Для неуглеводородных и лёгких углеводородных компонентов эти параметры являются известными из экспериментов. Для группы тяжёлых углеводородов C_5+ они могут быть определены из корреляционных зависимостей (Кеслера-Ли, Кэветта, Рирази-Дауберта, Эдмистера и др.), требующих знания температуры кипения из результатов лабораторных исследований. Для дальнейшей адаптации модели используются результаты экспериментов по дифференциальной конденсации.

Стоит отметить, что исследования по дифференциальной конденсации могут давать и физически неправильный результат (Шабаров А. Б., Заночуев С. А. Метод расчёта изменения компонентного и фазового состава газоконденсатной смеси в призабойной зоне пласта // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – Том 1. – №1 (1). – С. 7-21).

Если результатов исследований пластовой смеси по температурам кипения и дифференциальной конденсации нет или они не достаточно полны, то использование существующих методик невозможно, поэтому

необходима модернизация модели расчёта и адаптации PVT-модели, что и осуществляется в данной работе.

Используемое в классической модели уравнение Пенга-Робинсона имеет вид:

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{a}{V(V + b) + b(V - b)}, \quad (1)$$

где p – давление (Па), T – температура (К), V – молярный объем ($\text{м}^3/\text{моль}$), R – универсальная газовая постоянная ($8,31 \text{ Дж}/(\text{моль} \cdot \text{К})$), a , b – коэффициенты уравнения ($\text{Н} \cdot \text{м}^4/\text{моль}^2$, $\text{м}^3/\text{моль}$). Коэффициенты уравнения a , b могут быть выражены через критические параметры вещества и ацентрический фактор.

$$a = a(T_r, w) = a_c [1 + m \cdot (1 - \sqrt{T_r})]^2, \quad T_r = \frac{T}{T_c} \quad (2)$$

$$m = 0,374664 + 1,54226 \cdot w - 0,26992 \cdot w^2 \quad (3)$$

$$a_c = 0,457235 \frac{R^2 T_c^2}{p_c} \quad (4)$$

$$b = 0,077796 \frac{R T_c}{p_c} \quad (5)$$

где T_c и p_c – критические температура и давление i компонента, w – ацентрический фактор компонента. Ацентрический фактор учитывает асиметрию молекул, его величина характеризует отклонение свойств реального газа от свойств идеальной среды.

Для системы газов с компонентным составом, характеризующимся молярными концентрациями z_i (д. ед.) вводятся параметры a_0 и b_0 ($\text{Н} \cdot \text{м}^4/\text{моль}^2$, $\text{м}^3/\text{моль}$), которые определяются следующим образом:

$$b_0 = \sum_i z_i b_i$$

$$a_0 = \sum_{i,j} z_i z_j \sqrt{a_i a_j} (1 - c_{ij}) \quad (6)$$

где c_{ij} – безразмерные коэффициенты бинарного взаимодействия, для каждого уравнения определяются экспериментально.

Для решения кубического уравнения Пенга-Робинсона использован известный метод Кардано (Корн Г. Справочник по математике для научных работников и инженеров / Г. Корн, Т. Корн. – Перевод со второго американского переработанного издания под общей редакцией И. Г. Араманича. – М.: Наука, 1974. 832 с.).

Константа равновесия i -го компонента углеводородной смеси K_i – это отношение мольной доли этого компонента в паровой фазе y_i (д. ед.) к его мольной доле в жидкой фазе x_i (д. ед.):

$$K_i = \frac{y_i}{x_i} \quad (7)$$

Чтобы дать количественную оценку распределения углеводородов между жидкой и паровой фазами, рассмотрим 1 моль углеводородной смеси состава z_i . Пусть он разделится на паровую фазу состава y_i и на жидкую фазу состава x_i . Мольная доля паровой фазы в смеси V (д. ед.), а жидкой L (д. ед.). Тогда справедливы следующие выражения:

$$x_i = \frac{z_i}{V(K_i - 1) + 1} \quad (8)$$

$$y_i = \frac{z_i K_i}{V(K_i - 1) + 1} \quad (9)$$

Это уравнения фазовых концентраций. Они позволяют определять мольные доли компонентов (в том числе псевдокомпонента) в жидкой и паровой фазах смеси заданного состава z_i при известных значениях коэффициентов распределения K_i и известном значении мольной доли паровой фазы V .

Для расчета парожидкостного равновесия многокомпонентной системы необходимо решить следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} f_{Li} - f_{Vi} = 0 \\ x_i V + y_i L = z_i \\ \sum_i (y_i - x_i) = 0 \\ V + L = 1 \end{cases} \quad (10)$$

Для решения этой системы используется итерационный метод.

Таким образом, с использованием системы уравнений (10) при заданных термобарических условиях можно определить мольные доли каждого из компонентов в жидкой и паровой фазах.

Для настройки PVT-модели пластового флюида используются результаты лабораторных экспериментов по дифференциальной конденсации пластовой смеси.

Существующий метод настройки PVT-модели пластового флюида с использованием лабораторных экспериментальных данных приведен на рисунке 1.

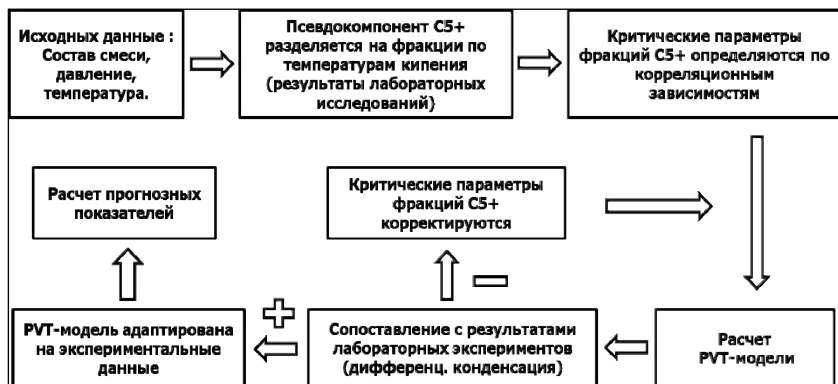


Рисунок 1 – Схема метода настройки PVT-модели

Привлечения результатов специальных лабораторных исследований при настройке PVT-модели необходимо на двух этапах:

- при разделении псевдокомпонента C5+ на фракции;
- при сопоставлении результатов расчетов (адаптация модели).

Во второй главе проведен анализ чувствительности критических параметров псевдокомпонента C5+ от основных термодинамических свойств газоконденсатных смесей.

При использовании предложенной автором расчётной модели фазового поведения углеводородной смеси производится анализ влияния критических параметров группы тяжёлых компонентов C5+ на значение безразмерного параметра F , характеризующего потенциальное содержание этой группы компонентов в пластовом флюиде с учётом падения пластового давления в процессе разработки. Этот параметр F вводится следующим образом:

$$F = \frac{Y_{C5+}}{Y_{C5+}^0} \quad (11)$$

Y_{C5+} – мольная доля группы C5+ в паровой фазе при текущем давлении, Y_{C5+}^0 – мольная доля группы C5+ в паровой фазе при давлении начала конденсации.

Для расчётов был взят пластовый флюид, состав и параметры которого приведены в таблице 1. Затем, при изменении критических параметров и ацентрического фактора произведён анализ изменения значения введённого безразмерного параметра F при различных значениях пластового давления, что показано соответственно на рисунках 2-4.

Таблица 1. Термобарические и физико-химические параметры пластового флюида

Компонент	Мольная доля	Т _{кр} , К	Р _{кр} , *10 ⁶ Па	Молярная масса, *10 ⁻³ кг/моль	w
Углекислый газ	0,019	304,70	7,387	44,01	0,225
Азот	0,004	126,20	3,394	28,013	0,040
Метан	0,698	190,60	4,604	16,043	0,013
Этан	0,122	305,43	4,884	30,07	0,099
Пропан	0,049	369,80	4,246	44,097	0,152
Изо-бутан	0,007	408,10	3,648	58,123	0,185
Н-бутан	0,017	425,20	3,797	58,125	0,201
Псевдокомпонент	0,084			165,1	

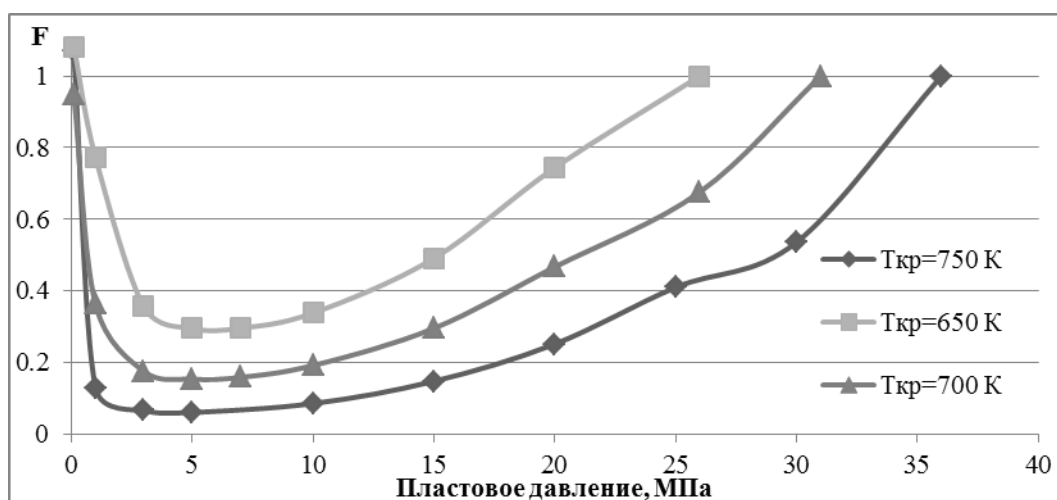


Рисунок 2 – Зависимость безразмерного параметра F от пластового давления при различных значениях критической температуры группы C5+

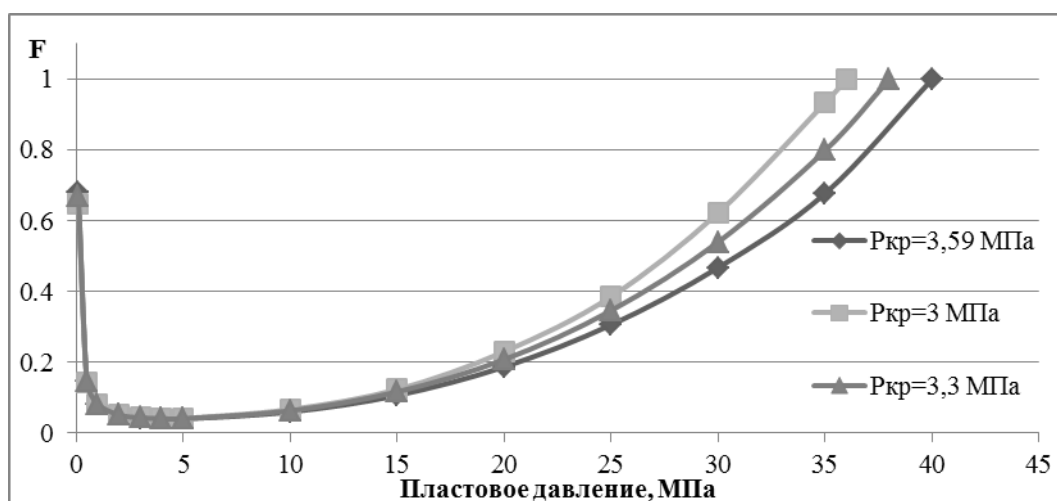


Рисунок 3 – Зависимость безразмерного параметра F от пластового давления при различных значениях критического давления группы C5+

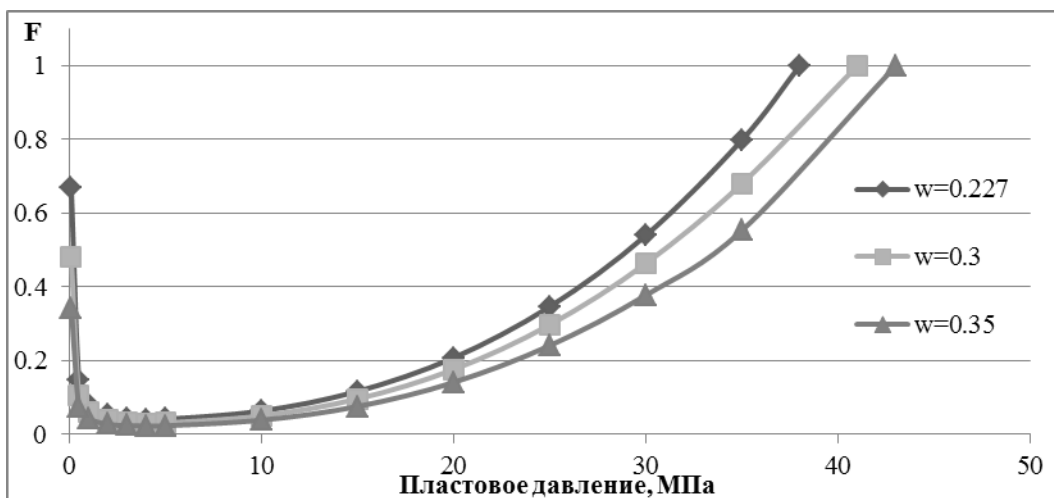


Рисунок 4 – Зависимость безразмерного параметра F от пластового давления при различных значениях ацентрического фактора группы C5+

Критические параметры группы тяжёлых углеводородов C5+ оказывают следующее влияние:

- с ростом критической температуры псевдокомпонента возрастает давление, при котором начинается конденсация газа, давление максимальной конденсации – уменьшается.

- при уменьшении критического давления и ацентрического фактора давление начала конденсации уменьшается.

Наиболее чувствительным параметром является критическая температура. При изменении критической температуры C5+ на 7% давление начала конденсации изменяется на 20%.

Анализ чувствительности критических параметров C5+ для конкретной газоконденсатной системы позволяет ускорить настройку PVT-модели.

В третьей главе проведен анализ промысловых данных газоконденсатных месторождений с целью определения параметров, необходимых для настройки PVT-модели, которые по предлагаемой методике заменяют отсутствующие лабораторные эксперименты.

Основным промысловым параметром, характеризующим фазовое состояние пластового флюида, является конденсатогазовый фактор (КГФ). Конденсатогазовый фактор (КГФ) – массовое или объемное содержание жидкой фазы в многокомпонентной углеводородной системе. Размерность этого параметра: г/м^3 или $\text{см}^3/\text{м}^3$. Параметр, определяющийся на начальных этапах разработки, называется начальным КГФ. На всех последующих этапах он называется текущим КГФ. Текущий КГФ фактически соответствует текущему потенциальному содержанию C5+.

Для контроля за энергетическим состоянием залежей проводятся регулярные замеры пластовых давлений в добывающих и наблюдательных скважинах.

По результатам промысловых данных можно построить зависимость потенциального содержания $C5+$ (конденсатогазового фактора) от текущего пластового давления (рисунок 5).

Процесс разработки газоконденсатного месторождения физически подобен процессу дифференциальной конденсации пластового газа, проводимого в лабораторных условиях. Поэтому приведенная зависимость однозначно описывает фазовое состояние пластового флюида.

Для построения зависимости конденсатогазового фактора от текущего пластового давления необходимо провести предварительный анализ промысловых данных.

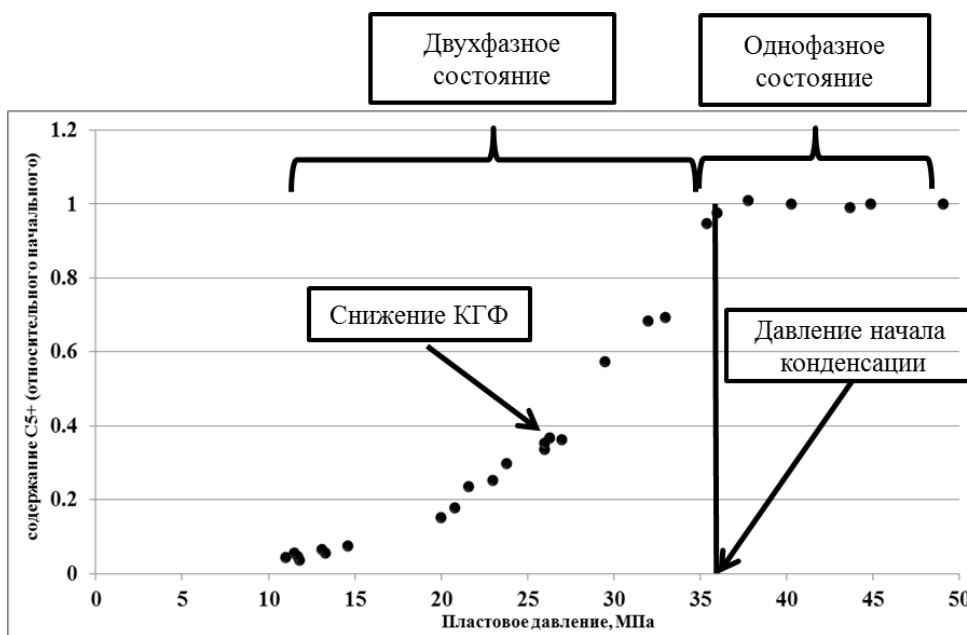


Рисунок 5 – Зависимость содержания $C5+$ от текущего пластового давления

Условия, при которых данная зависимость будет адекватно описывать изменения состояния пластового флюида:

1. Регулярные замеры КГФ (не реже 1 раза в месяц);
2. Регулярные замеры пластового давления (не реже 1 раза в квартал);
3. Охват замерами пластового давления добывающего фонда скважин более 50%.
4. Замеры пластового давления должны проводиться в зоне отбора газа.
5. Текущий КГФ должен быть ниже начального.

При соблюдении всех приведенных условий, зависимость конденсатогазового фактора (потенциального содержания $C5+$) от текущего

пластового давления может быть использована для адаптации PVT-модели пластового флюида.

Предлагаемая методика адаптации модели пластового флюида:

1. При известном составе пластового газа с точностью до C5+ строится PVT-модель пластового флюида, критические параметры компонента C5+ в начальном приближении определяются по корреляционным зависимостям.
2. Проводится анализ чувствительности критических параметров C5+ на основные термодинамические свойства пластовой смеси.
3. По результатам анализа и обработки промысловых данных строится зависимость КГФ от пластового давления.
4. Расчётные данные PVT-симулятора адаптируются на зависимость конденсатогазового фактора от давления залежи.
5. Если давление начала конденсации не соответствует промысловой зависимости, то изменяется критическая температура псевдокомпонента C5+.
6. Если динамика КГФ не соответствует промысловой зависимости, то изменяются критическое давление и ацентрический фактор псевдокомпонента C5+.
7. Адаптация продолжается до достижения желаемой точности.

Разработанная методика (рисунок 6) позволяет адаптировать PVT-модель пластового флюида при отсутствии результатов лабораторных экспериментов.

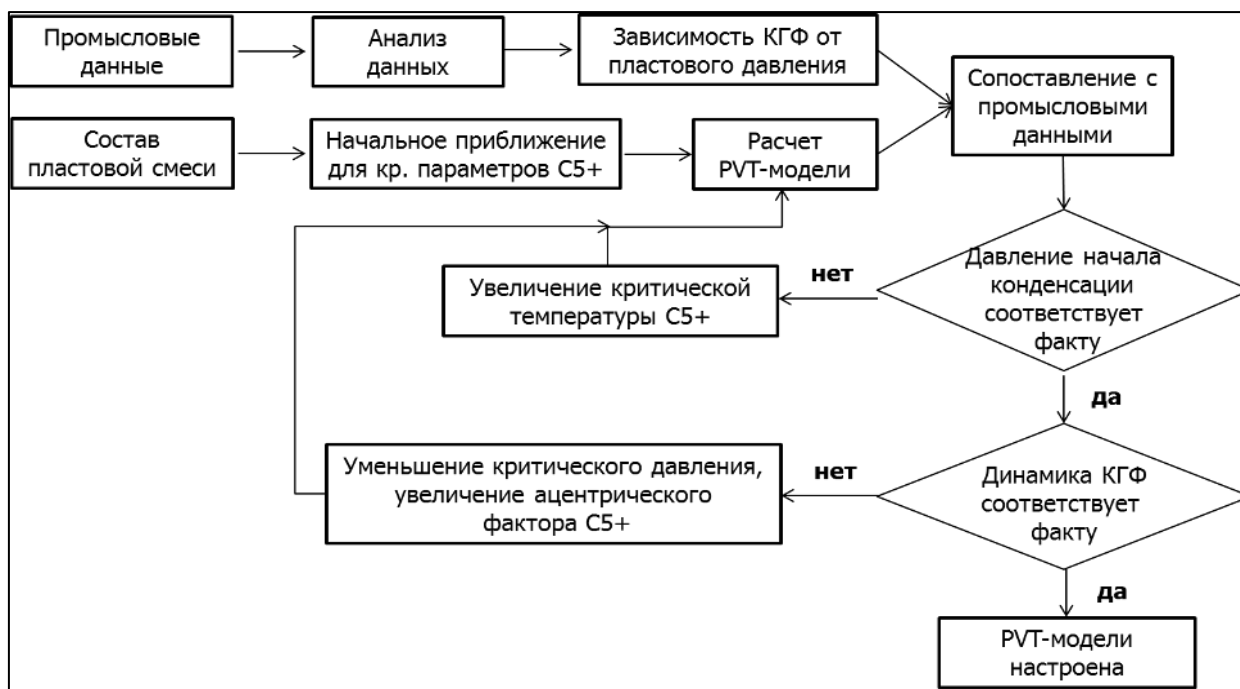


Рисунок 6 – Предлагаемая методика адаптации PVT-модели в условиях неопределенности входных параметров

PVT-модель считается адаптированной при условии соответствия давления начала конденсации и динамики КГФ промысловым данным.

В четвертой главе проведена апробация предложенной методики на примере на примере газоконденсатных пластов D_4^1 и D_4^2 Зайкинско-Зоринского нефтегазоконденсатного месторождения.

Газоконденсатные залежи пластов D_4^1 и D_4^2 характеризуются низкой степенью изученности физико-химических свойств пластового газа и конденсата. Термобарические и химические свойства и состав газоконденсата и свободного газа были получены по отбору проб из 6 скважин. В ходе лабораторных экспериментов определялся состав газа сепарации, состав пластового газа, плотность газа сепарации в стандартных условиях, плотность стабильного конденсата в нормальных условиях, молекулярная масса стабильного конденсата. Мольные доли углеводородного ряда и неуглеводородных компонентов представлены в таблице 2.

Таблица 2. Компонентный состав газа и конденсата

Компоненты	Газ сепарации	Пластовый газ
	моль, %	моль, %
Метан	71,44	69,78
Этан	16,75	12,18
Пропан	5,65	4,94
Изо-бутан	0,0	0,7
Н-бутан	2,05	1,74
Псевдокомпонент C5+	0,0	8,39
Углекислый газ	1,8	1,85
Азот	1,36	0,42
Сероводород	0,00	0,00
Суммарно	100,00	100,00

Существенной проблемой является недостаток данных по компонентному содержанию конденсата и газов дебутанизации и дегазации. Своевременно не были проведены лабораторные исследования стабильного конденсата по температурам кипения.

Можно сделать вывод о том, что пластовая газоконденсатная система рассматриваемого объекта недоизучена. Недостаток данных для группы тяжёлых углеводородов не позволяет в полной мере использовать классический подход к моделированию многокомпонентной углеводородной системы.

На рисунке 7 представлены экспериментальные данные дифференциальной конденсации пластового флюида из скважины номер 555 данного объекта.

Начальный КГФ составляет 585 г/м^3 . При стандартных термобарических условиях выпадает 351 г/м^3 конденсата. Установлено, что конденсация начинается при давлении $43,9 \text{ МПа}$.

КИК при стандартных термобарических условиях:

$$\text{КИК} = \frac{P_{\text{гс}} - q_{\text{ж}}}{P_{\text{гс}}} \quad (12)$$

где $P_{\text{гс}}$ – начальный КГФ в расчете на газ сепарации, г/м^3 ; $q_{\text{ж}}$ – количество выпавшего конденсата при стандартных термобарических условиях, г/м^3 .

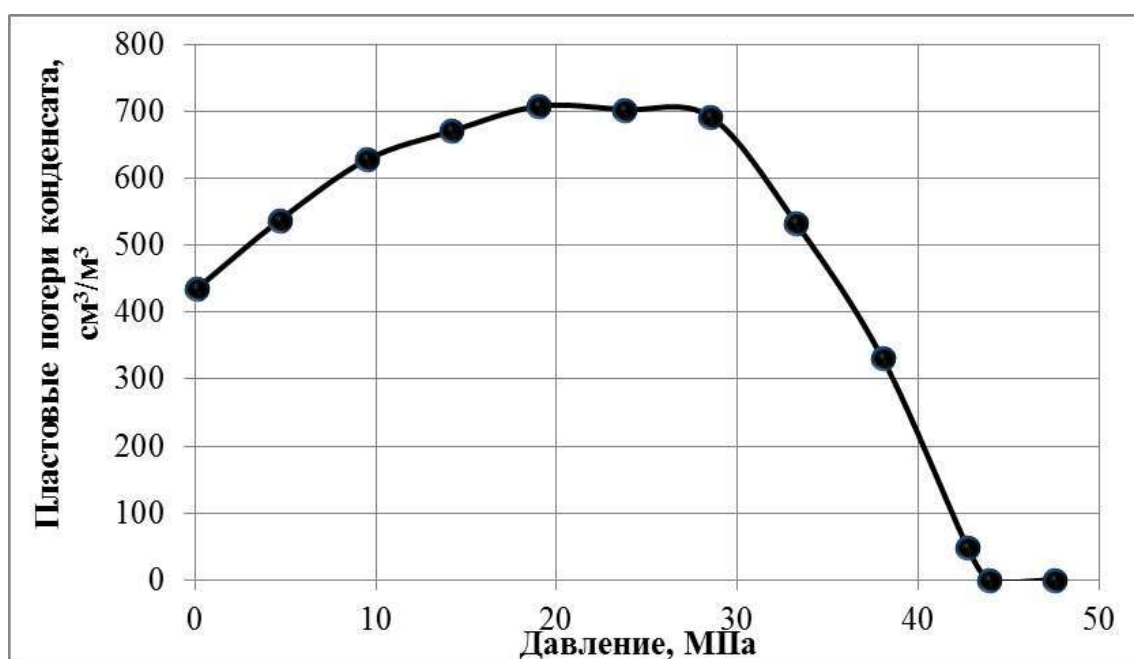


Рисунок 7 – Зависимость пластовых потерь конденсата от давления при постоянной температуре (скважина 555)

Из экспериментов установлено, что КИК равен

$$\text{КИК} = \frac{585 - 351}{585} = 0,400 \text{ д. ед.}$$

По предложенной методике была построена зависимость изменения потенциального содержания C5+ в пластовом газе от текущего пластового давления (рисунок 8).

Начальный КГФ по стабильному конденсату составил 591 г/м^3 при пластовом давлении 49 МПа . Пластовые потери конденсата отсутствовали до давления начала конденсации, которое по промысловым данным составляет 36 МПа . По мере снижения пластового давления содержание конденсата в пластовом газе уменьшалось. При достижении давления $10,5 \text{ МПа}$ конденсатогазовый фактор равен 15 г/м^3 .

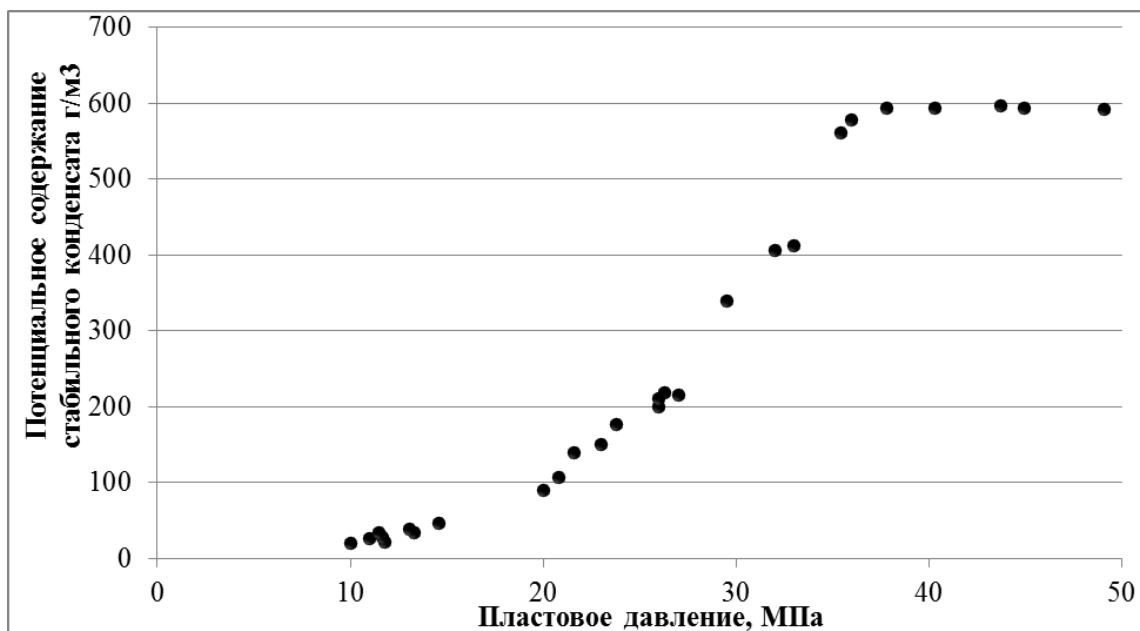


Рисунок 8 – Зависимость КГФ от пластового давления залежи

Из данных дифференциальной конденсации (рис. 7) пластового флюида из скважины номер 555 следует, что происходит ретроградный фазовый переход пластового флюида в газообразную фазу при давлении залежи ниже 19 МПа. Это должно приводить к росту КГФ, что не отмечается по фактическим данным (рисунок 8).

Отсюда следует несоответствие промысловых данных лабораторным опытам по дифференциальной конденсации пластового флюида. В результате, настройка PVT-модели на данные результаты физико-химических исследований не представляется возможной.

Адаптации PVT-модели была проведена по предлагаемой методике.

В качестве нулевого приближения для группы тяжёлых углеводородов были использованы критические параметры пентана. По результатам моделирования было установлено отсутствие двухфазного состояния.

Затем постоянной корректировкой критических параметров компонента C5+ PVT-модель была адаптирована к промысловой зависимости содержания C5+ от пластового давления в пределах погрешности 10%. Критические параметры псевдокомпонента C5+ при этом составили $T_{кр}=830$ К, $P_{кр}=2,5$ МПа, $w=0,327$.

Итоги адаптации предлагаемой модели представлены на рисунке 9.

Далее была определена динамика содержания стабильного конденсата в пластовом флюиде при падении давления в залежи с использованием адаптированной модели:

$$П_{C5+} = \frac{z_{C5+} \cdot M_{C5+}}{0,02404} \quad (13)$$

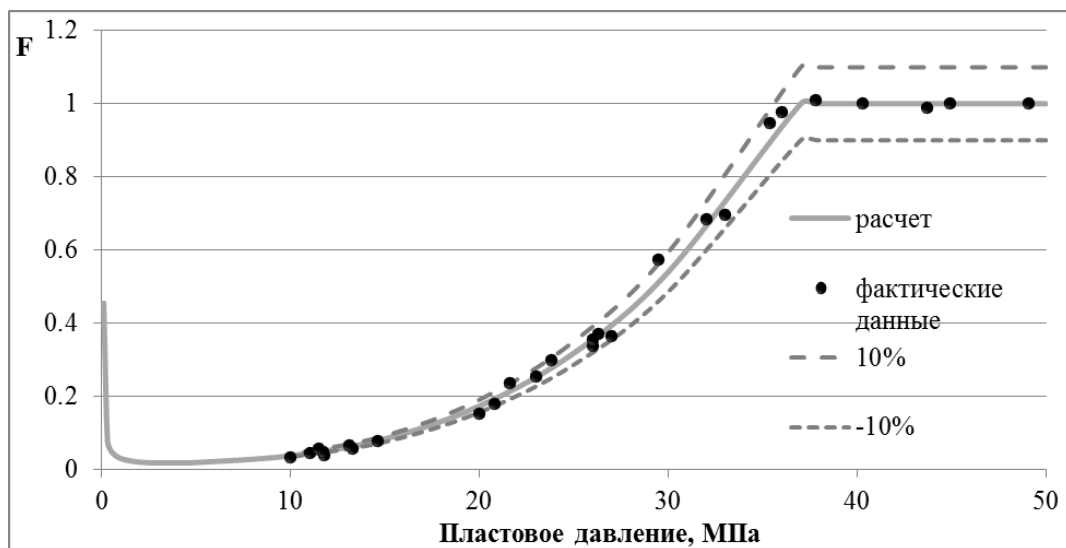


Рисунок 9 – Зависимость безразмерного параметра F от пластового давления в результате расчётов по модели в сравнении с фактом

Результаты прогнозного расчета приведены на рисунке 10.

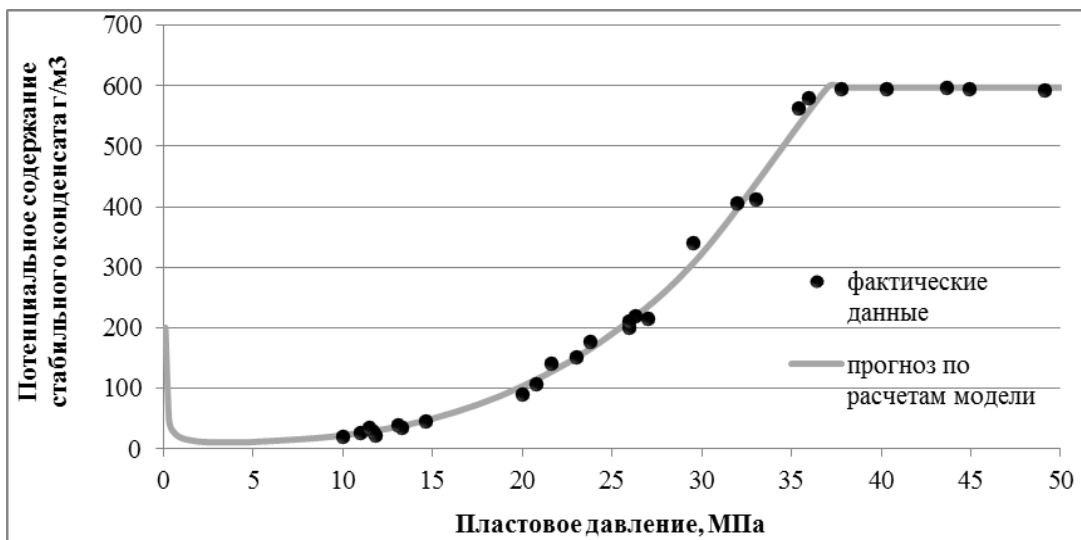


Рисунок 10 – Прогноз изменения содержания конденсата в пластовом газе

По результатам адаптации PVT-модель газоконденсатной системы были получены зависимости PVT-свойств системы для гидродинамического моделирования процесса разработки с использованием модели типа «Black oil + wet gas». Свойства газоконденсатной смеси при этом задаются в виде зависимости растворимости жидкой фазы (конденсата) в газовой фазе.

Рекомендуемый вариант разработки предусматривает бурение 16 добывающих газовых скважин, перевод 15 добывающих газовых скважин с других объектов разработки. Проектный срок разработки составит 35 лет. Накопленная добыча свободного газа составит 14063 млн.м³, коэффициент извлечения газа – 0,906 д. ед. Накопленная добыча конденсата по результатам расчета составит 2841 тыс.т, достигаемый КИК – 0,296 д. ед.

При этом утвержденный ранее КИК по результатам дифференциальной конденсации глубинных проб составляет 0,400 д. ед.

Результаты проведенных расчетов были использованы при обосновании коэффициента извлечения конденсата (КИК) в рамках «Технологической схемы разработки Зайкинского-Зоринского и Восточно-Зайкинского нефтегазоконденсатных месторождений Оренбургской области», прошедшего апробацию в Государственной комиссии по запасам (протокол ГКЗ Роснедра № 5279 от 22.12.2017 г.) и Центральной комиссии по разработке (Протокол ЦКР №7168 от 22.12.2017 г.).

ВЫВОДЫ

1. Существующие методы моделирования фазового поведения углеводородных систем основаны на использовании большого количества экспериментальных данных. В условиях неопределенности исходных данных применение существующих методов моделирования фазового поведения затруднительно.

2. Установлена зависимость критических параметров псевдокомпонента C5+ на основные параметры фазового перехода, что позволяет для конкретной газоконденсатной системы ускорить настройку PVT-модели:

- с ростом критической температуры псевдокомпонента возрастает давление, при котором начинается конденсация газа, давление максимальной конденсации – уменьшается.
- при уменьшении критического давления и ацентрического фактора давление начала конденсации уменьшается.

3. Если не имеются необходимые опытные данные о пластовом флюиде, то его свойства можно получить из промысловых данных. Конденсатогазовый фактор (КГФ) – основной параметр, характеризующий фазовое состояние пластовых газоконденсатных систем.

4. Определен минимальный набор промысловых данных, качественно и количественно характеризующий изменение фазового состояния пластового флюида при разработке месторождения.

5. Разработана поэтапная методика адаптации PVT-модели не на лабораторные данные при их отсутствии, а на промысловые данные. Алгоритм адаптации основан на последовательном изменении критических параметров псевдокомпонента C5+.

6. По предложенной методике адаптирована на промысловые данные PVT-модель газоконденсатного объекта Зайкинского-Зоринского месторождения. На основании настроенной PVT-модели произведен прогнозный расчет изменения КГФ при падении давления в залежи.

7. Результаты расчетов использованы при обосновании коэффициента извлечения конденсата (КИК) в рамках «Технологической схемы разработки Зайкинско-Зоринского и Восточно-Зайкинского нефтегазоконденсатных месторождений Оренбургской области».

СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

В изданиях, рекомендованных ВАК РФ:

1. Соколов В. С., Киселев Д. А., Смирнов А. Ю. Методика прогнозирования коэффициента конденсатоотдачи на месторождениях с низкой степенью изученности // Нефтепромысловое дело. – 2016. – №4. – С. 5-9.
2. Соколов В. С., Смирнов А. Ю., Киселев Д. А. Проблемы обеспечения КИК газоконденсатных объектов на примере порово-трещинных коллекторов Зайкинско-Зоринского месторождения Оренбургской области // Нефтепромысловое дело. – 2016. – №11. – С. 12-16.
3. Соколов В. С., Кузнецов А. Е., Смирнов А. Ю., Киселев Д. А. Проблемы выработки запасов сложно построенных низкопроницаемых коллекторов (на примере ачимовской толщи Тагринского месторождения) // Нефтепромысловое дело. – 2016. – №10. – С. 5-9.
4. Киселев Д. А. Адаптация алгоритма расчета фазового равновесия многокомпонентной системы применительно к месторождениям с неопределенностью в исходных данных / Д. А. Киселев, А. П. Шевелёв, А. Я. Гильманов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ энергетика. – 2019. – Том 5. – №2. – С. 105-120. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-2-105-120

В изданиях, входящих в международные базы данных:

5. V.S. Sokolov, D.À. Kiselev, À.U. Smirnov. Simulation of Phase Equilibrium Gas-condensate Systems for the Fields with a Low Degree of Scrutiny // Nedropolzovanie XXI vek - Vol. 4. – Pp. 52-57.

В других изданиях:

6. Шевелёв А. П., Третьяков П. Ю., Киселев Д. А., Тигеев М. Ю. Влияние критических параметров псевдокомпонентов на расчёт фазового равновесия газоконденсатных систем // Актуальные проблемы строительства, экологии и энергосбережения в условиях Западной Сибири. Сборник материалов МНПК в трёх томах. – Том 2. – 2014. – С. 143-148.
7. Шевелёв А. П., Тигеев М. Ю., Киселев Д. А. Методика проведения исследований газоконденсатной смеси и построения кривых дифференциальной конденсации // Молодой ученый. – 2013. – №5. – С. 16-25.

Подписано в печать 27.09.2019. Тираж 120 экз.
Объем 1,0 уч.-изд. л. Формат 60×84/16. Заказ 647.

Издательство Тюменского государственного университета
625003, г. Тюмень, ул. Семакова, 10.
Тел./факс (3452) 59-74-81, 59-74-68
E-mail: izdatelstvo@utmn.ru