

Данила Алексеевич КИСЕЛЕВ¹
Александр Павлович ШЕВЕЛЁВ²
Александр Янович ГИЛЬМАНОВ³

УДК 53.043

АДАПТАЦИЯ АЛГОРИТМА РАСЧЕТА ФАЗОВОГО РАВНОВЕСИЯ МНОГОКОМПОНЕНТНОЙ СИСТЕМЫ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К МЕСТОРОЖДЕНИЯМ С НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬЮ В ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

¹ аспирант, кафедра моделирования физических процессов и систем,
Физико-технический институт,
Тюменский государственный университет
danilakis@rambler.ru

² кандидат физико-математических наук,
доцент кафедры моделирования физических процессов и систем,
Физико-технический институт,
Тюменский государственный университет
alexandershevelev@mail.ru

³ студент, кафедра моделирования физических процессов и систем,
Физико-технический институт,
Тюменский государственный университет
agilmanov1996@gmail.com

Аннотация

На сегодняшний момент активно вовлекаются в разработку месторождения с трудно-извлекаемыми запасами. Большую часть этих запасов составляют газоконденсатные месторождения. В процессе разработки месторождения снижается пластовое давление, что приводит к ретроградной конденсации. Для мониторинга этих процессов необ-

Цитирование: 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. 89-104.
DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-2-89-104

ходим расчет фазового поведения углеводородов. Существующий алгоритм расчета требует проведения длительных и дорогостоящих лабораторных экспериментов по определению свойств группы тяжелых компонентов. На многих газоконденсатных месторождениях физико-химические исследования пластовых флюидов на начальных стадиях разработки не проводились. Решение этой проблемы с помощью дополнительных лабораторных исследований в настоящий момент времени невозможно в силу изменения компонентного состава в процессе разработки. Поэтому необходима адаптация существующего классического алгоритма расчета фазового равновесия для месторождений с неопределенностью исходных данных. Для решения поставленной задачи необходимо определить набор исходных промысловых данных, однозначно характеризующий фазовое состояние пластового флюида в процессе разработки. Авторами статьи разработана последовательная методика адаптации модели многокомпонентной системы на промысловые данные. При расчетах использовалось кубическое уравнение состояния Пенга — Робинсона и теория Льюиса упрощенного описания фазового равновесия. С использованием предложенного алгоритма осуществлен прогноз параметров разработки и содержания газового конденсата в пластовом газе для предсказания конечного коэффициента извлечения конденсата. По результатам проделанной работы установлена зависимость критических параметров группы тяжелых углеводородов от основных параметров фазового перехода и выделены необходимые промысловые данные, определяющие фазовое поведение многокомпонентной углеводородной системы в процессе разработки месторождения. По составленному алгоритму произведена адаптация PVT-модели газоконденсатного участка Зайкинско-Зоринского месторождения на историю разработки.

Ключевые слова

Многокомпонентная система, газоконденсатные месторождения, термодинамика, PVT-модель, уравнение состояния, физико-математическое моделирование, термодинамическое равновесие, фазовое равновесие, критические параметры, ретроградная конденсация.

DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-2-89-104

Введение

В текущий момент времени обозначилась тенденция к снижению числа вновь открытых месторождений. На фоне истощения запасов традиционных месторождений для поддержания темпов добычи углеводородного сырья необходимо активно вовлекать в разработку законсервированные объекты, значительной частью которых являются газоконденсатные месторождения [10]. Одним из таких примеров является Зайкинско-Зоринское месторождение Оренбургской области. При разработке подобных месторождений существует проблема, связанная с выпадением конденсата. В процессе эксплуатации объекта снижается пластовое давление. Согласно фазовой диаграмме (рис. 1), это приводит к ретроградной конденсации. На этом рисунке участки 1-2 и 4-5 соответствуют

однофазным областям для жидкости и газа соответственно, участок 3-4 — область прямых процессов (испарение конденсата), участок 2-3 — область обратных процессов (ретроградная конденсация) [3].

В связи с этим значительная часть углеводородов безвозвратно теряется в пласте в виде конденсата. Для мониторинга этих процессов с целью принятия своевременных мер существует классический алгоритм расчета фазового поведения многокомпонентной системы, предложенный А. И. Брусиловским [2]. Непосредственное использование этого алгоритма для месторождений с неопределенностью в исходных данных невозможно. Данный алгоритм требует разбиения углеводородной системы на отдельные компоненты, среди которых присутствуют реальные компоненты легкого ряда и псевдокомпонент, объединяющий в себе группу тяжелых углеводородов. Свойства реальных компонентов известны, а для определения свойств псевдокомпонента требуются дорогостоящие и длительные лабораторные физико-химические исследования, кроме того, определение критической температуры невозможно без использования дополнительных специальных зависимостей. Для значительной части газоконденсатных месторождений подобные исследования своевременно не проводились. Для адаптации модели на историю разработки необходимы исследования свойств псевдокомпонента на начальный момент эксплуатации. По этой причине дополнительные исследования не позволяют решить обозначенную проблему и применить существующий алгоритм в неизменном виде.

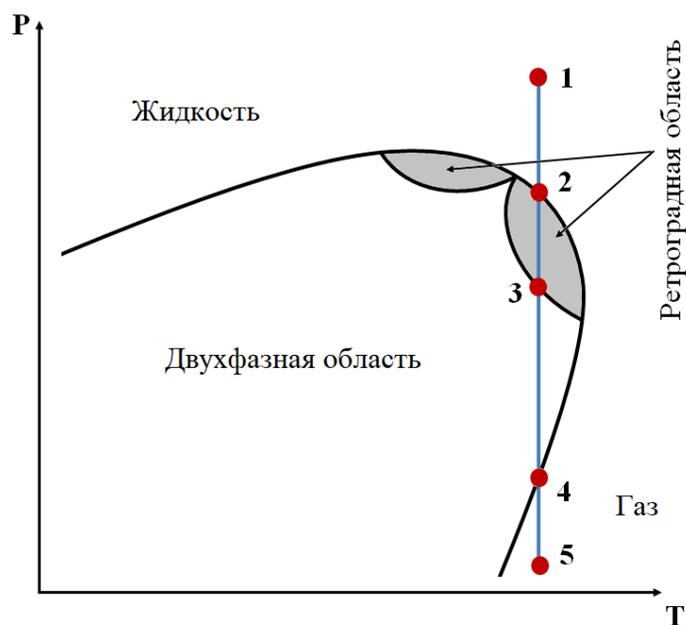


Рис. 1. Фазовая диаграмма двухкомпонентной системы «газ— жидкость»

Fig. 1. The phase diagram of two-component “gas — liquid” system

В настоящей статье осуществляется адаптация классического алгоритма, проводится физико-математическое моделирование фазового равновесия газо-конденсатных систем на примере Зайкинско-Зоринского месторождения.

Классический алгоритм расчета фазового равновесия многокомпонентных систем

В основе существующего алгоритма (рис. 2) лежит использование кубических уравнений состояния. Стоит заметить, что существует большое количество различных уравнений состояния [5], описывающих поведение реальных газов и систем. Среди этих уравнений хорошо описывают поведение подобных систем многокоэффициентные и кубические уравнения. Однако многокоэффициентные уравнения требуют большого количества входных параметров, и при их использовании расчет занимает длительное время. Поэтому наиболее широкое распространение на практике нашли кубические уравнения состояния, позволяющие простыми методами получить решение за непродолжительное время при использовании небольшого числа входных параметров.



Рис. 2. Классический алгоритм расчета фазового равновесия многокомпонентных углеводородных систем

Fig. 2. The classical algorithm of calculation the phase equilibrium of multicomponent hydrocarbon systems

Среди кубических уравнений в ряде работ [2, 7] наилучшее описание многокомпонентной углеводородной системы показало уравнение Пенга — Робинсона:

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{a}{V^2 + 2bV - b^2}, \quad (1)$$

где p , V , T — давление, молярный объем и температура смеси; R — универсальная газовая постоянная; параметры a и b смеси рассчитываются с учетом правил смешения по формулам [7]:

$$a = \sum_{i,j} z_i z_j \sqrt{a_i a_j} (1 - c_{ij}), \quad (2)$$

$$b = \sum_i z_i b_i, \quad (3)$$

где z_i — мольные концентрации i -го компонента; c_{ij} — коэффициенты бинарного взаимодействия i -го и j -го компонентов, определяемые экспериментально; параметры a_i и b_i i -го компонента рассчитываются по формулам [6]:

$$a_i = a_i(T_{ri}, w_i) = a_{ci} [1 + m_i \cdot (1 - \sqrt{T_{ri}})]^2, \quad (4)$$

$$b_i = 0,077796 \frac{RT_{ci}}{p_{ci}}, \quad (5)$$

где введены обозначения:

$$T_{ri} = \frac{T}{T_{ci}}, \quad (6)$$

$$m_i = 0,374664 + 1,54226 \cdot w_i - 0,26992 \cdot w_i^2, \quad (7)$$

$$a_{ci} = 0,457235 \frac{R^2 T_{ci}^2}{p_{ci}}, \quad (8)$$

где T_{ci} и p_{ci} — критические температура и давление i -го компонента; w_i — ацентрический фактор i -го компонента.

В дополнение к уравнению (1) используются формулы, полученные в рамках теории Льюиса упрощенного описания фазового равновесия [1]:

$$\begin{cases} f_{L_i} - f_{V_i} = 0, \\ x_i V + y_i L = z_i, \\ \sum_i (y_i - x_i) = 0, \\ V + L = 1, \end{cases} \quad (9)$$

где f_{L_i} и f_{V_i} — фугитивности i -го компонента в жидкой и паровой фазах соответственно; x_i и y_i — мольные доли i -го компонента в жидкой и паровой фазах; V и L — мольные доли паровой и жидкой фаз в смеси соответственно.

Уравнение Пенга — Робинсона (1) решалось с помощью метода Кардано [4], система уравнений (9) — с помощью итерационного метода Ньютона.

Согласно классическому алгоритму расчета фазового равновесия многокомпонентной системы (рис. 2), в качестве исходных данных необходимы состав смеси, ее давление и температура, а результатом расчета при заданных условиях являются мольные доли компонентов в системе. Для этого необходимо:

- 1) по заданному составу смеси определить критические параметры и ацентрические факторы компонентов;
- 2) определить давление насыщенных паров i -го компонента p_{si} по корреляционным зависимостям;
- 3) рассчитать константу равновесия i -го компонента по формуле:

$$K_i = \frac{p_{si}}{p}; \quad (10)$$

- 4) найти мольные доли компонентов, решив систему уравнений (9);
- 5) рассчитать параметры a_i и b_i i -го компонента для уравнения Пенга — Робинсона по формулам (4)-(8);
- 6) определить параметры a и b смеси с учетом правил смешения (2) и (3);
- 7) привести уравнение (1) к виду через коэффициент сверхсжимаемости и определить этот коэффициент для жидкой и паровой фаз;
- 8) по корреляционным зависимостям найти фугитивности газовой и жидкой фаз;
- 9) если выполняется первое уравнение в системе (9), то завершить расчет, иначе — вернуться в пункт 4, заменив константу равновесия i -го компонента по формуле:

$$K_i = \frac{f_{Vi}}{f_{Li}}. \quad (11)$$

Важно отметить, что газоконденсатные смеси имеют сложное строение и содержат как углеводородные, так и неуглеводородные компоненты (например, азот, углекислый газ, сероводород). Для неуглеводородных и легких углеводородных компонентов критические параметры известны. Тяжелые углеводороды от пентана в модели обычно объединяют в один псевдокомпонент C5+, свойства которого должны быть установлены по результатам лабораторных исследований. После этого необходимо произвести расчет PVT-модели и сравнение полученных результатов с данными лабораторных экспериментов для корректировки критических параметров псевдокомпонента, вычисленных по корреляционным зависимостям. Тогда модель оказывается адаптированной на экспериментальные данные и позволяет осуществить прогноз необходимых показателей.

Однако выше уже отмечалось, что такие эксперименты на ряде месторождений не были своевременно проведены, что затрудняет использование классического алгоритма в неизменном виде. С другой стороны, произвести прогноз фазового поведения углеводородной системы важно, поскольку выпавший конденсат уже никаким образом не может быть переведен обратно в газ и остается в пласте. Поэтому необходимо произвести адаптацию традиционного алгоритма для систем с высокой неопределенностью исходных данных, что и будет описано ниже в данной работе.

Адаптация классического алгоритма расчета фазового равновесия для систем с высокой неопределенностью исходных данных

Поскольку для ряда месторождений отсутствуют необходимые экспериментальные данные для расчета фазового поведения традиционным способом, то следует использовать другие источники информации о пластовом флюиде. Этими источниками информации являются промысловые данные (накопленные добычи природного газа и конденсата, газоконденсатный и конденсатогазовый факторы и др.) [9].

Т. к. процесс разработки газоконденсатного месторождения физически подобен лабораторным экспериментам по разделению тяжелых компонентов и определению их параметров, то можно использовать зависимость конденсатогазового фактора (КГФ) от пластового давления. Тогда свойства псевдокомпонента могут быть определены при настройке алгоритма модели на эту зависимость, причем при пластовом давлении выше давления начала конденсации конденсатогазовый фактор можно считать равным потенциальному содержанию группы тяжелых углеводородов C5+ в газе.

Для последующих расчетов необходимо осуществить подготовку промысловых данных для адаптации (рис. 3). Для этого необходимо провести регулярные измерения пластовых давлений и конденсатогазового фактора по эксплуатируемым добываемым скважинам. Для возможности последующей адаптации модели необходим охват замерами пластового давления более 50%, сами замеры пластового давления должны проводиться в зоне отбора газа, а текущий КГФ должен быть ниже начального, поскольку пластовое давление в процессе разработки снижается (рис. 3). Если эти условия выполняются, то происходит адаптация PVT-модели на историю разработки. Для этого необходимо провести осреднение значений КГФ и пластового давления для рассматриваемого объекта и построить зависимость среднего конденсатогазового фактора от среднего пластового давления. По этой зависимости (рис. 3) можно определить давление начала конденсации, когда идет переход от однофазного состояния к двухфазному, поэтому КГФ начинает снижаться. Выше давления начала конденсации состояние системы будет однофазным.

Таким образом, в качестве исходных данных для расчета фазового равновесия многокомпонентной углеводородной системы теперь будут выступать состав пластовой смеси, известные критические параметры легких углеводородов и неуглеводородных компонентов, некоторые начальные приближенные значения критических параметров псевдокомпонента C5+ и давление начала конденсации, определенное по зависимости среднего КГФ от среднего пластового давления. Это следует учесть в адаптированном алгоритме расчета фазового равновесия (рис. 4).

Теперь расчет будет проводиться следующим образом. После задания состава пластовой смеси и критических параметров будет произведен расчет PVT-модели. Далее необходимо сопоставить полученные данные с промысловыми. Если давление начала конденсации и зависимость КГФ от давления соответствуют факту, то модель считается настроенной.



Рис. 3. Подготовка промысловых данных для адаптации

Fig. 3. Preparation of field data for adaptation

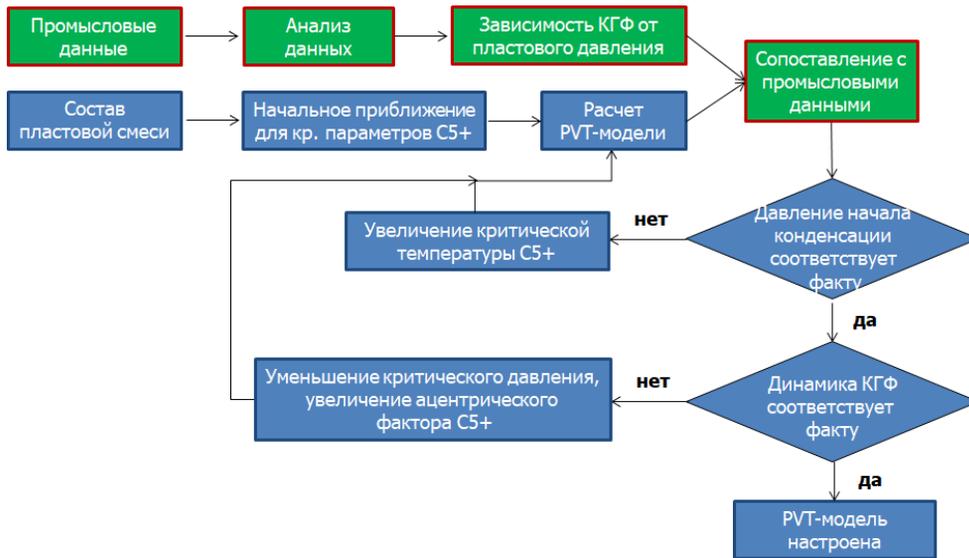


Рис. 4. Адаптированный алгоритм расчета фазового равновесия многокомпонентных углеводородных систем

Fig. 4. The adopted algorithm of calculation the phase equilibrium of multicomponent hydrocarbon systems

Если имеется несоответствие между расчетным давлением начала конденсации и фактическим, то необходимо изменять критическую температуру псевдокомпонента C5+ и производить перерасчет PVT-модели, пока не будет достигнуто совпадение между расчетными и промысловыми значениями. Если зависимость конденсатогазового фактора от давления не соответствуют фактическим данным, то необходимо изменение критического давления и ацентрического фактора группы тяжелых углеводородов до тех пор, пока расчетная и промысловая зависимости не совпадут с заданной точностью.

После выполнения вышеописанной процедуры PVT-модель настроена, и полученные расчетные данные можно использовать для предсказания конечного коэффициента извлечения конденсата.

Характеристики Зайкинско-Зоринского месторождения

Предложенный алгоритм расчета фазового равновесия многокомпонентных углеводородных систем может быть применен для реальных газоконденсатных месторождений, в частности для Зайкинско-Зоринского.

Зайкинско-Зоринское месторождение является многопластовым. Оно содержит как чисто нефтяные пласты, так и нефтегазоконденсатные. Объект Д_д, который и будет рассмотрен в данной работе, содержит нефть, газ и конденсат. Средняя общая мощность составляет 18,4 м, средняя газонасыщенная толщина 7,2 м, пористость 0,12, газонасыщенность 0,94, проницаемость 66 мД [8].

Потенциальное содержание C5+ в пластовом газе равно 585 г/м³. При остаточном давлении 0,1013 МПа количество выпавшего конденсата равно 351 г/м³ [7]. Давление начала конденсации 36 МПа. Тогда коэффициент извлечения конденсата:

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

где $P_{гс}$ — начальное потенциальное содержание группы тяжелых углеводородов в пластовом газе в расчете на газ сепарации; $q_{ж}$ — количество выпавшего конденсата при остаточном давлении 0,1013 МПа. При подстановке вышенаписанных данных по Зайкинско-Зоринскому месторождению получается, что КИК равен 0,400.

Текущее пластовое давление составляет 10,5 МПа, КГФ составляет 15 г/м³. По промысловым данным имеется зависимость КГФ (эквивалентного потенциальному содержанию стабильного конденсата) от пластового давления (рис. 5), причем замеры проводились регулярно.

Компонентный состав газа и конденсата приведен в таблице 1.

Применение адаптированного алгоритма к условиям Зайкинско-Зоринского месторождения

Учитывая, что замеры КГФ и пластового давления в зоне отбора проводились регулярно, а также то, что в процессе разработки при падении пластового давления конденсатогазовый фактор снижался, по имеющимся промысловым

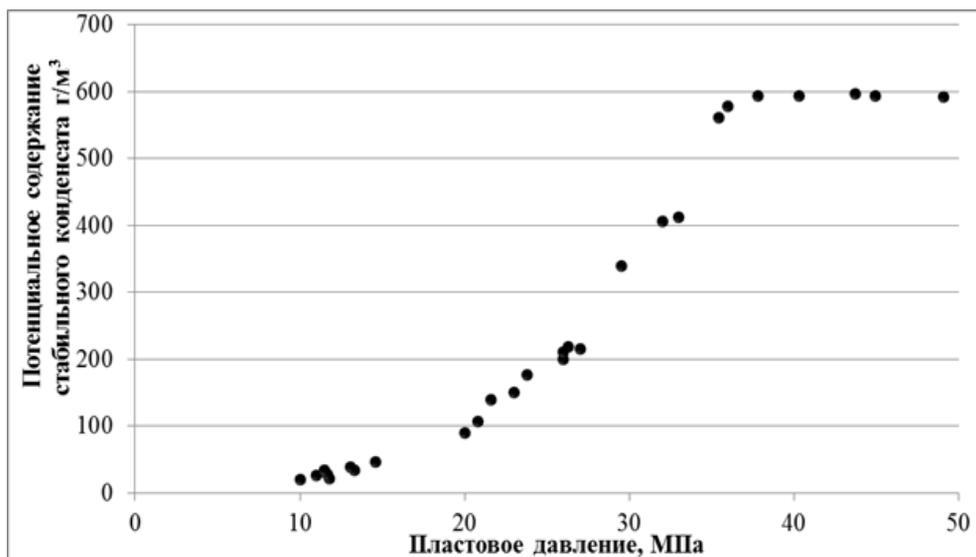


Рис. 5. Зависимость потенциального содержания стабильного конденсата от пластового давления, полученная по промысловым данным

Fig. 5. The dependence of the potential content of stable condensate on reservoir pressure obtained from field data

Таблица 1

Компонентный состав газа и конденсата

Table 1

The component composition of the gas and condensate

Компоненты	Газ сепарации	Пластовый газ
	моль, %	моль, %
CH ₄	71,44	69,78
C ₂ H ₆	16,75	12,18
C ₃ H ₈	5,65	4,94
iC ₄ H ₁₀	0,00	0,70
nC ₄ H ₁₀	2,05	1,74
C ₅ +	0,00	8,39
CO ₂	1,80	1,85
N ₂	1,36	0,42
H ₂ S	0,00	0,00
Сумма	100,00	100,00

данным можно произвести адаптацию представленного в статье алгоритма к условиям Зайкинско-Зоринского месторождения.

Очевидно, что модель позволяет предсказать значения начального потенциального содержания псевдокомпоненты C5+ и количество выпавшего конденсата при остаточном давлении 0,1013 МПа по компонентному и фазовому составу системы. При этом потенциальное содержание стабильного конденсата может быть рассчитано по формуле:

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

где P_{C5+} рассчитывается в г/м³, z_{C5+} — мольная доля псевдокомпонента C5+ в многокомпонентной углеводородной смеси при текущем давлении (доли единиц), M_{C5+} — молярная масса группы C5+ (г/моль).

Для удобства расчетов можно ввести безразмерный параметр, характеризующий потенциальное содержание в пластовом газе псевдокомпонента C5+:

$$F = \frac{z_{C5+}}{z_{C5+}^0}, \quad (14)$$

где z_{C5+}^0 — мольная доля псевдокомпонента C5+ при давлении начала конденсации.

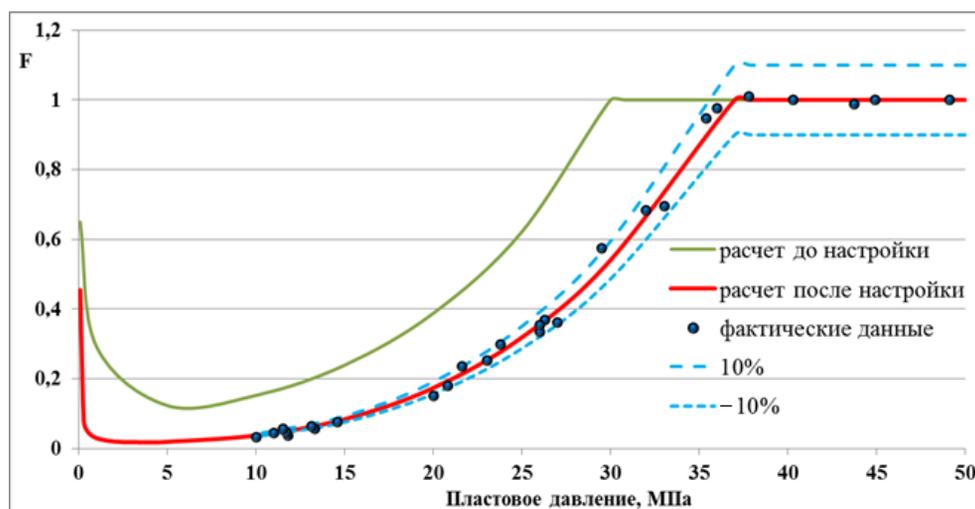


Рис. 6. Сравнение расчетных и фактических зависимостей безразмерного параметра, характеризующего потенциальное содержание в пластовом газе псевдокомпонента C5+, от пластового давления

Fig. 6. The comparison of the calculated and actual dependences of the dimensionless parameter characterizing the potential content of the pseudocomponent C5+ in the formation gas on the formation pressure

Адаптация модели к условиям Зайкинско-Зоринского месторождения проводилась в строгом соответствии с предложенным выше алгоритмом. По известному компонентному составу смеси (таблица 1) были определены критические параметры и ацентрические факторы компонентов, а в качестве начального приближения для псевдокомпонента были использованы критические параметры пентана: $T_c = 469$ К, $P_c = 3,33$ МПа, $w = 0,227$. По этим данным был произведен предварительный расчет, показанный на рис. 6 зеленой линией.

По результатам настройки оказалось, что наилучшее совпадение (с точностью 10%) расчетной и промысловой зависимостей получается при использовании следующих значений критических параметров псевдокомпонента C5+: $T_c = 830$ К, $P_c = 2,5$ МПа, $w = 0,327$ (рис. 6). Сравнение точности осуществлялось с помощью метода наименьших квадратов.

Поскольку рассчитанная по модели зависимость безразмерного параметра, характеризующего потенциальное содержание в пластовом газе псевдокомпонента C5+, от пластового давления с точностью 10% соответствует зависимости, полученной по промысловым данным, то модель с выбранной точностью даст верный прогноз конечного коэффициента извлечения конденсата по формуле (12).

Выводы

1. Установлена зависимость критических параметров группы тяжелых углеводородов от основных параметров фазового перехода.
2. Выделены необходимые для адаптации модели промысловые данные — зависимость КГФ от пластового давления и давление начала конденсации.
3. Предложен адаптированный алгоритм расчета фазового равновесия многокомпонентных углеводородных систем, в котором критические параметры псевдокомпонента C5+ определяются не из лабораторных исследований, которые не были своевременно проведены, а по выбранным промысловым данным. По предложенному алгоритму возможно проведение прогноза конечного коэффициента извлечения конденсата с использованием выражения (12).
4. Произведено применение предложенного алгоритма расчета фазового равновесия многокомпонентной углеводородной системы к условиям Зайкинско-Зоринского месторождения. С помощью настройки критических параметров группы тяжелых углеводородов удалось добиться совпадения расчетных и фактических зависимостей потенциального содержания конденсата от пластового давления с точностью 10%.
5. С использованием настроенной по предложенному алгоритму модели произведен прогнозный расчет изменения содержания стабильного конденсата в пластовом газе при дальнейшем снижении пластового давления.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Баталин О. Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов / О. Ю. Баталин, А. И. Брусиловский, М. Ю. Захаров. М.: Недра, 1992. 272 с.
2. Брусиловский А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А. И. Брусиловский. М.: Грааль, 2002. 575 с.
3. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта: учебник / Ш. К. Гиматудинов, А. И. Ширковский. 3-е изд. М.: Недра, 1982. 311 с.
4. Корн Г. Справочник по математике для научных работников и инженеров / Г. Корн, Т. Корн; пер. со 2-го амер. перераб. изд. под общ. ред. И. Г. Арамановича. М.: Наука, 1974. 832 с.
5. Рид Р. Свойства газов и жидкостей: справочное пособие / Р. Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервуд; пер. с англ. под ред. Б. И. Соколова. 3-е изд., перераб. и доп. Л.: Химия, 1982. 596 с.
6. Соколов В. С. Методика прогнозирования коэффициента конденсатоотдачи на месторождениях с низкой степенью изученности // В. С. Соколов, Д. А. Киселев, А. Ю. Смирнов // Нефтепромысловое дело. 2016. № 4. С. 5-9.
7. Соколов В. С. Моделирование фазового равновесия газоконденсатных систем для месторождений с низкой степенью изученности / В. С. Соколов, Д. А. Киселев, А. Ю. Смирнов // Недропользование XXI век. 2017. № 4. С. 52-57.
8. Соколов В. С. Проблемы обеспечения коэффициента извлечения конденсата газоконденсатных объектов на примере порово-трещинных коллекторов Зайкинско-Зоринского месторождения Оренбургской области / В. С. Соколов, Д. А. Киселев, А. Ю. Смирнов // Нефтепромысловое дело. 2016. № 11. С. 12-16.
9. Ширковский А. И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений / А. И. Ширковский. М.: Недра, 1987. 309 с.
10. Thomas F. B. Gas condensate reservoir performance / F. B. Thomas, D. B. Bennion, G. Andersen // Journal of Canadian Petroleum Technology. 2009. Vol. 48. № 7. PETSOC-09-07-18. DOI: 10.2118/09-07-18

Danila A. KISELEV¹
Alexander P. SHEVELEV²
Alexander Ya. GILMANOV³

UDC 53.043

ADAPTATION OF ALGORITHM FOR CALCULATING MULTICOMPONENT SYSTEM PHASE EQUILIBRIUM FOR FIELDS WITH UNCERTAIN INITIAL DATA

- ¹ Postgraduate Student, Department of Modeling
of Physical Processes and Systems,
Institute of Physics and Technology,
University of Tyumen
danilakis@rambler.ru
- ² Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor,
Department of Modeling of Physical Processes and Systems,
Institute of Physics and Technology,
University of Tyumen
alexandershevelev@mail.ru
- ³ Master Student, Department of Modeling
of Physical Processes and Systems,
Institute of Physics and Technology,
University of Tyumen
agilmanov1996@gmail.com

Abstract

To date, hard-to-recover reserves are being actively developed; their majority are gas condensate fields. During the development of the field, the reservoir pressure drops, which leads to the retrograde condensation. Predicting these processes requires calculating phase behavior of hydrocarbons. The existing calculation algorithm requires long and expensive

Citation: Kiselev D. A., Shevelev A. P., Gilmanov A. Ya. 2019. "Adaptation of algorithm for calculating multicomponent system phase equilibrium for fields with uncertain initial data". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 5, no 2, pp. 89-104.
DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-2-89-104

laboratory experiments to determine the properties of a group of heavy components. In many gas condensate fields, there was absence of studies of reservoir fluids at the initial stages of development. Additional laboratory studies are currently impossible due to the changes in the component composition during the development. Therefore, it is necessary to adapt the existing classical algorithm for fields with uncertainty of the initial data.

To solve this problem, it is necessary to determine a set of initial field data that characterizes the phase state of the reservoir fluid during development in a unique way. The authors have developed a consistent method of adapting the model of a multicomponent system to field data. The calculations used the Peng-Robinson cubic equation of state and the Lewis theory of a simplified description of phase equilibrium. Using the proposed algorithm, the content of gas condensate in the formation gas is calculated to predict the final condensate recovery factor. The dependence of the critical parameters of the group of heavy hydrocarbons on the main parameters of the phase transition is established and the necessary field data are identified. The algorithm was adopted for Zaykinsko-Zorinskoye field on the history of the development.

Keywords

Multicomponent system, gas condensate fields, thermodynamics, PVT-model, equation of state, physical and mathematical modeling, thermodynamic equilibrium, phase equilibrium, critical parameters, retrograde condensation.

DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-2-89-104

REFERENCES

1. Batalin O. Yu., Brusilovskiy A. I., Zakharov M. Yu. 1992. Phase Equilibria in Natural Hydrocarbons Systems]. Moscow: Nedra. [In Russian]
2. Brusilovskiy A. I. 2002. Phase Transformations in Oil and Gas Fields Development. Moscow: Graal. [In Russian]
3. Gimatudinov Sh. K., Shirkovskiy A. I. 1982. Physics of Oil and Gas Reservoir: Textbook. 3rd edition. Moscow: Nedra. [In Russian]
4. Korn G., Korn T. 1974. Mathematical Handbook for Scientists and Engineers. Translated from English; edited by I. G. Aramanovich. Moscow: Nauka. [In Russian]
5. Reid R., Prausnitz J., Sherwood T. 1982. Properties of Gases and Liquids. Translated from English; edited by B. I. Sokolov. 3rd edition, revised. Leningrad: Khimiya. [In Russian]
6. Sokolov V. S., Kiselev D. A., Smirnov A. Yu. 2016. "Method of forecasting of the coefficient of condensate recovery in fields with a low degree of scrutiny". *Neftepromislovoe delo*, no 4, pp. 5-9. [In Russian]
7. Sokolov V. S., Kiselev D. A., Smirnov A. Yu. 2017. "Simulation of phase equilibrium of gas-condensate systems for the fields with a low degree of scrutiny". *Nedropolzovanie XXI vek*, no 4, pp. 52-57. [In Russian]

8. Sokolov V. S., Kiselev D. A., Smirnov A. Yu. 2016. "Problems of providing condensate recovery factor of gas condensate objects on the example of porous-fractured reservoirs of Zaykinsko-Zorinskoye Field in the Orenburg Region". *Neftepromislovoe delo*, no 11, pp. 12-16. [In Russian]
9. Shirkovskiy A. I. 1987. *Development and Operation of Gas and Gas Condensate Fields*. Moscow: Nedra. [In Russian]
10. Thomas F. B., Bennion D. B., Andersen G. 2009. "Gas Condensate Reservoir Performance". *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 48, no 7, PETSOC-09-07-18. DOI: 10.2118/09-07-18