



Научная статья
УДК 544.015.4
<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2025.1.5>

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ФАЗОВОГО ПОВЕДЕНИЯ ПРИРОДНОЙ УГЛЕВОДОРОДНОЙ СИСТЕМЫ С УЧЕТОМ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

Лейсан Тимуровна Абдразакова^{1*},
Александр Янович Гильманов²,
Александр Павлович Шевелёв³

^{1, 2, 3} Тюменский государственный университет (д. 6, ул. Володарского, Тюмень, 625003, Российская Федерация)

¹ stud0000262117@study.utmn.ru; <https://orcid.org/0009-0001-5318-3037>

² a.y.gilmanov@utmn.ru; <https://orcid.org/0000-0002-7115-1629>

³ a.p.shevelev@utmn.ru; <https://orcid.org/0000-0003-0017-4871>

* Автор, ответственный за переписку

Аннотация.

Для разработки газоконденсатных месторождений необходимо предсказывать фазовое поведение многокомпонентной углеводородной системы. Существующие модели не учитывают наличие нескольких корней уравнения материального баланса и минерализации воды. Поэтому целью работы является создание методики расчёта фазового состояния газоконденсатной смеси с учётом определения всех корней уравнения материального баланса и минерализации пластовой воды. Впервые определение количества корней уравнения материального баланса осуществляется с использованием теоремы Штурма. Объектом исследования является пласт, содержащий газоконденсатную смесь. В данной работе предложена методика для расчета фазового поведения многокомпонентной углеводородной системы, благодаря которой можно рассчитать все корни уравнения материального баланса фаз. В отличие от традиционного алгоритма такая методика предполагает использование уравнения Сеченова для расчета коэффициентов бинарного взаимодействия в зависимости от минерализации воды. Отыскание мольной доли газовой фазы осуществляется с использованием теоремы Штурма и алгоритма последовательного деления многочленов Евклида. Таким образом, исключаются ранее найденные корни и снова применяет-

ся итерационный метод Ньютона. Результаты расчетов для модельного объекта свидетельствуют о том, что мольная доля газовой фазы составляет для базового варианта более 32 %. Получено распределение компонентов по жидкой и газовой фазам. Исследовано влияние температуры, давления и минерализации воды на мольную долю газовой фазы. На основе расчетов для модельного объекта установлено, что область двухфазного состояния соответствует узкому диапазону пластовых давлений (4,5-6 атм). С ростом давления мольная доля газовой фазы уменьшается в силу перехода системы в жидкое состояние.

Ключевые слова: псевдокomпонент, многокомпонентная углеводородная система, теорема Штурма, коэффициенты бинарного взаимодействия, фугитивность, коэффициенты бинарного взаимодействия, минерализация

Для цитирования: Абдразакова Л. Т., Гильманов А. Я., Шевелёв А. П. Методика расчета фазового поведения природной углеводородной системы с учетом минерализации пластовой воды // Наука. Инновации. Технологии. 2025. № 1. С. 117–136. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2025.1.5>

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 26.12.2024;
одобрена после рецензирования 01.03.2025;
принята к публикации 20.03.2025.

2.8.4. Development and Operation of Oil and Gas Fields (Technical Sciences)

Research article

Methodology for calculation of phase behavior of a natural hydrocarbon system with account of formation water mineralization

**Leisan T. Abdrazakova^{1*},
Aleksandr Ya. Gilmanov²,
Aleksandr P. Shevelev³**

^{1, 2, 3} University of Tyumen (6, Volodarskogo St., Tyumen, 625003, Russian Federation)

¹ stud0000262117@study.utmn.ru; <https://orcid.org/0009-0001-5318-3037>

² a.y.gilmanov@utmn.ru; <https://orcid.org/0000-0002-7115-1629>³ a.p.shevelev@utmn.ru; <https://orcid.org/0000-0003-0017-4871>

* Corresponding author

Abstract.

The development of gas condensate fields requires the prediction of phase behavior. The existing models do not consider the presence of several roots of material balance equation and water mineralization. Therefore, the aim of the work is to develop the methodology for calculation of phase state of a gas condensate mixture, considering the determination of all the roots of the material balance equation and mineralization of reservoir water. For the first time, the number of roots of the material balance equation is determined using Sturm's theorem. The object of the study is a reservoir containing a gas condensate mixture. The paper develops the methodology for calculation of phase behavior of a multicomponent hydrocarbon system. Unlike the traditional algorithm, this methodology involves the Sechenov equation. The molar fraction of the gas phase is found using Sturm's theorem and the algorithm of sequential division of Euclidean polynomials. The calculation results for the model object indicate that the molar fraction of the gas phase is more than 32 %. The distribution of the components over the phases is obtained. The effect of temperature, pressure, and salinity of water on the molar fraction of the gas phase has been researched. Based on calculations for the model object, it was found that the region of the two-phase state corresponds to a narrow range of reservoir pressures. As the pressure increases, the molar fraction of the gas phase decreases due to the transition of the system to a liquid state.

Keywords:

pseudocomponent, multicomponent hydrocarbon system, Sturm's theorem, binary interaction coefficients, fugacity, binary interaction coefficients, mineralization

For citation:

Abdrzakova LT, Gilmanov AY, Shevelev AP. Methodology for calculation of phase behavior of a natural hydrocarbon system with account of formation water mineralization. Science. Innovations. Technologies. 2025;(1):117-136. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2025.1.5>

Conflict of interest: the authors declare no conflicts of interests.

The article was submitted 26.12.2024;
approved after reviewing 01.03.2025;
accepted for publication 20.03.2025.

Введение

Разработка газоконденсатных месторождений, содержащих значительные запасы углеводородов в России и мире [1, 2], сопряжена с рядом трудностей. Основной из них является ретроградная конденсация, приводящая к выпадению газового конденсата при падении пластового давления (рис. 1) [3]. Это приводит к неполной выработке извлекаемых запасов, что является экономически неэффективным. Добыть такой конденсат при эксплуатации залежи в режиме истощения не представляется возможным, за исключением случаев крайне низких пластовых давлений около 1 МПа, когда начинаются процессы прямого испарения. Другие проблемы, например, связанные с накоплением конденсата в скважинах, с выносом потока газа остаточной воды, проявляются в меньшей степени и могут быть решены корректировкой технологии разработки газоконденсатных месторождений [2, 4].

Решение проблемы ретроградной конденсации компонентов углеводородной системы возможно с помощью поддержания пластового давления. С этой целью возможно использование технологии сайклинг-процесса [6]. Однако её эффективное применение невозможно без прогнозирования требуемых давлений, при которых ретроградная конденсация не происходит.

Для этого на практике широко применяются инструменты моделирования фазового поведения многокомпонентных углеводородных систем [7–9]. Входными данными в ходе таких расчётов являются: состав смеси, критические параметры компонентов, термобарические условия пласта [10, 11]. Как правило, группу тяжёлых углеводородных компонентов с небольшими мольными долями для ускорения процедуры расчётов объединяют в псевдокомпонент, свойства которого вычисляют с помощью корреляционных зависимостей [12]. Традиционный алгоритм моделирования предполагает расчёт коэффициентов распределения компонентов по фазам из приближения идеальных газов и жидкостей, определение мольных долей компонентов из решения системы уравнений материального баланса, вычисление коэффициентов сверхсжимаемости из уравнения состояния с учётом правил смешения [13], расчёт фугитивностей компонентов и пересчёт коэффициентов распределения с повторением всей остальной процедуры [14–16]. Вычисления завершаются, когда

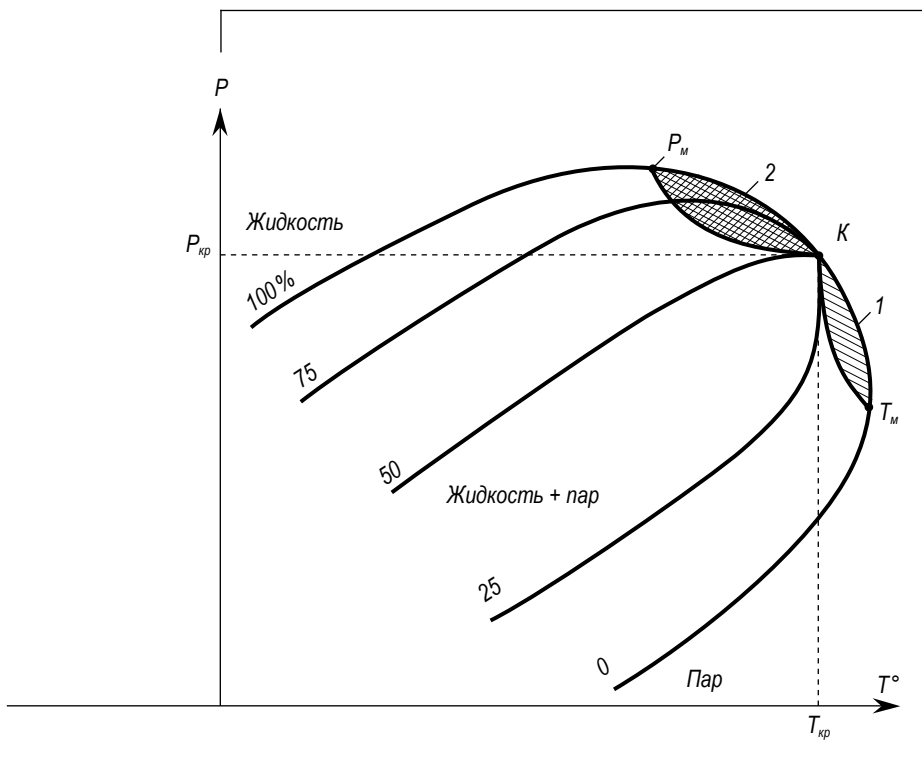
**Рис. 1.****Фазовая диаграмма двухкомпонентной системы.**

Fig. 1. Phase diagram of a two-component system.

Источник:

составлено по данным [5].

Source:

compiled according to data [5].

фугитивность каждого компонента в жидкой фазе становятся приблизительно равной фугитивности этого компонента в газовой фазе с заданной точностью [15]. Поскольку свойства псевдокомпонента определены приближённо, проводят настройку модели на экспериментальные данные, например, на результаты дифференциальной конденсации, или на промысловые параметры [17–19].

Описанный алгоритм зарекомендовал себя на практике при построении фазовых диаграмм многокомпонентных углеводородных систем [20–22]. Однако он не учитывает влияние минерализации пластовой воды, которая может изменять фазовое поведение [23]. Традиционные эмпирические корреляционные зависимости для такого расчёта применимы с допустимой точностью только в

узком диапазоне термобарических условий [5]. Кроме того, традиционный алгоритм не учитывает возможность наличия нескольких корней у уравнения материального баланса, которое в случае наличия большого количества компонентов имеет высокую степень [15]. В этом случае корень уравнения должен определяться с учётом физического смысла и может уточнить результаты расчётов. Поэтому целью работы является создание методики расчёта фазового состояния газоконденсатной смеси с учётом определения всех корней уравнения материального баланса и минерализации пластовой воды. Впервые определение количества корней уравнения материального баланса осуществляется с использованием теоремы Штурма.

Материалы и методы исследований

В качестве входных данных рассматриваемой многокомпонентной углеводородной системы являются мольные доли компонентов в смеси n_i , критические параметры этих компонентов, пластовые давление и температура, плотности и молярные массы компонентов. В системе присутствуют тяжелые углеводородные компоненты с малой мольной долей, поэтому проводится объединение в псевдокомпонент. Он будет неким комплексом, усредняющим свойства углеводородов с пентана по эйкозан. Для псевдокомпонента по корреляционным зависимостям [23] рассчитываются следующие параметры: молярная масса, относительная плотность, температура кипения, критическая температура, ацентрический фактор.

В отличие от традиционных методов при расчёте коэффициентов бинарного взаимодействия компонентов учитывается минерализация воды. Формулы для расчёта этих коэффициентов либо не согласуются с экспериментальными данными в некотором диапазоне минерализации [23], либо не упоминаются в публикациях. Влияние содержащихся в пластовой воде солей на растворимость природного газа учитывается уравнением Сеченова:

$$C'_{ij} = C_{ij} \cdot 10^{\alpha_i \cdot m_{water}} \quad (1)$$

где α_i – коэффициент Сеченова, минерализация m_{water} подставляется в г-молей соли на 1 кг чистой воды;

- C_{ij} – коэффициент бинарного взаимодействия между i -ым и j -ым компонентом;
- C_{ij}' – коэффициент бинарного взаимодействия между i -ым и j -ым компонентом с учётом минерализации пластовой воды.

Далее из приближения идеального раствора и идеального газа определяются предварительные коэффициенты распределения компонентов K_i по жидкой и газовой фазе [14].

Чтобы понимать, в какой фазе находится многокомпонентная углеводородная система при рассчитанной мольной доле газовой фазы и заданных пластовых условиях, следует добавить условие на мольную долю газовой фазы V . Если она меньше нуля, то смесь находится в однофазном ненасыщенном жидком состоянии, которой соответствует условие:

$$\sum_{i=1}^N n_i \cdot K_i < 1 \quad (2)$$

Если она равна нулю, то смесь в состоянии, соответствующем однофазной насыщенной жидкости:

$$\sum_{i=1}^N n_i \cdot K_i = 1 \quad (3)$$

Если она равна единице, то смесь соответствует однофазному насыщенному паровому состоянию:

$$\sum_{i=1}^N \frac{n_i}{K_i} = 1 \quad (4)$$

Если она больше единицы, то смесь находится в однофазном ненасыщенном газовом состоянии:

$$\sum_{i=1}^N \frac{n_i}{K_i} < 1 \quad (5)$$

В системе учитываются 20 углеводородов и 5 неуглеводородных компонентов, из-за этого уравнение материального баланса для определения мольной доли газовой фазы

$$F(V) = \sum_{i=1}^N \frac{n_i(K_i-1)}{V(K_i-1)+1} = 0 \quad (6)$$

имеет высокий порядок. В традиционных алгоритмах рассчитывается только один корень этого уравнения с использованием численных методов. Для того чтобы качественно определить точное число действительных корней, на заданном интервале применяется теорема Штурма. Для её применения уравнение (6) приводится к виду полинома относительно V :

$$f(V) = A_{10} \cdot V^{10} + A_9 \cdot V^9 + A_8 \cdot V^8 + A_7 \cdot V^7 + A_6 \cdot V^6 + A_5 \cdot V^5 + A_4 \cdot V^4 + A_3 \cdot V^3 + A_2 \cdot V^2 + A_1 \cdot V + A_0 \cdot V^0 \quad (7)$$

где $A_0, A_1, A_2, A_3, A_4, A_5, A_6, A_7, A_8, A_9, A_{10}$ – коэффициенты полинома.

Выражение (7) определяет полином с индексом 0 из ряда Штурма. Первый полином соответствует производной:

$$f'(V) = 10 \cdot A_{10} \cdot V^9 + 9 \cdot A_9 \cdot V^8 + 8 \cdot A_8 \cdot V^7 + 7 \cdot A_7 \cdot V^6 + 6 \cdot A_6 \cdot V^5 + 5 \cdot A_5 \cdot V^4 + 4 \cdot A_4 \cdot V^3 + 3 \cdot A_3 \cdot V^2 + 2 \cdot A_2 \cdot V + A_1 \quad (8)$$

Последующие полиномы вычисляются по формуле:

$$f_{k+1}(V) = -f_{k-1}(V) \bmod f_k(V) \quad (9)$$

где k – индекс полинома Штурма;
 $\bmod$ – остаток от деления многочлена на многочлен.

Расчет по формуле (9) повторяется до тех пор, пока не будет получен полином 0-го порядка.

Далее рассчитывается количество перемен знаков в ряде Штурма в начале и в конце рассматриваемого интервала. Модуль разности между полученными значениями определяет количество действительных корней.

После этого применяется итерационный метод Ньютона с начальным приближением 0,5 и погрешностью 0,01%, с помощью которого находится первый корень решаемого уравнения:

$$V_{new} = V_{old} - \frac{f(V_{old})}{f'(V_{old})} \quad (10)$$

где V_{old} – значение мольной доли газовой фазы с предыдущей итерации;
 V_{new} – значение мольной доли газовой фазы с текущей итерации.

Далее последовательным делением многочленов Евклида исключается найденный корень, и понижается порядок полинома. И снова методом Ньютона находится следующий действительный корень. Такая процедура проводится до тех пор, пока не будут известны все действительные корни в промежутке от –1000 до 1000. Затем из всех найденных действительных корней выбирается наибольших из принадлежащих диапазону от 0 до 1 с учётом физического смысла мольной доли газовой фазы.

Используются правила смешения для расчётов коэффициентов уравнения состояния для жидкой и газовой фазы.

Из уравнения состояния Брусилковского методом Кардано определяются коэффициенты сверхсжимаемости для жидкой и газовой фазы. В качестве значения коэффициента сверхсжимаемости для газовой фазы берётся наибольший корень, для жидкой – наименьший, поскольку газ занимает больший объём, чем жидкость.

Далее рассчитываются фугитивности компонентов в жидкой и газовой фазах по соотношениям:

$$f_{iV} = \exp \left(\frac{b_i}{b_v} (z_v - 1) - \ln(z_v - B_{1V}) - \chi_v \ln \lambda_v + \ln(y_i p) \right) \quad (11)$$

где χ_v, λ_v введены для упрощения формулы фугитивности газовой фазы и равны:

$$\chi_v = \frac{A_{1V}}{B_{1V} \cdot 2\sqrt{2}} \left(2 \sum_{j=1}^N \frac{y_j \sqrt{a_i a_j}}{a_v} (1 - C_{ij}) - \frac{b_i}{b_v} \right) \quad (12)$$

$$\lambda_v = \frac{z_v + (\sqrt{2+1}) \cdot B_{1V}}{z_v + (1 - \sqrt{2}) \cdot B_{1V}} \quad (13)$$

$$f_{iL} = \exp \left(\frac{b_i}{b_l} (z_l - 1) - \ln(z_l - B_{1L}) - \chi_l \ln \lambda_l + \ln(x_i p) \right) \quad (14)$$

где χ_l, λ_l введены для упрощения формулы фугитивности жидкой фазы и равны:

$$\chi_l = \frac{A_{1L}}{B_{1L} \cdot 2\sqrt{2}} \left(2 \sum_{j=1}^N \frac{x_i \sqrt{a_i a_j}}{a_l} (1 - C_{ij}) - \frac{b_i}{b_l} \right) \quad (15)$$

$$\lambda_l = \frac{z_l + (\sqrt{2+1}) \cdot B_{1L}}{z_l + (1 - \sqrt{2}) \cdot B_{1L}} \quad (16)$$

Осуществляется пересчёт коэффициентов распределения по формуле:

$$K_i = K_i \frac{f_{iL}}{f_{iV}} \quad (17)$$

Проверяется, достигнута ли заданная погрешность ε в разнице фугитивностей компонентов в жидкой и газовой фазе:

$$|f_{iL} - f_{iV}| \leq \varepsilon \quad (18)$$

Если условие выполняется, расчёт заканчивается, иначе идёт возврат к проверке условий, в какой фазе находится многокомпонентная углеводородная система.

Результаты исследований и их обсуждение

На примере модельной пластовой системы, параметры которой приведены в таблице 1, проведён расчёт её фазового состояния. Пластовая температура 77 °С, пластовое давление 5 атм, минерализация m_{water} равна 1,05 (базовый вариант). В таблице введены параметры системы:

T_{ci} — критическая температура компонентов;
 P_{ci} — критическое давление;

w_i –

ацентрический фактор;

n_i –

молярная доля;

ρ_{ci} –

относительная плотность;

M_i –

молярная масса.

Таблица 1.

СОСТАВ МОДЕЛЬНОЙ ПЛАСТОВОЙ УГЛЕВОДОРОДНОЙ СИСТЕМЫ

Table 1. Composition of the model reservoir hydrocarbon system

Компонент	T_{ci} , К	P_{ci} , атм	w_i	M_i , г/моль	ρ_m , кг/м ³	n_i , моль
H ₂ S	373,2	88,2	0,1	34	993	0,01
CO ₂	304,2	72,8	0,225	44	777	0,01
O ₂	154,6	49,2	0,021	32	1149	0,01
H ₂	33,2	12,8	0,01	2	71	0,01
H ₂ O	647,3	217,6	0,344	18	998	0,01
C ₁	190,6	45,4	0,008	16	425	0,41
C ₂	305,4	48,2	0,098	30	548	0,2
C ₃	369,8	41,9	0,152	44	582	0,1
C ₄	425,2	37,5	0,193	58	579	0,01
C ₅	469,6	33,3	0,251	72	626	0,012
C ₆	507,4	29,3	0,296	86	659	0,01
C ₇	540,2	27	0,351	100	684	0,01
C ₈	568,8	24,5	0,394	114	579	0,02
C ₉	594,6	23,1	0,444	128	718	0,02
C ₁₀	617,6	21,6	0,49	142	73	0,02
C ₁₁	638,8	19,4	0,535	156	74	0,02
C ₁₂	658,3	18	0,564	170	748	0,011
C ₁₃	657,8	17	0,623	184	756	0,02
C ₁₄	694	16	0,679	198	763	0,025
C ₁₅	707	15	0,706	212	769	0,015
C ₁₆	717	14	0,742	226	773	0,04
C ₁₇	733	13	0,77	240	778	0,01
C ₁₈	745	11,9	0,79	254	777	0,01
C ₁₉	756	11	0,827	268	789	0,01
C ₂₀	767	11	0,907	282	775	0,005

Анализ данных из таблицы 1 показывает, что доля тяжелых углеводородных компонентов небольшая в сравнении с легкими компонентами, что позволяет ввести псевдокомпонент. В соответствии с распространенной методикой на практике объединение в псевдокомпонент происходит, начиная с пентана.

- K_i —
 x_i —
 y_i —

итоговые значения коэффициентов распределения,
мольная доля компонента в жидкой фазе,
мольная доля компонентов в газовой фазе представ-
лены в таблице 2.

Таблица 2.
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТОВ ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ
Table 2. Results of calculation of phase state

Компонент	K_i	x_i	y_i
H ₂ S	1,272819	0,009926792	0,012635
CO ₂	1,491177	0,009868965	0,014716
O ₂	1,900909	0,009762257	0,018557
H ₂	2,799218	0,009536195	0,026694
H ₂ O	0,858709	0,01003834	0,00862
C ₁	1,769375	0,097962606	0,173333
C ₂	1,452831	0,148186072	0,215289
C ₃	1,189658	0,099489933	0,118359
C ₄	1,002418	0,009999346	0,010024
C ₅₊	0,674989	0,595229493	0,401773

Результаты расчетов для модельного объекта свидетельствуют о том, что мольная доля газовой фазы находится в обратной зависимости от пластового давления (рис. 2) и составляет для базового варианта более 32%, что обусловлено низким пластовым давлением (5 атм) и сравнительно высокой температурой (77°С). Обратный характер зависимости обусловлен постепенным переходом системы в жидкую фазу при росте давления.

Применение теоремы Штурма показывает, что имеется только один действительный корень уравнения материального баланса для заданной пластовой системы.

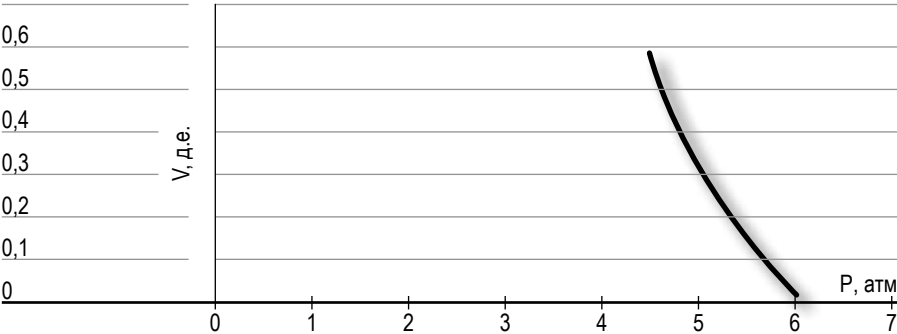


Рис. 2. Зависимость мольной доли газовой фазы от пластового давления.

Fig. 2. Dependence of the molar fraction of the gas phase on reservoir pressure.

Источник: составлено авторами.
Source: compiled by authors.

С увеличением температуры мольная доля газовой фазы увеличивается, что соответствует прямым процессам на фазовой диаграмме многокомпонентной углеводородной системы (рис. 3).

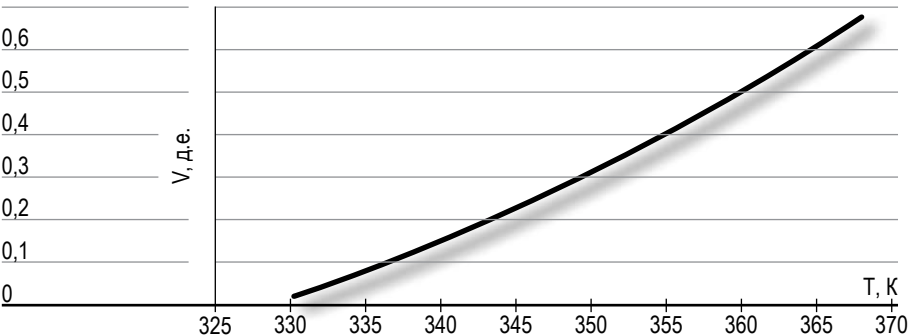


Рис. 3. Зависимость мольной доли газовой фазы от температуры.

Fig. 3. Dependence of the molar fraction of the gas phase on temperature.

Источник: составлено авторами.
Source: compiled by authors.

Результаты исследований влияния минерализации пластовой воды на мольную долю газовой фазы для базового варианта остальных параметров приведены на рисунке 4. С увеличением минерализации воды возрастают коэффициенты бинарно-

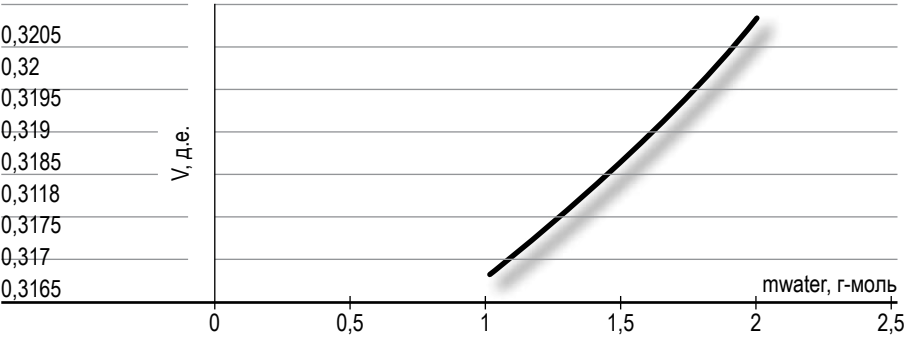


Рис. 4.

Зависимость мольной доли газовой фазы от минерализации воды.

Fig. 4. Dependence of the molar fraction of the gas phase on water mineralization.

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

го взаимодействия согласно (1), что приводит к увеличению степени отклонения системы от идеальных газов и жидкостей, т. е. росту поправочных коэффициентов в уравнении состояния. В результате мольная доля газовой фазы практически линейно увеличивается с ростом минерализации воды.

Заключение

Разработана методика расчета фазового состояния многокомпонентной углеводородной системы, позволяющая определить все действительные корни уравнения материального баланса и выбрать из них подходящий по физическому смыслу, а также учесть влияние минерализации пластовой воды.

На основе расчетов для модельного объекта установлено, что область двухфазного состояния соответствует узкому диапазону пластовых давлений (4, 5–6 атм). С ростом давления мольная доля газовой фазы уменьшается в силу перехода системы в жидкое состояние.

Показано, что увеличение минерализации пластовой воды приводит к практически линейному увеличению мольной доли газовой фазы, однако ее влияние существенно меньше, чем у пластовых термобарических условий.

Список источников

1. Ишмуратов Т.А. и др. Совершенствование подходов к расчету PVT-свойств пластовых флюидов нефтегазовых, нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей месторождений на территории деятельности «РН-Пур-нефтегаз» / Т.А. Ишмуратов, А. И. Хамидуллина, Р. Р. Исламов, А. А. Хисамов, А. Р. Абдульмянов, А.А. Сенина, А.Е. Андреев, И. Г. Опритов, А. Ф. Абдуллин, А. М. Логашин // Нефтяное хозяйство. 2021. № 12. С. 92–96. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-12-92-96>
2. Варламов Д. И. и др. Опыт применения технологий одновременно-раздельной эксплуатации скважин на месторождениях СП «Вьетсовпетро» / Д. И. Варламов, Е. Н. Грищенко, С. В. Баранова, А. А. Баранов // Нефтяное хозяйство. 2023. № 7. С. 58–64. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-7-58-64>
3. Петренко Н. Н., Бондаренко М. А., Петренко В. И. Оценка масштабов ретроградной конденсации в гигантском газоконденсатном месторождении // Наука. Инновации. Технологии. 2013. № 2. С. 99–106.
4. Eikeland K. M., Hansen H. Dry gas reinjection in a strong waterdrive gas/condensate field increases condensate recovery – case study: the Sleipner Øst Ty field, South Viking Graben, Norwegian North Sea // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2009. Vol. 12. No. 2. P. 281–296. <https://doi.org/10.2118/110309-PA>
5. Брусиловский А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.
6. Dong M., Huang S., Hutchence K. Methane pressure-cycling process with horizontal wells for thin heavy-oil reservoirs // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2006. Vol. 9. No. 2. P. 154–164. <https://doi.org/10.2118/88500-PA>
7. Рейтблат Е. А. и др. Моделирование свойств углеводородов в залежи со значительной дифференциацией вязкости и плотности нефти по геологическому разрезу / Е.А. Рейтблат, Е. В. Рожина, А. И. Комягин, Д. Н. Глумов, И. А. Опарин, А. И. Будько // Нефтяное хозяйство. 2022. №8. С. 82–85. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-8-82-85>
8. Варавва А. И. и др. Опыт создания и сопровождения моделей лифта скважин подгазовых зон нефтяных оторочек на примере Новопортовского НГКМ и Тазовского НГКМ / А. И. Варавва, Р. Т. Апасов, Г. Т. Апасов, Д. В. Виноградов, Ф.

- И. Полковников, Д. В. Платонов, Д. А. Самоловов // Society of Petroleum Engineers. (SPE-201962-RU, Москва, 26–29 октября 2020). Москва, 2020. С. 1–13.
9. Ogbeiwi P., Stephen K. D. Optimizing the value of a CO₂ water-alternating-gas injection project under geological and economic uncertainties // SPE Journal. 2024. Vol. 29. No. 6. P. 3348–3368. <https://doi.org/10.2118/219458-PA>
 10. Федоров К., и др. Дизайн водогазового воздействия: пути достижения смешиваемости, инструменты и методы анализа, оценка эффективности / К. Федоров, Т. Поспелова, А. Кобяшев, П. Гужиков, А. Васильев, А. Шевелёв, И. Дмитриев // Society of Petroleum Engineers (SPE-196758-RU, Москва, 15–17 октября 2020). Москва, 2020. С. 1–16.
 11. Caldas P. F. B., Kirkman G., Ungar F., Yang T. Evaluation of PVT comparisons and GOR prediction based on advanced mud gas data: a case study from Snorre field // Petrophysics. 2024. Vol. 65. No. 4. P. 532–547. <https://doi.org/10.30632/PJV65N4-2024a8>
 12. Ющенко Т. С., Брусиловский А. И. Моделирование PVT-свойств природных газоконденсатных смесей с учётом наличия остаточной воды в коллекторе // Society of Petroleum Engineers (SPE-176728-RU, Москва, 26–28 октября 2020). Москва, 2020. С. 1–20.
 13. Whitson K. H., Brule M. R. Phase behavior. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2000. 233 p.
 14. Luo S., Chen F., Zhou D., Nasrabadi H. Multiscale pressure/volume/temperature simulation of decreasing condensate/gas ratio at greater than dewpoint pressure in shale gas-condensate reservoirs // SPE Journal. 2021. Vol. 26. No. 6. P. 4174–4186. <https://doi.org/10.2118/203905-PA>
 15. Ширковский А. И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1987. 309 с.
 16. Sutton R. P. Fundamental PVT calculations for associated and gas/condensate natural-gas systems // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2007. Vol. 10. No. 3. P. 270–284. <https://doi.org/10.2118/97099-PA>
 17. Киселев Д. А., Шевелёв А. П., Гильманов А. Я. Адаптация алгоритма расчета фазового равновесия многокомпонентной системы применительно к месторождениям с неопределенностью в исходных данных // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика.

2019. Том 5. № 2. С. 89–104. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2019-5-2-89-104>
18. Hamdi H., Behmanesh H., Clarkson C. R. A semianalytical approach for analysis of wells exhibiting multiphase transient linear flow: application to field data // SPE Journal. 2020. Vol. 25. No. 6. P. 3265–3279. <https://doi.org/10.2118/196164-PA>
 19. Potsch K., Toplack P., Gumpenberger T. A review and extension of existing consistency tests for PVT data from a laboratory // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2017. Vol. 20. No. 2. P. 269–284. <https://doi.org/10.2118/183640-PA>
 20. Ким В. В. и др. Методика подбора аналогов моделей PVT пластового флюида и экспресс-оценка параметров PVT для новых активов / В. В. Ким, Н. О. Матрошилов, К. А. Печко, А. А. Афанасьев, М. В. Симонов // Нефтяное хозяйство. 2023. № 12. С. 36–39. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-12-36-39>
 21. Ильясов У. Р. и др. Сравнительный анализ свойств компонентов и фракций при PVT-моделировании / У. Р. Ильясов, А. Г. Лутфурахманов, Д. В. Ефимов, А. А. Пашали // Нефтяное хозяйство. 2020. № 5. С. 64–67. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-5-64-67>
 22. Pan H., Chen Y., Sheffield J., Chang Y.-B., Zhou D. Phase-behavior modeling and flow simulation for low-temperature CO₂ injection // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2015. Vol. 18. No. 2. P. 250–263. <https://doi.org/10.2118/170903-PA>
 23. Гриценко А. И. Исследование влияния воды на фазовые превращения газоконденсатных смесей // Газовое дело. 1964. № 4. С. 3–5.

References

1. Ishmuratov TA, Khamidullina AI, Islamov RR, Khisamov AA, Abdulmyanov AR, Senina AA, Andreev AE, Opritov IG, Abdullin AF, Logashin AM. Improvement of approaches for calculating PVT properties of reservoir fluids of oil and gas, oil-gas-condensate and gas-condensate deposits on the territory of activity of RN-Purneftegaz LLC. Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry. 2021;(12):92-96. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-12-92-96>
2. Varlamov DI, Grishchenko EN, Baranova SV, Baranov AA. Case record of dual completion deployment in Vietsovpetro wells. Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry. 2023;(7):58-64. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-7-58-64>

3. Petrenko NN, Bondarenko MA, Petrenko VI. Estimation of the scales of retrograde condensation in a giant gas-condensate field. *Science. Innovations. Technologies*. 2013;(2):99-106. (In Russ.).
4. Eikeland KM, Hansen H. Dry gas reinjection in a strong waterdrive gas/condensate field increases condensate recovery – case study: the Sleipner Øst Ty field, South Viking Graben, Norwegian North Sea. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. 2009;12(2):281-296. <https://doi.org/10.2118/110309-PA>
5. Brusilovsky AI. Phase transformations in the development of oil and gas fields. Moscow: Graal; 2002. 575 p. (In Russ.).
6. Dong M, Huang S, Hutchence K. Methane pressure-cycling process with horizontal wells for thin heavy-oil reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. 2006;9(2):154-164. <https://doi.org/10.2118/88500-PA>
7. Reitblat EA, Rozhina EV, Komyagin AI, Glumov DN, Oparin IA, Budko AI. Modeling properties of hydrocarbons in a reservoir with significant differentiation of oil density and viscosity. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*. 2022;(8):82-85. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-8-82-85>
8. Varavva AI, Apasov RT, Apasov GT, Vinogradov DV, Polkovnikov FI, Platonov DV, Samolovov DA. Experience in creating and maintaining well lift models of subgas zones of oil rims using the example of Novoportovskoye OGCF and Tazovskoye OGCF. In *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-201962-RU*, Moscow, October 26-29, 2020;1-13. (In Russ.).
9. Ogbeiwi P, Stephen KD. Optimizing the value of a CO₂ water-alternating-gas injection project under geological and economic uncertainties. *SPE Journal*. 2024;29(6):3348-3368. <https://doi.org/10.2118/219458-PA>
10. Fedorov K, Pospelova T, Kobyashev A, Guzhikov P, Vasiliev A, Shevelev A, Dmitriev I. Water-gas stimulation design: ways to achieve miscibility, tools and methods of analysis, efficiency assessment. In *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-196758-RU*, Moscow, October 15-17, 2020;1-16. (In Russ.).
11. Caldas P. F. B., Kirkman G., Ungar F., Yang T. Evaluation of PVT comparisons and GOR prediction based on advanced mud gas data: a case study from Snorre field. *Petrophysics*. 2024;65(4):532–547. <https://doi.org/10.30632/PJV65N4-2024a8>

12. Yushchenko TS, Brusilovsky AI. Modeling PVT properties of natural gas condensate mixtures taking into account the presence of residual water in the reservoir. In Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-176728-RU, Moscow, October 26-28, 2020;1-20. (In Russ.).
13. Whitson KH, Brule MR. Phase behavior. Richardson: Society of Petroleum Engineers; 2000. 233 p.
14. Luo S, Chen F, Zhou D, Nasrabadi H. Multiscale pressure/volume/temperature simulation of decreasing condensate/gas ratio at greater than dewpoint pressure in shale gas-condensate reservoirs. SPE Journal. 2021;26(6):4174-4186. <https://doi.org/10.2118/203905-PA>
15. Shirkovsky AI. Development and operation of gas and gas condensate fields. Moscow: Nedra; 1987. 309 p. (In Russ.).
16. Sutton RP. Fundamental PVT calculations for associated and gas/condensate natural-gas systems. SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2007;10(3):270-284. <https://doi.org/10.2118/97099-PA>
17. Kiselev DA, Shevelev AP, Gil'manov AYa. Adaptation of the algorithm for calculating the phase equilibrium of a multicomponent system as applied to fields with uncertainty in the initial data. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy. 2019;5(2):89-104. (In Russ.). <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2019-5-2-89-104>
18. Hamdi H, Behmanesh H, Clarkson CR. A semianalytical approach for analysis of wells exhibiting multiphase transient linear flow: application to field data. SPE Journal. 2020;25(6):3265-3279. <https://doi.org/10.2118/196164-PA>
19. Potsch K, Toplack P, Gumpenberger T. A review and extension of existing consistency tests for PVT data from a laboratory. SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2017;20(2):269-284. <https://doi.org/10.2118/183640-PA>
20. Kim VV, Matroshilov NO, Pechko KA, Afanasyev AA, Simonov MV. Methodology for selecting analogs of reservoir fluid PVT models and rapid estimation of PVT parameters for new assets. Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry. 2023;(12):36-39. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-12-36-39>
21. Ilyasov UR, Lutfurakhmanov AG, Efimov DV, Pashali AA. Comparative analysis of the properties of hydrocarbon components and fractions in PVT modeling. Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry. 2020;(5):64-67. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-5-64-67>

22. Pan H, Chen Y, Sheffield J, Chang Y-B, Zhou D. Phase-behavior modeling and flow simulation for low-temperature CO₂ injection. SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2015;18(2):250-263. <https://doi.org/10.2118/170903-PA>
23. Gritsenko AI. Study of the influence of water on phase transformations of gas condensate mixtures. Gazovoe delo = Gas Business. 1964;(4):3-5. (In Russ.).

Информация об авторах

Лейсан Тимуровна Абдразакова – студент бакалавриата Школы естественных наук Тюменского государственного университета, Researcher ID: LXU-4539-2024

Александр Янович Гильманов – кандидат физико-математических наук, доцент кафедры моделирования физических процессов и систем Тюменского государственного университета, Scopus ID: 57205429154, Researcher ID: LXU-4884-2024

Александр Павлович Шевелёв – кандидат физико-математических наук, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем Тюменского государственного университета, Scopus ID: 37013734300, Researcher ID: LXU-4897-2024

Вклад авторов: все авторы внесли равный вклад в подготовку публикации.

Information about the authors

Leisan T. Abdrazakova – Bachelor Student of the School of Natural Sciences of University of Tyumen, Researcher ID: LXU-4539-2024

Aleksandr Ya. Gilmanov – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems, University of Tyumen, Scopus ID: 57205429154, Researcher ID: LXU-4884-2024

Aleksandr P. Shevelev – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Professor of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems, University of Tyumen, Scopus ID: 37013734300, Researcher ID: LXU-4897-2024

Contribution of the authors: the authors contributed equally to this article.