

Научная статья / Original research article

УДК 622.324.061

DOI:10.31660/0445-0108-2025-5-39-49

EDN: ETWMIC



**Моделирование молекулярных взаимодействий
в системе Метан- C_5^+ для прогнозирования ретроградной конденсации
при разработке нефтегазовых залежей**

В. А. Белых, А. К. Ягафаров, С. Н. Бастриков*

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**bastrikovsn@tyuiu.ru*

Аннотация. Ретроградная конденсация остается ключевым процессом при эксплуатации газоконденсатных месторождений, что приводит к значительным сокращениям добычи углеводородов. В статье исследованы механизмы этого процесса на примере пласта БТ₆¹ Северо-Часельского месторождения, где установлено выпадение конденсата при снижении пластового давления до 27,64 МПа, что всего на 0,12 МПа выше текущего пластового давления (27,52 МПа).

Цель исследования — выявить молекулярные и термодинамические факторы, провоцирующие раннюю конденсацию, и предложить меры по поддержанию пластового давления с целью сокращения потерь добычи углеводородов.

Актуальность статьи заключается в уточнении физики межмолекулярных взаимодействий при фильтрации газожидкостной фазы в пласте.

На основе уравнений состояния Пенга — Робинсона и потенциала Леннарда-Джонса проведен анализ межмолекулярных взаимодействий в системе метан — тяжелые углеводороды (C_5^+). Установлено, что образование соединений с C_5^+ при снижении давления ниже 25 МПа вплоть до 10,18 МПа приводит к блокировке 98,9 % пор коллектора, что в 4–6 раз превышает порог перколяции (15–25 %). Это объясняет полную остановку добычи газа при достижении давления максимальной конденсации.

Результаты работы подчеркивают необходимость поддержания давления выше точки росы и управления смачиваемостью пород. Исследование актуально для разработки месторождений с терригенными коллекторами, где ретроградная конденсация является одной из основных проблем, определяющих рентабельность проектов.

Ключевые слова: ретроградная конденсация, газоконденсатные месторождения, уравнение Пенга — Робинсона, потенциал Леннарда-Джонса, межмолекулярные взаимодействия, теория перколяции

Для цитирования: Белых, В. А. Моделирование молекулярных взаимодействий в системе Метан- C_5^+ для прогнозирования ретроградной конденсации при разработке нефтегазовых залежей / В. А. Белых, А. К. Ягафаров, С. Н. Бастриков. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-5-39-49 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 5. — С. 39–49. — EDN: ETWMIC

**Modeling of molecular interactions
in the system of Methane- C_5^+ for predicting retrograd condensation
in the development of oil and gas deposits**

Vadim A. Belykh, Alik K. Yagafarov, Sergey N. Bastrikov*

Abstract. Retrograde condensation is a critical process in the exploitation of gas condensate fields, leading to significant reductions in hydrocarbon production. This study examines the mechanisms behind this phenomenon, focusing on the BT₆¹ reservoir of the North-Chaselsky field. Here, condensation occurs when the reservoir pressure falls to 27,64 MPa, which is only 0.12 MPa above the current pressure of 27,52 MPa.

The aim of this study is to identify molecular and thermodynamic factors causing early condensation and to propose measures for maintaining reservoir pressure to reduce hydrocarbon production losses.

The paper is relevant as it clarifies the physics of intermolecular interactions during gas-liquid phase filtration in the reservoir.

Using the Peng-Robinson equation of state and Lennard-Jones potential, the authors of this paper conducted an analysis of intermolecular interactions in the methane-heavy hydrocarbon (C₅+) system. Also, the authors found that the formation of complexes with C₅+ when pressure decreases from 25 MPa down to 10–18 MPa results in the blocking of 98,9 % of the reservoir pores. This blockage is 4 to 6 times higher than the percolation threshold (15–25 %). It explains the complete cessation of gas production at the maximum condensation pressure.

The results of this work underscore the need for maintaining pressure above the dew point and managing rock wettability. This study is relevant for fields with terrigenous reservoirs, where retrograde condensation presents significant challenges to project profitability.

Keywords: retrograde condensation, gas-condensate fields, Peng — Robinson equation, Lennard-Jones potential, intermolecular interactions, percolation theory

For citation: Belykh, V. A., Yagafarov, A. K. & Bastrikov, S. N. (2025). Modeling of molecular interactions in the system of Methane-C₅+ for predicting retrograd condensation in the development of oil and gas deposits. Oil and Gas Studies, (5), pp. 39-49. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-5-39-49

Введение

Газоконденсатные месторождения представляют собой важный источник углеводородов, однако их разработка сопряжена с рядом технологических трудностей, среди которых особое место занимает ретроградная конденсация.

Ретроградная конденсация — это процесс, который характеризуется выпадением жидкой фазы при снижении пластового давления и приводит к значительным потерям углеводородов и снижению продуктивности скважин. Традиционные методы контроля процесса конденсации, такие как закачка сухого газа, часто оказываются неэффективными из-за недостаточного учета молекулярных особенностей пластовых флюидов [1].

В последние годы все большее внимание уделяется микроскопическим аспектам фазовых переходов в углеводородных системах. Межмолекулярные взаимодействия, такие как ван-дер-ваальсовы силы, играют ключевую роль в формировании жидкой фазы. Однако несмотря на значительный прогресс в области молекулярной физики, эти аспекты редко учитываются при моделировании газоконденсатных систем.

В скважине 94 (пласт БТ₆¹) Северо-Часельского месторождения наблюдается раннее выпадение конденсата при снижении пластового да-

ления, что приводит к значительным потерям добычи углеводородов и снижению продуктивности скважин [2].

Цель исследования — выявить молекулярные и термодинамические факторы, влияющие на процесс конденсации жидкой фазы в пласте при работе скважины на различных режимах.

В статье подробно рассмотрены вопросы межмолекулярного взаимодействия в условиях фильтрации газоконденсатной смеси в пласте и выходе ее из пласта в ствол скважины.

Актуальность статьи заключается в уточнении физики межмолекулярных взаимодействий при фильтрации газожидкостной фазы в пласте, а также необходимости повышения эффективности разработки газоконденсатных месторождений, особенно в условиях снижения давления ниже точки росы. Полученные результаты могут быть применены не только на Северо-Часельском месторождении, но и на других объектах с аналогичными геолого-физическими условиями.

Межмолекулярные взаимодействия в пластовых условиях

Промысловые газоконденсатные исследования скважины 94 (2 864–2 877 м) проведены через сепаратор и замерную емкость, на трех режимах — 12/21, 12/17 и 14/17 мм. Продолжительность исследований на этих режимах изменялась от 6 до 37 часов. Дебит газа сепарации в процессе исследований варьировал от 180,6 до 322,3 тыс. м³/сут., дебит стабильного конденсата — от 26,9 до 36,6 м³/сут. [3].

Межмолекулярные взаимодействия в пластовом флюиде описываются потенциалом Леннарда-Джонса:

$$V(r) = 4 \epsilon \left[\left(\frac{\sigma}{r} \right)^{12} - \left(\frac{\sigma}{r} \right)^6 \right], \quad (1)$$

где $V(r)$ — потенциал взаимодействия Леннарда-Джонса (кДж/моль); ϵ — глубина потенциальной ямы (энергия притяжения, кДж/моль); σ — расстояние, где потенциал равен нулю (нм); r — расстояние между молекулами (нм).

Значения для системы C₄-C₅+ (на основе данных Северо-Часельского месторождения):

σ (нм): расстояние, на котором потенциал равен нулю. Зависит от размера молекул. Для метана C₅+ $\sigma \approx 0,38$ нм.

ϵ (кДж/моль): глубина потенциальной ямы, которая определяет силу притяжения. Для метана — C₅+ $\epsilon^0 \approx 1,2$ кДж/моль.

Эти параметры не универсальны и определяются для каждой пары веществ экспериментально или через квантово-химические расчеты.

Для системы C₄-C₅+ параметры ϵ и σ значительно выше, что объясняет сильное притяжение между тяжелыми молекулами и их склонность к образованию соединений.

Пример расчета при $r = 0,5$ нм:

$$V_{(0,5)} = 4 * 1,2 \left[\left(\frac{0,38}{0,5} \right)^{12} - \left(\frac{0,38}{0,5} \right)^6 \right] = -0,25 \text{ кДж/моль.} \quad (2)$$

Проведенные расчеты на основе 10 относительных положений молекул C_4-C_5+ представлены на рисунке 1.



Рис. 1. Потенциал Леннарда-Джонса для системы метан- C_5+

По результатам построения графика сделаны следующие выводы:

- при $r < \sigma = 0,38$ нм преобладают силы отталкивания $V(r) > 0$, что соответствует перекрытию электронных оболочек молекул;
- минимум потенциала ($V_{min} = -0,4$ кДж/моль) наблюдается при $r = 0,45$ нм, где силы притяжения максимальны;
- при $r > 0,65$ нм взаимодействие становится пренебрежимо малым ($V(r) \approx 0$).

Потенциал Леннарда-Джонса $V(r)$ аппроксимирует взаимодействие между молекулами метана и C_5+ как сумму отталкивательного и притягивающего членов. Минимум потенциала соответствует равновесному расстоянию, на котором формируются кластеры тяжелых углеводородов, инициирующие ретроградную конденсацию.

При снижении давления расстояние между молекулами C_5+ уменьшается, приближаясь к $r \approx 0,45$ нм. Это стимулирует образование соединений тяжелых углеводородов, увеличивая объем конденсата.

Фазовые переходы и ретроградная конденсация

Пласт БТ₆¹ испытан в одном объекте скважины 94. Замеренное пластовое давление с помощью КВД на глубине 3 840 м составило 27,08 МПа, уточненное методом Хорнера — 27,46 МПа [2].

Для того чтобы изучить фазовое поведение системы углеводородов, воспользуемся уравнением Пенга — Робинсона для описания свойств газо-

конденсатной смеси, состоящей из метана (83,97 % мольных) и тяжелых углеводородов C₅+ (3,04 % мольных) [4].

Уравнение состояния Пенга — Робинсона:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{aa(T)}{V(V+b)+b(V-b)}, \quad (3)$$

где P — давление в системе, МПа (для Северо-Часельского месторождения $P = 27,52$ МПа); T — температура, К (пластовая температура $T = 348,3$ К); V — молярный объем, м³/моль (искомое значение); R — универсальная газовая постоянная; a — параметр, учитывающий силы притяжения между молекулами, МПа·м⁶/моль²; b — параметр, учитывающий размер молекул, м³/моль; $a(T)$ — температурная корректировка параметра a , безразмерная величина.

Расчет молярного объема (V) позволяет определить точку росы — давление, при котором начинается выпадение конденсата.

Для каждого компонента смеси (метан и C₅+):

1) критическая температура ($T_{c,i}$) — температура, выше которой газ не может быть сжижен, К;

2) критическое давление ($P_{c,i}$) — давление, необходимое для сжижения газа при $T_{c,i}$, МПа.

Формулы для параметров a_i и b_i :

$$a_i = 0,45724 * \frac{R^2 T_{c,i}^2}{P_{c,i}}, \quad (4)$$

$$b_i = 0,07780 * \frac{RT_{c,i}}{P_{c,i}}, \quad (5)$$

где $T_{c,i}$ — критическая температура компонента i , К; $P_{c,i}$ — критическое давление компонента i , МПа.

Значения для компонентов

Метан (CH₄): $T_{c,CH_4} = 190,6$ К; $P_{c,CH_4} = 4,64$ МПа.

$$b_{CH_4} = 0,07780 * \frac{8,314 * 190,6}{4,64 * 10^3} = 0,0267 \text{ м}^3/\text{моль}. \quad (6)$$

C₅+ (усреднено как пентан): $T_{c,C_5+} = 470,0$ К; $P_{c,C_5+} = 3,37$ МПа.

$$b_{C_5+} = 0,07780 * \frac{8,314 * 470}{3,37 * 10^3} = 0,0901 \text{ м}^3/\text{моль}. \quad (7)$$

Расчет параметров a и b для смеси $y_{CH_4} = 0,8397$; $y_{C_5+} = 0,0304$ (y_i — мольная доля компонента i):

$$a = \sum_i \sum_j y_i y_j \sqrt{a_i b_i}, \quad (8)$$

$$b = \sum_i y_i b_i. \quad (9)$$

Подставим значения в формулы:

$$a = 0,8397^2 * 2,31 + 2 * 0,8397 * 0,0304 * \sqrt{2,31 * 18,9} + 0,0304^2 * 18,9 = 1,67 \text{ МПа} \cdot \frac{\text{м}^6}{\text{моль}^2}. \quad (10)$$

$$b = 0,8397 * 0,0267 + 0,0304 * 0,0901 = 0,0274 \frac{\text{м}^3}{\text{моль}}. \quad (11)$$

Температурная функция $\alpha(T)$

Ацентрический фактор (ω) — параметр, характеризующий отклонение состояния вещества от идеального газа. Для смеси:

$$\omega_{\text{смеси}} = y_{\text{CH}_4} * \omega_{\text{CH}_4} + y_{\text{C}_5+} * \omega_{\text{C}_5+} = 0,8397 * 0,011 + 0,0304 * 0,251 = 0,018. \quad (12)$$

Коэффициент m для корректировки температурной зависимости параметра a

$$m = 0,37464 + 1,54226 \cdot \omega - 0,26992 \cdot \omega^2, \quad (13)$$

$$m = 0,37464 + 1,54226 \cdot 0,018 - 0,26992 \cdot (0,018)^2 = 0,402. \quad (14)$$

Функция $\alpha(T)$

$$\alpha(T) = \left[1 + m \left(1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}} \right) \right]^2 = \left[1 + 0,402 \left(1 - \sqrt{\frac{348,3}{208}} \right) \right]^2 = 0,912, \quad (15)$$

где $T_c = 208 \text{ К}$ — псевдокритическая температура смеси.

Решение уравнения для условий Северо-Часельского месторождения выглядит следующим образом:

$$27,52 = \frac{8,314 * 348,3}{V - 0,0274} - \frac{1,67 * 0,912}{V(V + 0,0274) + 0,0274(V - 0,0274)}. \quad (16)$$

Итерационное решение уравнения для пластового давления $P = 27,52 \text{ МПа}$ дало молярный объем $V \approx 0,0019 \text{ м}^3/\text{моль}$, характерный для преимущественно газовой фазы.

На основе подстановки различных значений пластовых давлений в формулу 16 построен график зависимости молярного объема конденсата от давления в пластовых условиях (рис. 2).

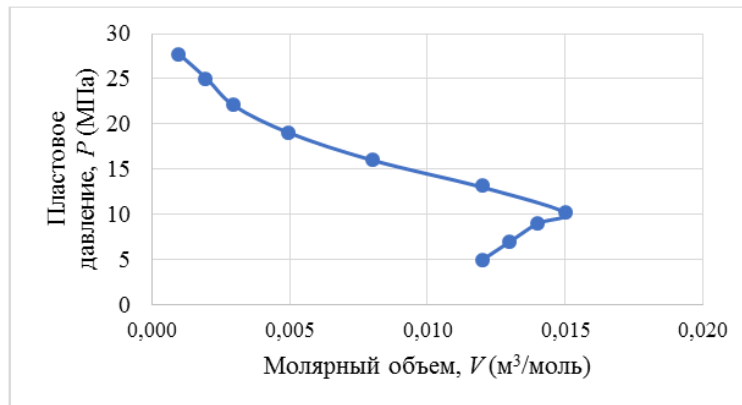


Рис. 2. График зависимости молярного объема газожидкостной смеси от пластового давления

По результатам построения графика сделаны следующие выводы:

- ретроградная зона: при снижении пластового давления от 27,7 МПа до 10,18 МПа молярный объем резко увеличивается с 0,001 до 0,015 м³/моль, что соответствует выпадению жидкой фазы (конденсата);
- максимум конденсации: пластовое давление 10,18 МПа — точка максимальной конденсации. При дальнейшем снижении давления ($P < 10$ МПа) объем конденсата уменьшается, так как часть жидкости испаряется.

Из всего вышеизложенного следует вывод, что поддержание пластового давления выше 27,64 МПа важно для предотвращения ретроградной конденсации, так как это значение находится всего на 0,12 МПа ниже точки росы (27,64 МПа), где начинается выпадение жидкой фазы. При пластовом давлении $> 27,7$ МПа система остается в газовой фазе, что минимизирует образование соединений тяжелых углеводородов (C_5^+) и сохраняет фазовую проницаемость флюида.

Анализ блокировки пор коллектора на основе теории перколяции

Теория перколяции изучает, как флюиды проникают через пористую среду, и определяет порог, при котором блокировка пор приводит к резкому снижению проницаемости. Для газоконденсатных систем это критично, поскольку выпавший конденсат встраивается в поровое пространство, снижая продуктивность скважин [5].

Ключевые параметры

Порог перколяции (p_c) — доля заблокированных пор, при которой поток газа прерывается.

Капиллярное давление (P_c) — определяет удержание конденсата в порах

$$P_c = \frac{2\gamma \cos \theta}{r}, \quad (17)$$

где $\gamma = 20$ мН/м (поверхностное натяжение), $\theta = 30^\circ$ (краевой угол), r — радиус поры.

Содержание конденсата в пласте: $138,2$ г/м³ (из лабораторных исследований). Коэффициент извлечения конденсата (КИК) — $0,571$.

Расчет доли заблокированных пор (φ_b)

$$\varphi_b = \frac{V_{\text{конд}}}{V_{\text{пор}}}, \quad (18)$$

где $V_{\text{конд}} = 138,2 \text{ г/м}^3 \times 1,2 \text{ см}^3/\text{г} = 165,84 \text{ см}^3/\text{м}^3$, $V_{\text{пор}} = 20 \%$ (общая пористость коллектора).

$$\varphi_b = \frac{165,84}{200} * 100 \% = 82,9 \%. \quad (19)$$

Порог перколяции (p_c): Для случайной 3D-сети пор примем $p_c \approx 0,15\text{--}0,25$.

При превышении p_c проницаемость коллектора резко падает, что приводит к блокировке потока газа.

Данные для анализа:

- объем конденсата при $P = 10,18$ МПа: $V_{\text{конд}} = 197,8 \text{ см}^3/\text{м}^3$;
- общий объем пор: $V_{\text{пор}} = 200 \text{ см}^3/\text{м}^3$ (пористость 20%);
- доля заблокированных пор.

$$\varphi_b = \frac{197,8}{200} * 100 \% = 98,9 \%. \quad (20)$$

При $P = 10,18$ МПа доля заблокированных пор ($\varphi_b = 98,9 \%$) многократно превышает порог перколяции ($p_c = 15\text{--}25 \%$), что объясняет 100% потерь конденсата. По зависимости пластового давления от заблокированных пор построен аналитический график (рис. 3).

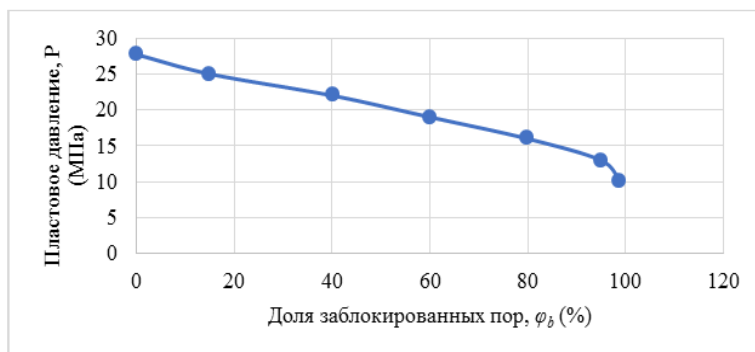


Рис. 3. Влияние давления на блокировку пор конденсатом

В результате построения графика был сделан ряд выводов.

- При снижении пластового давления от $27,7$ МПа до $10,18$ МПа доля заблокированных конденсатом пор растет с 0 до $98,9 \%$.

- Порог перколяции ($p_c = 15\text{--}25\%$) преодолевается уже при $P \approx 25$ МПа, но максимальные потери достигаются при P , где $\phi_b \rightarrow 100\%$.

Теория перколяции количественно объясняет механизм потерь конденсата: при достижении $P = 25$ МПа доля заблокированных пор превышает критическое значение, что полностью останавливает фильтрацию газа. Для минимизации потерь добычи углеводородов необходимо соблюдать правила эксплуатации газоконденсатных скважин: производить постоянные замеры устьевых давлений и температур, чтобы численное значение пластового давления не было ниже точки росы, то есть не ниже 26 МПа.

Выводы

Проведенное исследование механизмов ретроградной конденсации в пласте БТ₆¹ Северо-Часельского месторождения позволило сформулировать комплекс мер для минимизации потерь углеводородов.

Расчеты на основе потенциала Леннарда-Джонса выявили, что образование кластеров C_5^+ достигает максимума при межмолекулярном расстоянии 0,45 нм, что соответствует минимуму энергии взаимодействия. Это явление провоцирует адгезию конденсата в нанопорах радиусом 50 нм.

Для подавления кластеризации необходимо:

- внедрять ингибиторы на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ), снижающих энергию притяжения между молекулами C_5^+ ;
- контролировать состав пластового флюида для ограничения доли тяжелых углеводородов.

Моделирование фазового поведения газоконденсатной смеси по уравнению Пенга — Робинсона подтвердило, что текущее пластовое давление (27,52 МПа) находится в опасной близости от этого значения. Для предотвращения возрастающей конденсации требуется поддерживать давление на 0,5–1,0 МПа выше точки росы за счет закачки сухого газа; ограничивать дебиты добывающих скважин для минимизации перепадов давления в призабойной зоне.

Согласно теории перколяции снижение давления до 25 МПа приводит к блокировке 98,9 % порового пространства, что в 4–6 раз превышает критический порог (15–25 %). Для сохранения фильтрационной способности коллектора необходимо применять технологии управления смачиваемостью (наночастицы, гидрофильные покрытия); реализовать зональное поддержание давления с учетом неоднородности пласта.

Промысловые данные скважины 94 продемонстрировали, что снижение давления всего на 0,12 МПа инициирует выпадение конденсата. Для оперативного управления процессом рекомендуется применять автоматизированные системы мониторинга давления и температуры в реальном времени; использовать термохимические методы (нагрев пласта, закачка метанола) для испарения конденсата в зонах с критическим насыщением.

Разработанные рекомендации основаны на интеграции экспериментальных данных, молекулярного моделирования и промысловых наблюдений. Их реализация позволит сократить потери конденсата на 80–90 % и повысить продуктивность скважин на 20–30 %. Полученные результаты применимы не только к пласту БТ₆¹, но и к другим газоконденсатным месторождениям с терригенными коллекторами и схожими термобарическими условиями. Дальнейшие исследования целесообразно направить на оптимизацию состава ПАВ и разработку адаптивных алгоритмов управления пластовым давлением.

Список источников

1. Фаловский, В. И. Современный подход к моделированию фазовых превращений углеводородных систем с помощью уравнения состояния Пенга — Робинсона / В. И. Фаловский, А. С. Хорошев, В. Г. Шахов. — Текст : непосредственный // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. — 2011. — Т. 13, № 4. — С. 120–125.
2. Оперативный подсчет запасов газа и конденсата Северо-Часельского месторождения ОАО «Арктикгаз». Договор № 5/16-15 : геологический отчет. — Тюмень: НАО «СибНАЦ», 2015. — 330 с. — Текст : непосредственный.
3. Малыгин, А. В. Описание свойств двухатомных веществ на основе потенциала Леннард-Джонса / А. В. Малыгин, А. В. Клинов, Л. Р. Минибаева. — Текст : непосредственный // Вестник Казанского технологического университета. 2012. — Т. 15, № 1. — С. 122–124.
4. Peng, D. Y. A new two-constant equation of state / D. Y. Peng, D. B. Robinson. — DOI 10.1021/i160057a011. — Text : direct // Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals. — 1976. — Vol. 15. — Issue 1. — P. 59–64.
5. Фракталы и перколяция в пористой среде / Э. Гийон, К. Д. Митеску, Ж.-П. Юлен, С. Ру. — Текст : непосредственный // Успехи физических наук. — 1991. — Т. 161. — № 10. — С. 121–128.

References

1. Falovsky, V. I., Khoroshev, A. S., & Shakhov, V. G. (2011). The modern approach to phase behavior predictions of hydrocarbon systems by means of the peng-robinson equation of state. Izvestia of Samara Scientific Center of the Russian Academy of Sciences, 13(4), pp.120-125. (In Russian).
2. Operativnyy podschet zapasov gaza i kondensata Severo-Chaselskogo mestorozhdeniya ОАО "Arktikgaz". Dogovor № 5/16-15: geologicheskii otchet, (2015), Tyumen, NAO «SibNATS» Publ., 330 p. (In Russian).
3. Malygin, A. V., Klinov, A. V., & Minibaeva L. R. (2012). Opisanie svoystv dvuhatomnykh veshchestv na osnove potentsiala Lennard-Dzhonsa. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta, 15(1), pp.122-124. (In Russian).
4. Peng, D. Y., & Robinson, D. B. (1976). A new two-constant equation of state // Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals, 15(1), pp. 59-64. (In English). DOI:10.1021/i160057a011
5. Guyon, E., Mitescu, C. D., Hulin, J.-P. & Roux S. (1991). Fractals and percolation in porous media and flows? Uspekhi Fizicheskikh Nauk, 161(10), pp. 121–128. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Белых Вадим Анатольевич, магистрант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ягафаров Алик Каюмович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Бастриков Сергей Николаевич, доктор технических наук, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, bastrikovsn@tyuiu.ru

Vadim A. Belykh, Master's Student, Industrial University of Tyumen, vadim1belyh@mail.ru

Alik K. Yagafarov, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Industrial University of Tyumen

Sergey N. Bastrikov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, bastrikovsn@tyuiu.ru

Статья поступила в редакцию 12.05.2025; одобрена после рецензирования 20.05.2025; принята к публикации 04.08.2025.

The article was submitted 12.05.2025; approved after reviewing 20.05.2025; accepted for publication 04.08.2025.