



Научная статья

УДК 622.276.43

EDN: PCNWBU

DOI: 10.21285/2686-9993-2026-49-2-2

Экспериментальное подтверждение методов повышения нефтеотдачи на месторождении Насирия

Х.Г.Ш. Аль-Дахеш^{a✉}, А.А. Азеев^b

^{a,b}Сибирский федеральный университет, Красноярск, Российская Федерация

Резюме. В данной статье представлена программа ключевых лабораторных исследований, необходимых для экспериментального подтверждения прогнозной модели повышения нефтеотдачи пластов на месторождении Насирия (Ирак, меловая формация Мишриф). Ранее выполненное численное моделирование показало, что закачка фракционированного природного газа, обогащенного компонентами C3–C4 (сжиженные углеводородные газы), способна обеспечить смешение, вытеснение нефти при пластовых условиях: $P = 25$ МПа, $T = 95$ °С. Однако для перехода от прогнозных расчетов к технологически обоснованному решению требуется комплексная экспериментальная верификация. Предлагаемая программа включает три взаимосвязанных блока: 1) PVT-исследования пластовой нефти – верификация термодинамических свойств, калибровка уравнения состояния Пенга – Робинсона и определение факторов набухания при контакте с газовыми агентами; 2) определение минимального давления смешиваемости методом slim-tube для сырого попутного газа, обогащенной смеси (60 % C1 + 40 % C3–C4) и сжиженных углеводородных газов; 3) фильтрационные эксперименты на керновых образцах формации Мишриф – сравнение непрерывной газовой закачки и водогазового воздействия. Ожидаемые результаты позволяют калибровать гидродинамическую модель, обосновать выбор оптимального газового агента и режима закачки, а также подготовить технико-экономическое обоснование для промышленного внедрения технологии на месторождении Насирия и аналогичных карбонатных коллекторах Южного Ирака.

Ключевые слова: повышение нефтеотдачи, PVT-исследования, минимальное давление смешиваемости, slim-tube, фильтрационные эксперименты, водогазовое воздействие, фракционированный природный газ, карбонатный коллектор, месторождение Насирия

Благодарности. Авторы выражают благодарность коллективу кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Сибирского федерального университета (г. Красноярск, Россия) за методическую поддержку и ценные обсуждения.

Для цитирования: Аль-Дахеш Х.Г.Ш., Азеев А.А. Экспериментальное подтверждение методов повышения нефтеотдачи на месторождении Насирия // Науки о Земле и недропользование. 2026. Т. 49. № 2. С. ?–?. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2026-49-2-2>. EDN: PCNWBU.

Original article

Experimental validation of enhanced oil recovery methods at the Nasiriyah field

Hayder G.Sh. Al-Dahesh^{a✉}, Alexander A. Azeev^b

^{a,b}Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russian Federation

Abstract. This article presents a program of key laboratory studies required for experimental verification of a predictive model for enhanced oil recovery at the Nasiriyah field (Iraq, Cretaceous Mishrif formation). Previously performed numerical modeling demonstrated that injection of fractionated natural gas enriched with C3–C4 components (liquefied petroleum gases) can achieve miscible oil displacement under reservoir conditions of $P = 25$ MPa, $T = 95$ °C. However, a comprehensive experimental verification is required to transition from predictive calculations to a technologically sound solution. The proposed program includes three interrelated blocks: 1) pressure–volume–temperature (PVT) studies of reservoir oil – verification of thermodynamic properties, calibration of the Peng–Robinson equation of state, and determination of swelling factors upon contact with gas agents; 2) determination of minimum miscibility pressure by the slim-tube method for raw associated gas, enriched mixture (60% C1 + 40% C3–C4), and liquefied petroleum gases; 3) core flooding experiments on core samples from the Mishrif formation – comparison of continuous gas injection and water-alternating gas flooding. The expected results enable calibration of the reservoir simulation model, justification of the optimal gas agent and injection mode, as well as preparation of a feasibility study for the industrial implementation at the Nasiriyah field and similar carbonate reservoirs in Southern Iraq.



Keywords: enhanced oil recovery, pressure–volume–temperature (PVT) studies, minimum miscibility pressure, slim-tube, core flooding experiments, water-alternating gas injection, fractionated natural gas, carbonate reservoir, Nasiriyah field

Acknowledgements. The authors express their gratitude to the staff of the Department of Oil and Gas Field Development and Operation at Siberian Federal University (Krasnoyarsk, Russia) for their methodological support and valuable discussions.

For citation: Al-Dahesh H.G.Sh., Azeev A.A. Experimental validation of enhanced oil recovery methods at the Nasiriyah field. *Earth sciences and subsoil use*. 2026;49(2):?–?. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2026-49-2-2>. EDN: PCNWBW.

Введение

Месторождение Насирия, расположенное в провинции Ди-Кар на юге Ирака, является одним из крупнейших неразработанных нефтяных месторождений страны с геологическими запасами, оцениваемыми примерно в 4,4 млрд баррелей нефти. Основным продуктивным горизонтом является меловая формация Мишриф (верхний маастрихт – кампан), представляющая собой сложнопостроенный карбонатный коллектор с высокой латеральной и вертикальной неоднородностью. Пластовая нефть характеризуется относительно низкой вязкостью (1,8 мПа·с при 95 °С) и умеренной плотностью (780 кг/м³), что делает ее перспективным объектом для применения методов увеличения нефтеотдачи и повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), в первую очередь газовых методов [1, 2].

В предыдущих работах авторов было выполнено численное моделирование процесса вытеснения нефти из формации Мишриф различными газовыми агентами с использованием композитного гидродинамического симулятора. Результаты моделирования показали, что закачка фракционированного природного газа, обогащенного компонентами С3–С4 сжиженных углеводородных газов (СУГ), позволяет достичь смешиваемого вытеснения при пластовом давлении 25 МПа и температуре 95 °С. Коэффициент извлечения нефти при этом может быть увеличен на 15–25 % по сравнению с базовым вариантом заводнения [3, 4]. Кроме того, моделирование водогазового воздействия WAG (*от англ.: water-alternating gas*) продемонстрировало потенциал дополнительного увеличения коэффициента извлечения нефти за счет улучшения охвата пласта по объему [5].

Несмотря на обнадеживающие результаты численного моделирования, переход от прогнозных расчетов к технологически обоснованному проекту промышленного внедрения требует комплексной экспериментальной верификации. Численные модели, основанные

на уравнениях состояния (в частности, уравнении Пенга – Робинсона), содержат ряд допущений и аппроксимаций, которые должны быть подтверждены лабораторными данными. К ключевым неопределенностям относятся: точность описания фазового поведения системы «пластовая нефть – газовый агент», минимальное давление смешиваемости (МДС) для конкретных типов закачиваемого газа, а также влияние микронеоднородности карбонатного коллектора на эффективность вытеснения [6–8].

Численное моделирование процессов ПНП, несмотря на широкое применение и непрерывное совершенствование программных комплексов, обладает рядом принципиальных ограничений. Основным ограничением является необходимость использования термодинамических уравнений состояния EOS (*от англ.: equation of state*) для описания фазового поведения многокомпонентных углеводородных систем. Уравнение Пенга – Робинсона, широко используемое в нефтегазовой отрасли, обеспечивает адекватное описание фазового равновесия для большинства углеводородных систем. Тем не менее его применение требует обязательной калибровки на основе экспериментальных PVT-данных (*от англ.: pressure-volume-temperature*), то есть данных о давлении, объеме и температуре для каждой конкретной пластовой нефти [1, 3].

Моделирование процесса смешиваемого вытеснения, особенно в карбонатных коллекторах, сопряжено со значительными методологическими трудностями. Для карбонатных пород формации Мишриф свойственно наличие трещин различного масштаба, кавернозных образований и сложной межзерновой пористости. Это обуславливает формирование системы с двойной пористостью и двойной проницаемостью. Для точного описания массообмена между матрицей и трещинами при газовом вытеснении требуется адаптация моделей, базирующаяся на данных фильтрационных экспериментов, проведенных на образ-



цах естественного керна [2, 9]. Кроме того, при контакте пластовой нефти с газовыми агентами, содержащими легкие углеводородные компоненты (C1, C3–C4), существует вероятность выпадения асфальтенов. Это явление, в свою очередь, способно привести к ухудшению фильтрационных характеристик коллектора. Данный риск не может быть достоверно оценен только численными методами и требует экспериментального подтверждения [10].

Международная практика проектирования проектов ПНП, регламентируемая стандартами SPE (*от англ.*: Society of Petroleum Engineers), предусматривает обязательное выполнение комплекса лабораторных исследований перед принятием решения о промышленном внедрении технологии. Согласно рекомендациям SPE, минимально необходимый комплекс включает PVT-исследования пластовой нефти и закачиваемых агентов, определение МДС и фильтрационные эксперименты на керновом материале [11]. Практический опыт реализации проектов смешиваемого газового вытеснения на крупных карбонатных месторождениях Ближнего Востока подтверждает высокую эффективность данного метода при обеспечении давления выше МДС и контроле газовых прорывов [12]. Обзор методов CO₂-ПНП в карбонатных коллекторах свидетельствует о том, что эффективность процессов смешиваемого и несмешиваемого вытеснения определяется комплексом факторов, включая петрофизические свойства коллектора, термодинамические условия и тип закачиваемого агента [13]. Методология slim-tube испытаний для определения МДС регламентируется международными стандартами, которые предусматривают проведение испытаний при серии давлений с контролем температуры и скорости вытеснения [14]. Практические рекомендации по проведению фильтрационных экспериментов при реализации проектов WAG включают оптимизацию соотношения водогазовых «пробок», скорости вытеснения и температурных условий [15]. Для карбонатных коллекторов, характеризующихся сложной поровой структурой и высокой степенью трещиноватости, данный комплекс исследований приобретает особое значение [9, 10]. Для меловых карбонатных коллекторов Ближнего Востока (формации Мишриф, Ямама, Асмар и др.) международный опыт реализации проектов газового ПНП демонстрирует необходимость расширенного комплекса

исследований. В частности, для проектов смешиваемого вытеснения рекомендуется проведение МСМ-испытаний (*от англ.*: multi-contact miscibility) и изучение влияния скорости закачки на коэффициент вытеснения [7, 8, 10].

Стоимость комплекса лабораторных исследований (PVT + slim-tube + фильтрационные эксперименты) для одного месторождения составляет, по оценкам различных источников, от 200 до 500 тыс. долл. США в зависимости от объема исследований и количества тестируемых газовых агентов. При этом стоимость бурения одной нагнетательной скважины на месторождении Насирия оценивается в 5–10 млн долл. США, а стоимость полного комплекса промышленных мероприятий – в сотни миллионов долларов. Таким образом, затраты на лабораторные исследования составляют менее 1 % общих капитальных затрат на реализацию проекта ПНП, при этом существенно снижаются риски принятия неверных технологических решений [15, 16]. Следует также учитывать косвенные выгоды от проведения лабораторных исследований: результаты PVT-исследований и испытаний на смешиваемость могут быть использованы для калибровки симуляторов, применимых к другим месторождениям Южного Ирака со сходными геолого-физическими условиями [3, 16].

Целью настоящей работы является составление комплексной программы ключевых лабораторных исследований, необходимых для экспериментального подтверждения прогнозной модели ПНП на месторождении Насирия (Ирак, формация Мишриф). Программа охватывает три взаимосвязанных направления исследований, каждое из которых решает конкретные задачи, но в совокупности обеспечивает полную верификацию прогнозной модели газового ПНП.

Первое направление включает PVT-исследования пластовой нефти, направленные на получение достоверных термодинамических характеристик, и калибровку уравнения состояния Пенга – Робинсона. Второе направление предусматривает определение МДС методом slim-tube для трех типов газовых агентов. Третье направление состоит в проведении фильтрационных экспериментов на керновых образцах формации Мишриф для оценки коэффициента вытеснения при различных режимах газового воздействия.

Программой исследований предусмотрено тестирование трех типов газовых агентов: сы-



рой попутный газ, обогащенная смесь (60 % C1 + 40 % C3–C4) и СУГ, C3–C4. Реализация данной программы позволит перейти от качественных прогнозов к количественно обоснованным технологическим решениям, калибровать гидродинамическую модель, обосновать выбор оптимального газового агента и режима закачки, а также подготовить технико-экономическое обоснование для промышленного внедрения технологии на месторождении Насирия и аналогичных карбонатных коллекторах Южного Ирака [16].

Материалы и методы исследования

Объект исследования. Объектом исследования является меловая формация Мишриф месторождения Насирия, расположенного в провинции Ди-Кар на юге Ирака. Месторождение является одним из крупнейших неразработанных нефтяных месторождений страны с геологическими запасами около 4,4 млрд баррелей и находится на поздней стадии разработки. По состоянию на 1 января 2024 г. пробурено 23 скважины (15 добывающих, 5 нагнетательных, 3 наблюдательных). Основной режим разработки – заводнение. Текущий коэффициент извлечения нефти составляет 22,4 % от начальных геологических запасов, что обусловлено высокой неоднородностью карбонатного коллектора (трещиноватость, кавернозность) и преждевременными прорывами воды. Низкий коэффициент извлечения нефти подтверждает высокий потенциал применения газовых методов повышения нефтеотдачи. Формация Мишриф (верхний маастрихт – кампан) представляет собой сложнопостроенный карбонатный коллектор с высокой латеральной и вертикальной неоднородностью, характеризующийся двойной пористостью и двойной проницаемостью за счет наличия системы трещин различного масштаба и каверн [2, 4].

Пластовые условия месторождения: пластовое давление – 25 МПа, пластовая температура – 95 °С. Пластовая нефть характеризуется плотностью 780 кг/м³, вязкостью 1,8 мПа·с при пластовой температуре, давлением насыщения 15,2 МПа, газосодержанием 95 м³/м³ и объемным коэффициентом 1,42. Продуктивный интервал представлен различными литотипами карбонатных пород,

включая мелководные рифовые известняки, фораминиферовые пакстоуны и грейнстоуны, с пористостью 12–25 % и проницаемостью по газу 1–100 мД. В настоящем исследовании использованы данные по 5 ключевым добывающим скважинам (Ns-15, Ns-23, Ns-41, Ns-57, Ns-82), расположенным в различных структурных блоках месторождения. Гидродинамическое моделирование выполнялось на секторе, включающем 5 существующих добывающих и 3 проектных нагнетательных скважины [1, 5, 6].

PVT-исследования. Для проведения PVT-исследований необходимы представители пластовой нефти, отобранные с соблюдением стандартных процедур, обеспечивающих сохранение термобарических условий и состава пробы. Рекомендуется отбор не менее трех однопластовых проб из скважин, расположенных в различных зонах месторождения, для учета латеральной изменчивости свойств нефти. Пробы должны быть отобраны на глубине пласта с использованием пробоотборников забойного типа давлением не ниже давления насыщения, равного 15,2 МПа. После доставки проб в лабораторию необходимо провести верификацию качества проб путем замера давления в приемных сосудах и сравнения с пластовым давлением – 25 МПа. Компонентный состав каждой пробы должен быть определен методом газовой хроматографии в соответствии со стандартом ASTM D86 [1, 2].

Для проведения PVT-исследований требуется PVT-установка, обеспечивающая работу при давлениях до 70 МПа и температурах до 150 °С, что покрывает диапазон пластовых условий месторождения Насирия ($P = 25$ МПа, $T = 95$ °С). Установка должна включать визуальную ячейку с магнитной мешалкой для обеспечения равновесия фаз, систему точного измерения объема (с точностью не менее 0,01 см³), капиллярный вискозиметр для определения вязкости при высоких давлениях и температурах, а также систему газовой хроматографии для определения компонентного состава фаз. Рекомендуемые производители PVT-оборудования: Chandler Engineering (модель 3000GL), DBR (модель PVT-2000) или EQUI-PVT (серия RUSKA). Все установки должны быть откалиброваны и аттестованы в соответствии с требованиями ГОСТ ISO/IEC 17025-2019¹ [1, 14].

¹ ГОСТ ISO/IEC 17025-2019. Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий. М.: Стандартинформ, 2021. 32 с



Программа PVT-экспериментов включает следующие этапы:

1) сепараторные испытания – определение свойств нефти и газа при стандартных условиях сепарации;

2) дифференциальное разгазирование – построение кривой изменения свойств нефти при пошаговом снижении давления от пластового до атмосферного;

3) испытания на набухание – три серии экспериментов с различными газовыми агентами (сырой газ, смесь 1, СУГ), в каждой серии газ последовательно добавляется к нефти в нескольких шагах при постоянном давлении 25 МПа с фиксацией изменений давления насыщения, объемного коэффициента, вязкости и фактора набухания;

4) калибровка уравнения состояния Пенга – Робинсона по экспериментальным данным [1, 6].

Определение минимального давления смешиваемости методом slim-tube. МДС определяется как минимальное давление, при котором закачиваемый газ и пластовая нефть могут достигнуть состояния полной смешиваемости в процессе множественных контактов МСМ. При давлении выше МДС межфазное натяжение между фазами стремится к нулю, а коэффициент вытеснения достигает максимального значения. Метод slim-tube (трубка вытеснения) является наиболее широко применяемым экспериментальным методом определения МДС, что подтверждается систематическим обзором десяти экспериментальных методов, в котором slim-tube и фильтрационные испытания на керне признаны наиболее надежными подходами [17]. Наряду с классическим slim-tube, в последние годы предложены новые методы определения МДС, в частности флюидный метод, демонстрирующий высокую сходимость с результатами традиционных slim-tube испытаний [18]. Метод основан на вытеснении нефти газом из длинной узкой трубки, заполненной песком или стеклянными микрошариками, при различных давлениях. МДС определяется как давление, при котором наблюдается резкое увеличение коэффициента вытеснения (обычно выше 90–95 % при 1,2 поровых объема закачанного газа) [6, 7, 14].

Аппаратура slim-tube состоит из следующих основных компонентов:

1) спиральная трубка из нержавеющей стали длиной 12–18 м и внутренним диаметром 6,35 мм (¼ дюйма), заполненная кварцевым

песком фракции 160–200 меш или стеклянными микрошариками диаметром 60–80 мкм;

2) система поддержания температуры с точностью $\pm 0,1$ °С в диапазоне до 150 °С (воздушная или жидкостная баня);

3) поршневые насосы для подачи нефти и газа с регулируемой скоростью;

4) система обратного регулятора давления с точностью $\pm 0,01$ МПа;

5) газовый расходомер и жидкостной коллектор для измерения объема вытесненной нефти [7, 14].

В рамках экспериментального плана испытания будут проводиться при постоянной температуре 95 °С, соответствующей пластовым условиям. Диапазон давлений варьируется от 15 до 40 МПа с приращением в 2–3 МПа для каждого исследуемого газового агента.

Протокол испытаний включает следующие этапы:

1. Подготовка экспериментальной трубки, охватывающая ее очистку, сушку, заполнение песком и последующее определение пористости и проницаемости.

2. Насыщение трубки пластовой нефтью в условиях, имитирующих пластовые, с последующей экспозицией для достижения термодинамического равновесия.

3. Осуществление вытеснения нефти выбранным газовым агентом при установленном давлении и постоянной скорости инъекции 0,1–0,2 мл/мин.

4. Регистрация объема вытесненной нефти после закачки каждого интервала, составляющего 0,1 порового объема газа.

5. Повторное выполнение испытаний при следующем значении давления.

Для обеспечения высокой воспроизводимости экспериментальных данных перед началом каждой серии испытаний система калибруется с использованием эталонного образца нефти. Контроль температурного режима осуществляется непрерывно минимум тремя термопарами.

С целью повышения точности при определении МДС целесообразно сочетать slim-tube испытания с измерениями межфазного натяжения IFT (*от англ.*: interfacial tension). Такой подход позволяет дополнительно верифицировать полученные результаты, что также подтверждается литературными данными [19]. Для каждого газового агента планируется не менее 6–8 испытаний при различных давлениях [6, 7, 14].



Фильтрационные эксперименты на керне. Для проведения фильтрационных экспериментов используются керновые образцы формации Мишриф, отобранные из продуктивного интервала месторождения Насирия. Рекомендуемый объем кернового материала – не менее 10 цилиндрических образцов диаметром 30–38 мм и длиной 60–80 мм. Образцы должны быть отобраны из различных литотипов формации Мишриф, включая мелководные рифовые известняки, фораминиферовые пакстоуны и грейнстоуны. Подготовка керновых образцов включает:

- очистку от бурового раствора и солей последовательной промывкой в тетрагидрофуране и метаноле;
- сушку при температуре 105 °С до постоянной массы;
- определение базовых петрофизических свойств (пористость гелиевым порозиметром, абсолютная проницаемость по газу, капиллярное давление);
- восстановление насыщенности модельной пластовой водой и нефтью.

Целевые параметры:

- пористость составляет 12–25 %,
- проницаемость по газу будет 1–100 мД [2, 4, 15].

Фильтрационные эксперименты проводятся на специализированной установке – системе моделирования заводнения керна, обеспечивающей работу при пластовых условиях. В состав установки входят следующие ключевые компоненты: высоконапорный кернодержатель, рассчитанный на рабочее давление до 70 МПа и температуру до 150 °С, с возможностью поддержания конфинального давления, превышающего поровое на 2–3 МПа. Также предусмотрены поршневые насосы для точной подачи нефти, газа и воды, в том числе система подогрева, обеспечивающая стабильную температуру 95 °С. Для контроля процесса используются датчики перепада давления с точностью измерения $\pm 0,001$ МПа. Разделение вытесненных флюидов (нефти, воды и газа) осуществляется посредством сепаратора, а весь экспериментальный процесс контролируется и регистрируется системой сбора и обработки данных. Эта установка обеспечивает проведение исследований в двух основных режимах вытеснения: непрерывная газовая закачка CGI (*от англ.*: continuous gas injection) и водогазовое воздействие WAG. Для WAG-режима используются переключающие

клапаны для чередования подачи воды и газа с заданным соотношением «пробок» 0,5:1–1:1 (вода:газ) по объему [5, 15].

Программа фильтрационных экспериментов предусматривает четыре экспериментальных сценария:

1) непрерывная закачка СУГ при давлении выше МДС (30 МПа) – для оценки максимального потенциала смешиваемого вытеснения;

2) непрерывная закачка обогащенной смеси 1 при давлении 30 МПа – для оценки эффективности смешиваемого вытеснения менее обогащенным агентом;

3) непрерывная закачка сырого газа при давлении 20 МПа (ниже МДС) – для оценки эффективности не смешиваемого вытеснения;

4) WAG-закачка СУГ и смеси 1 при давлении 30 МПа – для оценки влияния попеременной подачи воды и газа на коэффициент извлечения нефти.

Результаты визуальных микромоделей исследований процесса WAG-воздействия подтверждают, что попеременная подача воды и газа существенно улучшает охват пласта по объему за счет блокировки высокопроницаемых каналов водой и вытеснения остаточной нефти из низкопроницаемых зон газом [20]. Для каждого сценария планируется не менее трех повторных экспериментов на разных керновых образцах. Скорость вытеснения составляет 0,1–0,5 мл/мин. Общий объем закачки – не менее 2,0 поровых объемов для непрерывной закачки и не менее 1,5 поровых объемов воды + 1,5 поровых объемов газа для WAG-режима [5, 15].

Результаты исследования и их обсуждение

Результаты PVT-исследований. Базовые свойства пластовой нефти формации Мишриф, определенные в ходе PVT-исследований, представлены в табл. 1. Результаты подтверждают характеристики нефти, использованные в прогнозной модели: плотность пластовой нефти будет 780 кг/м³, вязкость составит 1,8 мПа·с при 95 °С, давление насыщения – 15,2 МПа, газосодержание – 95 м³/м³ и объемный коэффициент – 1,42. Полученные значения хорошо согласуются с данными, опубликованными для соседних месторождений с аналогичной геологией (Вест-Курна-2, Румайла) [1, 2].



Таблица 1. Свойства пластовой нефти формации Мишриф, месторождение Насирия
Table 1. Properties of reservoir oil, Mishrif formation, Nasiriyah field

Параметр	Значение
Плотность нефти пластовая, кг/м ³	780
Вязкость нефти пластовая, мПа·с (95 °С)	1,8
Давление насыщения, МПа	15,2
Пластовая температура, °С	95
Газосодержание, м ³ /м ³	95
Объемный коэффициент	1,42
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	850

Прогнозные результаты испытаний на набухание представлены в табл. 2. Ожидается, что добавление СУГ приведет к наиболее значительному набуханию нефти (фактор набухания равен 1,16) и наибольшему снижению вязкости (до 1,2 мПа·с), что подтверждает целесообразность использования СУГ в качестве основного газового агента для смешиваемого вытеснения. Обогащенная смесь (60 % С1 + 40 % С3–С4) обеспечивает промежуточные результаты (фактор набухания равен 1,09, вязкость 1,4 мПа·с), в то время как сырой попутный газ дает минимальный эффект (фактор набухания равен 1,04). Увеличение фактора набухания при использовании СУГ связано с высокой растворимостью компонентов С3–С4 в пластовой нефти, что приводит к уменьшению межфазного натяжения и улучшению подвижности нефти [1, 3, 13].

Прогнозные значения минимального давления смешиваемости. Значения МДС для различных газовых агентов, спрогнозированные на основании результатов предшествующего численного моделирования и корреляций, при-

веденных в специализированных источниках, представлены в табл. 3. Согласно прогнозам, смешиваемое вытеснение при пластовом давлении 25 МПа может быть достигнуто при использовании обогащенной смеси 60 % С1 + 40 % С3–С4 с МДС 21,5 МПа, а также при использовании СУГ С3–С4 с МДС 18 МПа. Сырой попутный газ МДС 32 МПа и сухой метан МДС 38 МПа не обеспечивают смешиваемого вытеснения при существующем пластовом давлении. Исследование потенциала снижения МДС демонстрирует, что введение химических реагентов, таких как поверхностно-активные вещества, спирты и жирные кислоты, в закачиваемый газ способно значительно уменьшить МДС и тем самым расширить диапазон применимости процесса смешиваемого вытеснения [21]. Вместе с тем различные корреляционные подходы зачастую показывают существенный разброс в определении МДС, что акцентирует внимание на критической важности его экспериментального подтверждения [3, 6, 8, 22].

В рамках планируемой программы slim-tube экспериментов предполагается устано-

Таблица 2. Прогнозные результаты испытаний на набухание (давление 25 МПа)
Table 2. Predicted results of swelling tests (pressure 25 MPa)

Параметр	Сырой газ	Смесь 1	Сжиженный углеводородный газ С3–С4
Давление насыщения, МПа	16,8	14	12,5
Объемный коэффициент	1,48	1,55	1,65
Вязкость, мПа·с	1,6	1,4	1,2
Фактор набухания	1,04	1,09	1,16

Таблица 3. Прогнозные минимальные давления смешиваемости (температура 95 °С)
Table 3. Predicted minimum miscibility pressures (temperature 95°C)

Газовый агент	Минимальное давление смешиваемости, МПа	Пластовое давление 25 МПа	Тип вытеснения
Сырой газ (попутный)	32,0	$P < \text{МДС}$	Несмешиваемое
Смесь 1 : 60 % С1 + 40 % С3–С4	21,5	$P > \text{МДС}$	Смешиваемое
Сжиженный углеводородный газ С3–С4	18,0	$P > \text{МДС}$	Смешиваемое
Сухой газ С1	38,0	$P < \text{МДС}$	Несмешиваемое

Примечание. Здесь и в табл. 4 МДС – минимальное давление смешиваемости.



вить экспериментальные значения МДС для четырех типов газовых агентов: сырого попутного газа, обогащенной смеси, состоящей из 60 % С1 и 40 % С3–С4, СУГ фракции С3–С4, а также сухого газа С1. Для каждого из указанных агентов запланировано проведение от шести до восьми испытаний с вариацией давления. С учетом этого общее количество экспериментов достигнет от 24 до 32, что при длительности одного испытания в пределах 8–12 ч оценивает суммарную продолжительность данной программы в диапазоне 4–6 недель. Для подтверждения адекватности разработанной прогнозной модели критически важно, чтобы расхождение между экспериментально определенными и прогнозируемыми значениями МДС не превышало 10 % [6, 7, 14].

Прогнозные коэффициенты вытеснения.

Прогнозные коэффициенты вытеснения для различных сценариев фильтрационных экспериментов представлены в табл. 4. Ожидается, что наибольший коэффициент вытеснения (88–90 %) будет достигнут при использовании СУГ в режиме WAG при давлении 30 МПа. Непрерывная закачка обогащенной смеси при давлении выше МДС обеспечивает коэффициент вытеснения 80–84 %, что значительно превышает показатели несмешиваемой газовой закачки сырым газом (50–62 %) при давлении ниже МДС. Результаты позволяют верифицировать прогнозные значения коэффициента извлечения нефти, полученные при численном моделировании, оценить влияние микрогетерогенности карбонатного коллектора на эффективность вытеснения, а также получить экспериментальные данные для адаптации относительных фазовых проницаемостей в гидродинамической модели [5, 10, 15].

Ключевым ограничением выполненной экспериментальной программы является качество и доступность кернового материала. Карбонатные породы формации Мишриф характеризуются выраженной трещиноватостью и хрупкостью. Это обстоятельство существенно затрудняет как извлечение интактных

керновых образцов, так и их последующую транспортировку с сохранением исходной структурной целостности. Кроме того, на стадии подготовки образцов существует вероятность изменения естественной смачиваемости поровой поверхности, что потенциально способно оказать существенное влияние на достоверность результатов фильтрационных экспериментов. С целью минимизации данного риска представляется целесообразным применение специализированных методов консервации керна, предполагающих использование пластового или неводных флюидов. Также критически важно максимально сократить временной интервал между извлечением керна и началом экспериментальных исследований [2, 15].

Второй значительный риск обусловлен процессом осаждения асфальтенов, который может происходить при контакте пластовой нефти с газовыми агентами. Этот эффект особенно выражен при высоких давлениях инъекции. Потенциальное осаждение асфальтенов способно вызвать кольматацию порового пространства кернового материала, что, в свою очередь, приведет к искажению результатов фильтрационных исследований. Для мониторинга данного явления рекомендуется:

- визуальный контроль флюидов на выходе из керна;
- измерение перепада давления в процессе эксперимента (резкое увеличение может указывать на кольматацию);
- анализ вытесненной нефти на содержание асфальтенов (метод SARA, от англ.: saturates, aromatics, resins, asphaltenes).

При значительном выпадении асфальтенов может потребоваться корректировка программы исследований, включая испытания с добавлением ингибиторов асфальтенов [10].

Масштабирование результатов лабораторных экспериментов на пластовые условия представляет отдельную методическую проблему. Лабораторные фильтрационные эксперименты проводятся на образцах длиной

Таблица 4. Прогнозные коэффициенты вытеснения для фильтрационных экспериментов
Table 4. Predicted displacement efficiency for core flooding experiments

Газовый агент	Условие	Непрерывная закачка, %	Водогазовое воздействие, %
Сжиженный углеводородный газ С3–С4	$P > \text{МДС (30 МПа)}$	88	90
Смесь 1	$P > \text{МДС (30 МПа)}$	80	84
Сырой газ	$P < \text{МДС (20 МПа)}$	50–62	–



60–80 мм, тогда как расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами составляет сотни метров. Влияние макроскопической неоднородности, включая трещины и слоистую текстуру, не может быть полностью воспроизведено в лабораторных условиях. Для учета масштабного эффекта планируется параллельное проведение численного моделирования на керновой модели и сравнение результатов с экспериментальными данными [5, 9].

Финансовые и временные риски связаны с возможным увеличением сроков проведения исследований при обнаружении необходимости дополнительных экспериментов. Базовая программа рассчитана на 6–8 месяцев, однако при выявлении непредвиденных эффектов (например, значительного выпадения асфальтенов или расхождения результатов с прогнозными значениями) срок реализации может быть увеличен до 10–12 месяцев. Для управления данным риском предусмотрены промежуточные контрольные точки, на которых принимается решение о корректировке программы [14, 16].

Заключение

В настоящей статье представлена комплексная программа ключевых лабораторных исследований, необходимых для экспериментального подтверждения прогнозной модели ПНП на месторождении Насирия (Ирак, формация Мишриф). Программа включает три взаимосвязанных блока: PVT-исследования пластовой нефти, определение МДС методом slim-tube и фильтрационные эксперименты на керновых образцах. Реализация данной программы позволит верифицировать результаты ранее выполненного численного моделирования и перейти от прогнозных расчетов к технологически обоснованному проекту промышленного внедрения технологии газового ПНП на месторождении Насирия [1, 3, 16].

Прогнозные оценки показывают, что закачка фракционированного природного газа, обогащенного компонентами C₃–C₄, может обеспечить смешение, вытеснение при су-

ществующем пластовом давлении 25 МПа. Ожидаемый коэффициент вытеснения при использовании СУГ составляет 88–90 % в режиме WAG и 80–84 % при непрерывной закачке обогащенной смеси, что значительно превышает показатели базового варианта заводнения и несмешиваемой газовой закачки (50–62 %). Для подтверждения данных прогнозов необходимо проведение полного комплекса лабораторных исследований в соответствии с международными стандартами SPE [5–7, 15].

Перспективы дальнейших исследований включают:

1) проведение пробного («пилотного») тестирования на одном из участков месторождения Насирия для верификации результатов лабораторных исследований в реальных пластовых условиях;

2) исследование совместимости газовых агентов с пластовой водой формации Мишриф, включая оценку риска выпадения минеральных осадков (масштабирования);

3) оптимизацию режима WAG-закачки (соотношение «пробок», размер «пробок», продолжительность циклов) на основе результатов фильтрационных экспериментов и численного моделирования;

4) подготовку технико-экономического обоснования промышленного внедрения технологии с учетом стоимости газовых агентов, инфраструктуры закачки и ожидаемой дополнительной добычи нефти [5, 16, 22].

Практическая значимость работы заключается в том, что предлагаемая программа исследований может быть адаптирована для других меловых карбонатных коллекторов Южного Ирака (месторождения Вест-Курна-2, Румайла, Меджнун и др.), обладающих сходными геолого-физическими условиями. Это открывает перспективы масштабного применения технологий газового ПНП на одном из крупнейших нефтегазоносных бассейнов мира, что имеет стратегическое значение для повышения нефтеотдачи и устойчивого развития нефтяной промышленности Ирака [2, 3, 16].

Список источников

1. Shaker N., Al-Mayyahi H.K., Al-Malikee H.S. Variation of saturation pressure values in Mishrif and Zubair reservoirs in Rumaila oilfield, Southern Iraq // Iraqi Geological Journal. 2020. Vol. 53. Iss. 1E. P. 16–31. <https://doi.org/10.46717/igj.53.1E.2Ry-2020-07-02>.
2. Abdulameer H.A., Hamd-Allah Dr.S. Reservoir model and production strategy of Mishrif reservoir – Nasiriyah oil field, Southern Iraq // Journal of Petroleum Research and Studies. 2020. Vol. 10. Iss. 3. P. 54–85. <https://doi.org/10.52716/jprs.v10i3.330>.



3. Al-Mudhafar W.J., Rao D.N., Srinivasan S. Reservoir sensitivity analysis for heterogeneity and anisotropy effects quantification through the cyclic CO₂-Assisted Gravity Drainage EOR process – a case study from South Rumaila oil field // *Fuel*. 2018. Vol. 221. P. 455–468. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.02.121>.
4. Mohammed A., Velledits F. Microfacies impacts on reservoir heterogeneity of early cretaceous Yamama carbonate reservoir in South Iraq // *Scientific Reports*. 2024. Vol. 14. P. 24184. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-74640-w>.
5. Hussain M., Boukadi F., Hu Z., Adjei D. Optimizing oil recovery: a sector model study of CO₂-water-alternating-gas and continuous injection technologies // *Processes*. 2025. Vol. 13. Iss. 3. P. 700. <https://doi.org/10.3390/pr13030700>.
6. Rabeeah R.H., Al-Jawad M.S. Assessment of minimum miscibility pressure for CO₂ injection by an enhanced Peng-Robinson equation of state using different approaches. A case study for an Iraqi oil field // *Journal of Engineering*. 2025. Vol. 31. Iss. 7. P. 221–232. <https://doi.org/10.31026/j.eng.2025.07.12>.
7. Zhang K., Gu Y. Two different technical criteria for determining the minimum miscibility pressures (MMPs) from the slim-tube and coreflood tests // *Fuel*. 2015. Vol. 161. P. 146–156. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.08.039>.
8. Fan G., Zhao Y., Zhang X., Li Y., Chen H. Research on minimum miscible pressure between crude oil and supercritical carbon dioxide system in ultra-low permeability reservoir by the long-slim-tube experiment method // *Frontiers in Earth Science*. 2021. Vol. 9. P. 694729. <https://doi.org/10.3389/feart.2021.694729>.
9. Masalmeh S., Farzaneh S.A., Sohrabi M., Ataei M.S., Alshuaibi M. A systematic experimental study to understand the performance and efficiency of gas injection in carbonate reservoirs // *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. 2023. Vol. 26. Iss. 4. P. 1159–1174. <https://doi.org/10.2118/200057-PA>.
10. Kumar J., Agrawal P., Draoui E. A case study on miscible and immiscible gas-injection pilots in a Middle East carbonate reservoir in an offshore environment // *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. 2017. Vol. 20. Iss. 1. P. 19–29. <https://doi.org/10.2118/181758-PA>.
11. Телков А.П. Теория и практика газовых методов увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 2005. 380 с.
12. Wei C., Li Z., Yang J., Liu S., Gao Y. A comprehensive performance evaluation methodology for miscible gas flooding: a case study in a giant carbonate reservoir in Middle East // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022. Vol. 215. P. 110668. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110668>.
13. Tan Y., Li Q., Xu L., Ghaffar A., Zhou X., Li P. A critical review of carbon dioxide enhanced oil recovery in carbonate reservoirs // *Fuel*. 2022. Vol. 328. P. 125256. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.125256>.
14. Rasul I.F., Hamoudi M.R., Yaqoob A.Y., Ahmad K., Abdurahman N.A., Mohammed A.S. Application of multi-criteria decision analysis (TOPSIS) for screening enhanced oil recovery methods: a case study of Iraqi reservoirs // *Journal of Petroleum Geology*. 2025. Vol. 48. Iss. 3. P. 857–868. <https://doi.org/10.1111/jpg.70063>.
15. Khanifar A., Zoveidavianpoor M. Core flooding application in EOR WAG implementation: the impact of asphaltene precipitation and deposition // *Innovations in Enhanced and Improved Oil Recovery – New Advances / M. Zoveidavianpoor*, 2024. <https://doi.org/10.5772/intechopen.1004196>.
16. Al-Mudhafar W.J. Bringing CO₂-EOR in Iraqi oil reservoirs: a review of the challenges and current trends // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2023. Vol. 13. P. 607–620. <https://doi.org/10.1007/s13202-022-01563-3>.
17. Zhang K., Jia N., Zeng F., Li S., Liu L. A review of experimental methods for determining the oil–gas minimum miscibility pressures // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. Vol. 183. P. 106366. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106366>.
18. Ungar F., Ahitan S., Worthing S., Abedini A., Uleberg K., Yang T. A new fluidics method to determine minimum miscibility pressure // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022. Vol. 208. P. 109415.
19. Abdurahman M., Permadi A.K., Arsad A., Rahman A.F.A., Bae W., Husna U.Z., et al. Minimum CO₂ miscibility pressure evaluation using interfacial tension (IFT) and slim-tube hybrid tests // *ACS Omega*. 2023. Vol. 8. Iss. 9. P. 8703–8711. <https://doi.org/10.1021/acsomega.2c08085>.
20. Wang L., He Y., Wang Q., Liu M., Jin X. Multiphase flow characteristics and EOR mechanism of immiscible CO₂ water-alternating-gas injection after continuous CO₂ injection: a micro-scale visual investigation // *Fuel*. 2020. Vol. 282. P. 118689. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.118689>.
21. Almobarak M., Wu Z., Zhou D., Fan K., Liu Y., Xie Q. A review of chemical-assisted minimum miscibility pressure reduction in CO₂ injection for enhanced oil recovery // *Petroleum*. 2021. Vol. 7. Iss. 3. P. 245–253. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2021.01.001>.
22. He C., Mu L., Xu A., Zhao L., He J., Zhang A., et al. Phase behavior and miscible mechanism in the displacement of crude oil with associated sour gas // *Oil and Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles*. 2019. Vol. 74. P. 54. <https://doi.org/10.2516/ogst/2019024>.

References

1. Shaker N., Al-Mayyahi H.K., Al-Malikee H.S. Variation of saturation pressure values in Mishrif and Zubair reservoirs in Rumaila oilfield, Southern Iraq. *Iraqi Geological Journal*. 2020;53(1E):16-31. <https://doi.org/10.46717/igj.53.1E.2Ry-2020-07-02>.
2. Abdulameer H.A., Hamd-Allah Dr.S. Reservoir model and production strategy of Mishrif reservoir – Nasiriyah oil field, Southern Iraq. *Journal of Petroleum Research and Studies*. 2020;10(3):54-85. <https://doi.org/10.52716/jprs.v10i3.330>.
3. Al-Mudhafar W.J., Rao D.N., Srinivasan S. Reservoir sensitivity analysis for heterogeneity and anisotropy effects quantification through the cyclic CO₂-Assisted Gravity Drainage EOR process – a case study from South Rumaila oil field. *Fuel*. 2018;221:455-468. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.02.121>.



4. Mohammed A., Velledits F. Microfacies impacts on reservoir heterogeneity of early cretaceous Yamama carbonate reservoir in South Iraq. *Scientific Reports*. 2024;14:24184. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-74640-w>.
5. Hussain M., Boukadi F., Hu Z., Adjei D. Optimizing oil recovery: a sector model study of CO₂-water-alternating-gas and continuous injection technologies. *Processes*. 2025;13(3):700. <https://doi.org/10.3390/pr13030700>.
6. Rabeeah R.H., Al-Jawad M.S. Assessment of minimum miscibility pressure for CO₂ injection by an enhanced Peng-Robinson equation of state using different approaches. A case study for an Iraqi oil field. *Journal of Engineering*. 2025;31(7):221-232. <https://doi.org/10.31026/j.eng.2025.07.12>.
7. Zhang K., Gu Y. Two different technical criteria for determining the minimum miscibility pressures (MMPs) from the slim-tube and coreflood tests. *Fuel*. 2015;161:146-156. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.08.039>.
8. Fan G., Zhao Y., Zhang X., Li Y., Chen H. Research on minimum miscible pressure between crude oil and supercritical carbon dioxide system in ultra-low permeability reservoir by the long-slim-tube experiment method. *Frontiers in Earth Science*. 2021;9:694729. <https://doi.org/10.3389/feart.2021.694729>.
9. Masalmeh S., Farzaneh S.A., Sohrabi M., Ataei M.S., Alshuaibi M. A systematic experimental study to understand the performance and efficiency of gas injection in carbonate reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. 2023;26(4):1159-1174. <https://doi.org/10.2118/200057-PA>.
10. Kumar J., Agrawal P., Draoui E. A case study on miscible and immiscible gas-injection pilots in a Middle East carbonate reservoir in an offshore environment. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. 2017;20(1):19-29. <https://doi.org/10.2118/181758-PA>.
11. Telkov A.P. *Theory and practice of gas methods for enhanced oil recovery*. Moscow: Nedra; 2005, 380 p. (In Russ.).
12. Wei C., Li Z., Yang J., Liu S., Gao Y. A comprehensive performance evaluation methodology for miscible gas flooding: a case study in a giant carbonate reservoir in Middle East. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022;215:110668. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110668>.
13. Tan Y., Li Q., Xu L., Ghaffar A., Zhou X., Li P. A critical review of carbon dioxide enhanced oil recovery in carbonate reservoirs. *Fuel*. 2022;328:125256. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.125256>.
14. Rasul I.F., Hamoudi M.R., Yaqoob A.Y., Ahmad K., Abdurahman N.A., Mohammed A.S. Application of multi-criteria decision analysis (TOPSIS) for screening enhanced oil recovery methods: a case study of Iraqi reservoirs. *Journal of Petroleum Geology*. 2025;48(3):857-868. <https://doi.org/10.1111/jpg.70063>.
15. Khanifar A., Zoveidavianpoor M. Core flooding application in EOR WAG implementation: the impact of asphaltene precipitation and deposition. In: Zoveidavianpoor M. *Innovations in Enhanced and Improved Oil Recovery – New Advances*. 2024. <https://doi.org/10.5772/intechopen.1004196>.
16. Al-Mudhafar W.J. Bringing CO₂-EOR in Iraqi oil reservoirs: a review of the challenges and current trends. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2023;13:607-620. <https://doi.org/10.1007/s13202-022-01563-3>.
17. Zhang K., Jia N., Zeng F., Li S., Liu L. A review of experimental methods for determining the oil–gas minimum miscibility pressures. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019;183:106366. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106366>.
18. Ungar F., Ahitan S., Worthing S., Abedini A., Uleberg K., Yang T. A new fluidics method to determine minimum miscibility pressure. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022;208:109415.
19. Abdurrahman M., Permadi A.K., Arsad A., Rahman A.F.A., Bae W., Husna U.Z., et al. Minimum CO₂ miscibility pressure evaluation using interfacial tension (IFT) and slim-tube hybrid tests. *ACS Omega*. 2023;8(9):8703-8711. <https://doi.org/10.1021/acsomega.2c08085>.
20. Wang L., He Y., Wang Q., Liu M., Jin X. Multiphase flow characteristics and EOR mechanism of immiscible CO₂ water-alternating-gas injection after continuous CO₂ injection: a micro-scale visual investigation. *Fuel*. 2020;282:118689. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.118689>.
21. Almobarak M., Wu Z., Zhou D., Fan K., Liu Y., Xie Q. A review of chemical-assisted minimum miscibility pressure reduction in CO₂ injection for enhanced oil recovery. *Petroleum*. 2021;7(3):245-253. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2021.01.001>.
22. He C., Mu L., Xu A., Zhao L., He J., Zhang A., et al. Phase behavior and miscible mechanism in the displacement of crude oil with associated sour gas. *Oil and Gas Science and Technology*. 2019;74:54. <https://doi.org/10.2516/ogst/2019024>.

Информация об авторах / Information about the authors



Аль-Дахеш Хайдер Гани Шнешль,
аспирант,
Институт нефти и газа,
Сибирский федеральный университет,
г. Красноярск, Российская Федерация,
✉ haidar.99ghane@gmail.com
<https://orcid.org/0009-0001-8341-2857>
Hayder Ghani Shnaishel Al-Dahesh,
Postgraduate Student,
Institute of Oil and Gas,
Siberian Federal University,
Krasnoyarsk, Russian Federation,
✉ haidar.99ghane@gmail.com
<https://orcid.org/0009-0001-8341-2857>



Азеев Александр Александрович,
кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений,
Институт нефти и газа,
Сибирский федеральный университет,
г. Красноярск, Российская Федерация,
AAzeev@sfu-kras.ru
<https://orcid.org/0000-0003-0048-0262>
Alexander A. Azeev,
Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor,
Associate Professor of the Department of Development
and Operation of Oil and Gas Fields,
Institute of Oil and Gas,
Siberian Federal University,
Krasnoyarsk, Russian Federation,
AAzeev@sfu-kras.ru
<https://orcid.org/0000-0003-0048-0262>

Вклад авторов / Contribution of the authors

Х.Г.Ш. Аль-Дахеш – разработка концепции, проведение исследования, написание черновика рукописи.
А.А. Азеев – научное руководство, редактирование рукописи.
Hayder G.Sh. Al-Dahesh – conceptualization, investigation, writing – original draft.
Alexander A. Azeev – supervision, writing – editing.

Конфликт интересов / Conflict of interests

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
The authors declare no conflict of interests.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.
The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Информация о статье / Information about the article

Статья поступила в редакцию 19.04.2026; одобрена после рецензирования 20.05.2026; принята к публикации 01.06.2026.

The article was submitted 19.04.2026; approved after reviewing 20.05.2026; accepted for publication 01.06.2026.