

Научная статья / Original research article

УДК 622. 276

DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-4-55-66>

EDN: VRGXHS



Исследование динамики изменения пористости и проницаемости месторождений на юге Ирака (Республика Ирак)

Х. А. Х. Хуссейн¹, В. В. Поплыгин^{2*}

¹*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Российская Федерация*

²*Когалымский филиал Пермского национального исследовательского политехнического университета, Когалым, Российская Федерация*

*poplygin@bkk.ru

Аннотация. Исследование сосредоточено на нефтяном месторождении Насирия в южном Ираке и направлено на анализ пористости и проницаемости продуктивных карбонатных коллекторов. Проведен сравнительный анализ их петрофизических свойств, что позволило определить наиболее благоприятные условия для добычи углеводородов и выделить наиболее продуктивные интервалы. Полученные результаты могут быть использованы для оптимизации разработки месторождения, обоснования приоритетных зон бурения и повышения эффективности добычи. Исследование имеет важное практическое значение для нефтяной промышленности, поскольку позволяет более точно оценить потенциал месторождения и спланировать его дальнейшую разработку. В работе выполнен сравнительный анализ пространственного распределения пористости, проницаемости и эффективной толщины продуктивных коллекторов на основе данных геофизических исследований пяти эксплуатационных скважин (NS-1–NS-5). Для обработки исходной информации применялись методы статистического анализа и пространственной интерполяции, что позволило построить карты распределения основных фильтрационно-емкостных свойств и выявить закономерности их изменения по площади месторождения. Установлено, что один из исследуемых коллекторов характеризуется более высокими значениями пористости (20–23 %) и проницаемости (131–412 мД), тогда как для второго типичны более низкие показатели — пористость 12–15 % и проницаемость 2–6 мД. Пространственное распределение толщин и петрофизических параметров имеет куполообразный характер с максимальными значениями в центральной части месторождения, что обусловлено условиями осадконакопления в меловом периоде и последующими диагенетическими преобразованиями. В восточной части месторождения отмечается снижение коллекторских свойств, связанное с изменением литологического состава пород и ухудшением качества поровой среды. Полученные результаты подтверждают высокую степень неоднородности карбонатных коллекторов и согласуются с опубликованными данными по аналогичным объектам юга Ирака. Практическая значимость исследования заключается в возможности выделения наиболее перспективных зон для бурения новых скважин, оптимизации системы разработки и уточнения геолого-гидродинамических моделей месторождения.

Ключевые слова: залежь нефти, известняки, пористость, проницаемость, карбонатные коллекторы, петрофизические свойства, неоднородность пласта

Благодарности: Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2026-0005).

Для цитирования: Хуссейн Х. А. Х., Поплыгин В. В. Исследование динамики изменения пористости и проницаемости месторождений на юге Ирака (Республика Ирак). *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(4):55–66. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-4-55-66> EDN: VRGXHS

Study of the dynamics of changes in porosity and permeability of fields in southern Iraq (Republic of Iraq)

Hussein Alaa Hussein Hussein¹, Vladimir V. Poplygin^{2*}

¹Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

²Branch of the Perm National Research Polytechnic University in Kogalym, Kogalym, Russian Federation

*poplygin@bk.ru

Abstract. This study examines the porosity and permeability of productive carbonate reservoirs in the Nasiriyah oil field in southern Iraq. The authors compare the petrophysical properties of the reservoirs to identify the most favorable conditions for hydrocarbon production and to determine the most productive intervals. The results can help to optimize field development, justify priority drilling zones, and improve hydrocarbon recovery. This study has highly relevant to the oil and gas industry. It provides a basis for accurately assessing reservoir potential and guides effective field development planning. The study uses geophysical data from five production wells (NS-1–NS-5). Researchers applied comparative analysis of the spatial distribution of porosity permeability, and and net pay thickness within the productive reservoirs. Researchers applied statistical analysis and spatial interpolation methods. This approach enabled them to map key reservoir properties and delineate their lateral. The results show a strong contrast between the two studied reservoirs. One reservoir has higher porosity (20–23%) and permeability (131–412 mD), whereas the second has lower values, with porosity of 12–15% and permeability of 2–6 mD. The spatial distribution of reservoir thickness and petrophysical properties has a dome-shaped pattern, with the highest values in the central part of the field. This pattern reflects the Cretaceous depositional conditions and subsequent diagenetic processes. The eastern part of the field shows poorer reservoir properties because of changes in lithology and deterioration of pore structure. The results confirm the high heterogeneity of the carbonate reservoirs and agree with published data from similar fields in southern Iraq. This study has important practical significance. The results can assist in identifying priority areas for new wells, optimizing field development systems, and enhancing geological and reservoir models.

Keywords: oil deposit, limestones, porosity, permeability, carbonate reservoirs, petrophysical properties, reservoir heterogeneity

Acknowledgements: The study was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (project No. FSNM-2026-0005).

For citation: Hussein Alaa Hussein Hussein, Vladimir V. Poplygin. Study of the dynamics of changes in porosity and permeability of fields in southern Iraq (Republic of Iraq). *Oil and Gas Studies*. 2026;30(4):55–66. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-4-55-66>

Введение

Разработка нефтяных месторождений юга Ирака является одной из приоритетных задач нефтяной промышленности региона, что обусловлено значительными запасами углеводородов и необходимостью повышения коэффициента нефтеизвлечения.

Нефтяное месторождение Насирия расположено к востоку от реки Евфрат, примерно в 38 километрах к северо-западу от города Эн-Насирия [1, 2]. Его длина составляет около 34 км, а ширина — 13 км. Нефтяное месторождение разведано Иракской национальной нефтяной компанией (INOC/ ИННК) в 1975 году.

В ряде исследований [1–8] показано, что карбонатные коллекторы указанных формаций обладают сложной внутренней структурой, определяемой условиями осадконакопления и последующими диагенетическими процессами.

Проблема исследования заключается в необходимости детального анализа распределения петрофизических свойств по площади месторождения для выявления наиболее продуктивных зон и оптимизации размещения эксплуатационных скважин.

Цель настоящей работы — сравнительный анализ пространственного распределения эффективной толщины, пористости и проницаемости пластов Нахр Умр и Ямама на месторождении Насирия.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- анализ геолого-петрофизических данных по скважинам;
- построение карт распределения эффективной толщины, пористости и проницаемости;
- выявление закономерностей изменения фильтрационно-емкостных свойств;
- определение наиболее перспективных зон для бурения и разработки.

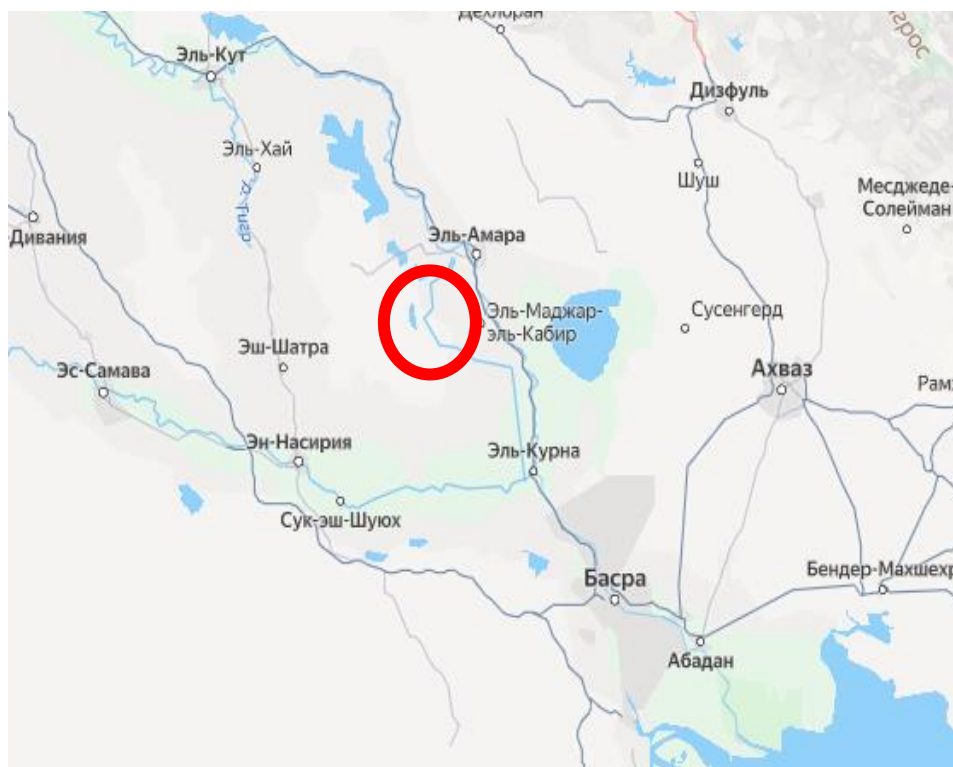


Рис. 1. Схема расположения нефтяного месторождения Насирия в южной части Ирака относительно реки Евфрат и основных тектонических элементов региона
Fig. 1. Location map of the Nasiriyah oil field in southern Iraq relative to the Euphrates River and the key tectonic features of the region

Месторождение приурочено к оси Гарраф и включает продуктивные коллекторы формаций Нахр Умр и Ямама [4, 9].

Объект исследования

Объект исследования — нефтяное месторождение Насирия, расположенное в пределах Гаррафской тектонической зоны южного Ирака, приуроченное к антиклинальной структуре и характеризующееся сложным геологическим строением.

Продуктивные пласты — карбонатные породы формаций Нахр Умр и Ямама нижнемелового возраста. Породы представлены известняками и доломитами, сформированными в условиях мелководного морского бассейна.

Карбонатные коллекторы месторождения характеризуются значительной изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств. Формирование пористости связано как с первичными условиями осадконакопления, так и с вторичными процессами растворения и цементации пород.

Куполообразная структура месторождения способствует формированию ловушек углеводородов и концентрации залежей нефти в центральной части структуры.

Материалы и методы исследования

Исследование основано на анализе геолого-геофизических данных эксплуатационных скважин нефтяного месторождения Насирия. На момент проведения исследования на месторождении пробурено 18 скважин, среди которых наиболее глубокими являются NR1, NR3, NR7, NR9, NR10 и NR12.

Средняя толщина продуктивных пластов составляет около 119 м, запасы нефти оцениваются приблизительно в 68 млн тонн. Пористость пород варьируется от 10 до 23 %, а проницаемость изменяется в пределах 50–400 мД в верхней части пласта. Продуктивные горизонты представлены гетерогенными карбонатными коллекторами нижнемелового возраста, характеризующимися сложной литологической неоднородностью и изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств пород [2, 4, 7, 10, 11].

Исходными данными послужили результаты геолого-геофизических исследований и петрофизического анализа пяти эксплуатационных скважин (NS-1, NS-2, NS-3, NS-4 и NS-5), вскрывающих продуктивные пласты Нахр Умр и Ямама. Для каждой скважины были проанализированы координаты устья, эффективная толщина пласта, пористость, проницаемость и водонасыщенность пород [12].

На основе полученных данных и с применением программного комплекса Surfer построены карты распределения петрофизических параметров. Моделирование выполнялось в двух- и трехмерном пространстве, что позволило получить детализированную картину изменения коллекторских свойств по площади месторождения.

Для построения карт распределения параметров применялась интерполяция методом обратных взвешенных расстояний (Inverse Distance Weighting — IDW), обеспечивающая корректное воспроизведение локаль-

ных экстремумов параметров вблизи скважин. Этот метод широко распространен в геологическом моделировании коллекторов благодаря высокой точности аппроксимации пространственных данных [13, 14].

В ходе исследования были построены следующие типы карт:

- карты распределения эффективной толщины пластов;
- карты распределения пористости;
- карты распределения проницаемости.

На картах отображены координатная сетка, положение скважин, изолинии соответствующих параметров и цветовые шкалы, отражающие величины исследуемых свойств.

В таблицах 1 и 2 представлена обобщенная информация о параметрах пластов Нахр Умр и Ямама в районе исследуемых скважин. Выполнено сравнение значений пористости, проницаемости и водонасыщенности пород с целью определения наиболее перспективных зон для бурения эксплуатационных скважин и оптимизации разработки месторождения [6, 15].

Дополнительно проводился статистический анализ полученных данных, включающий расчет средних значений параметров, коэффициентов вариации и оценку корреляционных зависимостей между толщиной пластов, пористостью и проницаемостью пород. В таблице 1 представлены данные по пласту Нахр Умр на месторождении Насирия.

Таблица 1. Информация и данные по пласту Нахр Умр на месторождении Насирия
Table 1. Data and information for the Nahr Umr reservoir at the Nasiriyah oil field

Координата Х	Координата У	№ Сква.	Толщина, м	Пористость, д.ед.	Проницаемость, мД
596,65	3 465,833	NS-1	117,2	0,200481	131,4576
592,25	3 468,133	NS-2	121,8	0,222641	353,4071
599,15	3 467,033	NS-3	117,8	0,200318	132,142
588,40	3 466,508	NS-4	120,1	0,226024	412,5013
582,75	3 470,933	NS-5	120,6	0,215502	261,1306

В таблице 2 приведены координаты устья, эффективная толщина, коэффициент пористости и проницаемость по пласту Ямама для скважин NS-1–NS-5. Эти данные использованы при интерполяции методом IDW и построении карт распределения параметров.

Таблица 2. Информация и данные по пласту Ямама на месторождении Насирия
Table 2. Data and information for the Yamama reservoir at the Nasiriyah oil field

Координата Х	Координата У	№ скв.,	Толщина, м	Пористость, д.ед.	Проницаемость, мД
596,655	3465,833	NS-1	109,25	0,1445	5,388
592,255	3468,133	NS-2	106,45	0,1459	5,639
599,155	3467,033	NS-3	73,31	0,1287	2,921
588,405	3466,508	NS-4	106,41	0,1504	5,611
582,755	3470,933	NS-5	97,89	0,1429	4,801

Распределение толщин пластов Нахр Умр и Ямамма показано на рисунке 2.

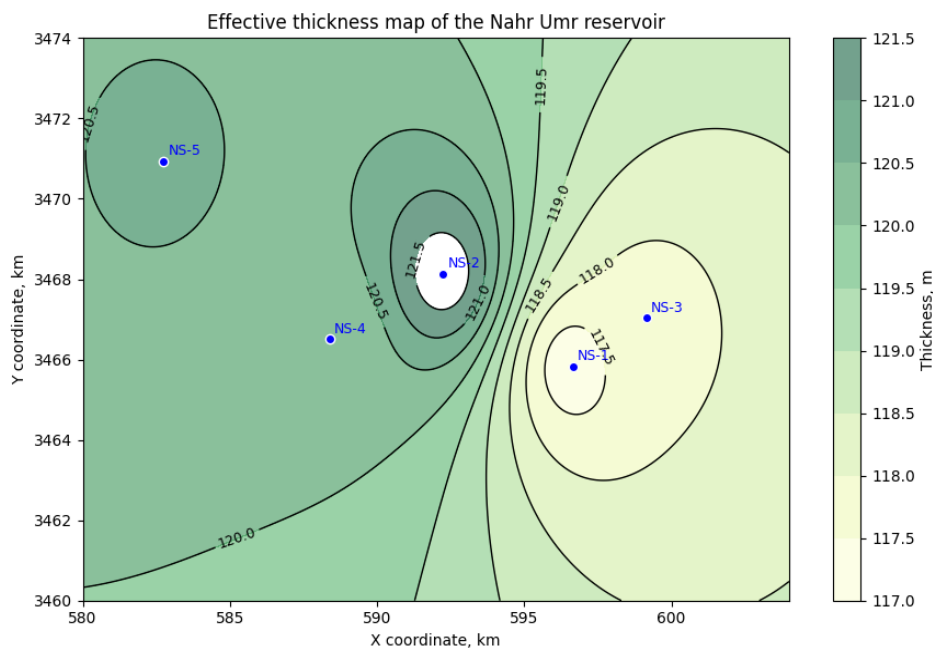


Рис. 2. Карта распределения эффективной толщины пласта Нахр Умр на нефтяном месторождении Насирия

Fig. 2. Effective thickness distribution map of the Nahr Umr reservoir at the Nasiriyah oil field

Карта построена по данным скважин NS-1 – NS-5 с использованием интерполяции методом обратных взвешенных расстояний (IDW). Изолинии отражают пространственную изменчивость толщины пласта, м.

При выборе метода интерполяции учитывались особенности пространственного распределения исходных данных и ограниченное количество скважин. Метод обратных взвешенных расстояний (IDW) был выбран в связи с его устойчивостью при неравномерном распределении точек наблюдения и возможностью корректного воспроизведения локальных экстремумов параметров. Применение более сложных геостатистических методов, таких как кригинговая интерполяция, было признано нецелесообразным ввиду недостаточного объема данных для надежной оценки вариограмм. К ограничениям используемого подхода можно отнести снижение точности интерполяции в зонах, удаленных от скважин, что необходимо учитывать при интерпретации результатов моделирования.

Результаты

В результате анализа геолого-петрофизических данных установлено, что толщина пластов Нахр Умр и Ямама уменьшается в восточной части

месторождения Насирия. Эта закономерность отражена на картах распределения толщин и связана с особенностями осадконакопления в меловом периоде. В пределах широкого осадочного бассейна формирование отложений происходило в различных фациальных условиях, что привело к гетерогенному распределению толщины пластов.

Анализ данных скважин показывает, что скважина NS-4 фиксирует куполообразный характер залегания пласта Нахр Умр, что указывает на наличие локальной структурной ловушки [8,16].

Карта распределения пористости пласта Нахр Умр (рис. 3) демонстрирует, что значения пористости уменьшаются в восточном направлении месторождения, что связано с изменением гранулометрического состава пористой среды. В центральной части месторождения наблюдается повышение пористости, формирующее региональную тенденцию, характерную для карбонатных коллекторов формации Мишриф и аналогичных объектов [6, 11, 17].

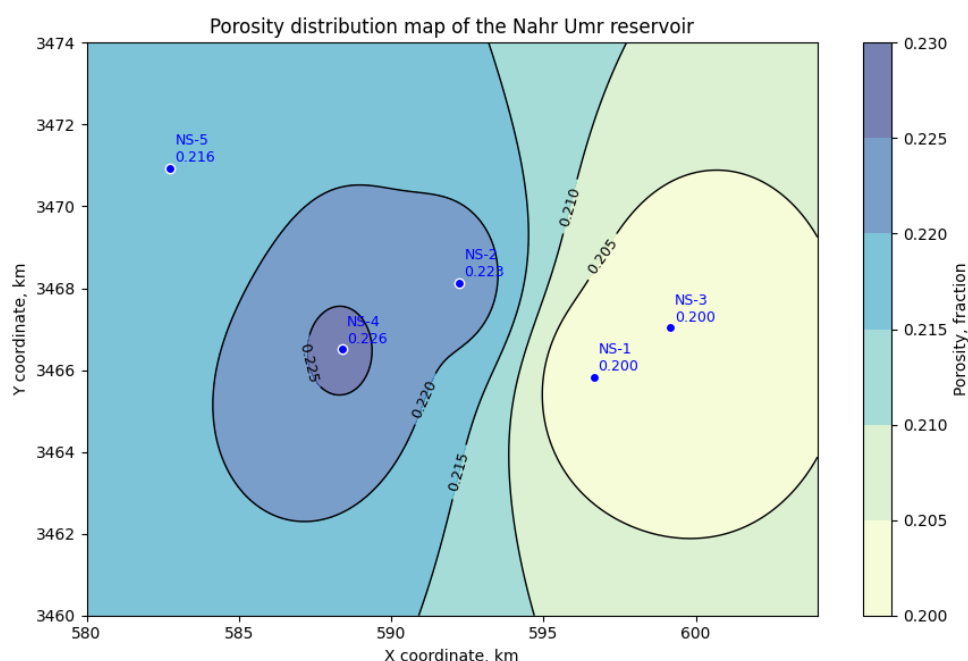


Рис. 3. Карта распределения коэффициента пористости пласта Нахр Умр на месторождении Насирия

Fig. 3. Porosity distribution map of the Nahr Umr reservoir at the Nasiriyah oil field

Распределение пористости получено по данным геолого-геофизических исследований скважин NS-1 – NS-5. Повышенные значения приурочены к центральной части купольной структуры, снижение наблюдается в восточном направлении.

Распределение проницаемости по пластам Нахр Умр и Ямама (рис. 4) отражает высокую степень неоднородности карбонатных коллекторов. Установлено, что проницаемость снижается в восточном направлении месторождения, что согласуется с результатами ранее опубликованных исследований [4, 17].

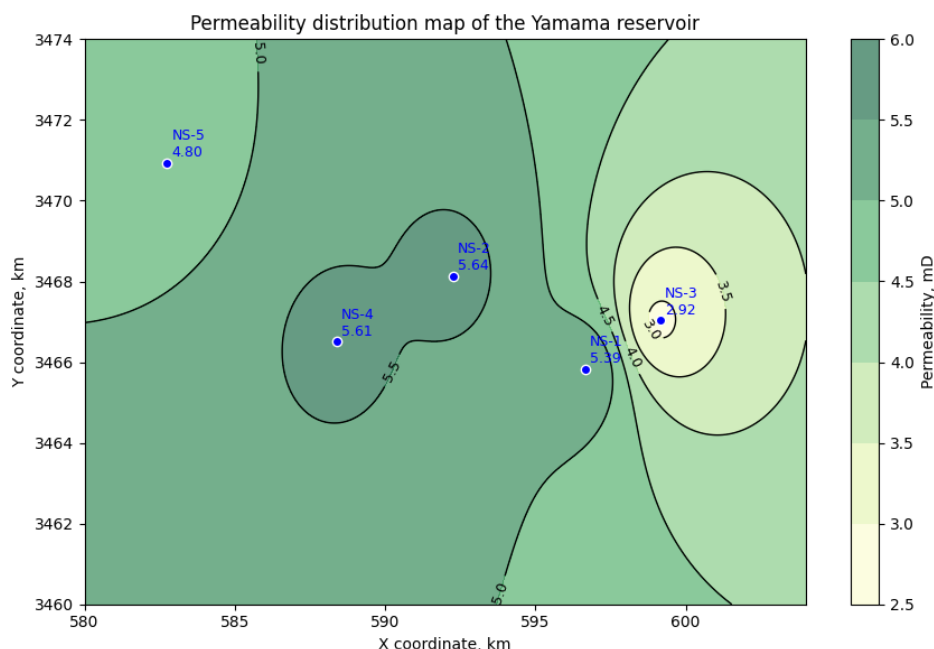


Рис. 4. Карта распределения проницаемости пласта Ямама на нефтяном месторождении Насирия

Fig. 4. Permeability distribution map of the Yamama reservoir at the Nasiriyah oil field

Карта построена на основе данных скважин NS-1 – NS-5 с применением метода IDW. Изолинии показывают снижение проницаемости в восточной части месторождения, что отражает высокую неоднородность карбонатного коллектора.

Обсуждение

Выявленные закономерности изменения толщины, пористости и проницаемости коллекторов Нахр Умр и Ямама подтверждают влияние условий осадконакопления в меловом периоде на формирование фильтрационно-емкостных свойств пород. Куполообразная структура пласта Нахр Умр, выявленная по данным скважины NS-4, обуславливает концентрацию улучшенных петрофизических параметров в центральной части месторождения.

Рост пористости в центральной зоне объясняется сочетанием увеличенной эффективной толщины и лучшего качества пористой среды, что соответствует моделям формирования карбонатных коллекторов, описанным в работах [6, 9–11,14,18]. Снижение пористости и проницаемости

в восточной части месторождения связано с ухудшением гранулометрических характеристик пород и увеличением степени диагенетических преобразований.

Высокая неоднородность распределения проницаемости подтверждает сложное строение карбонатных резервуаров и согласуется с результатами исследований аналогичных объектов юга Ирака [4, 19–21]. Настоящее исследование ограничено данными пяти скважин (NS-1 – NS-5), что определяет необходимость дальнейшего уточнения пространственных моделей при расширении базы данных.

Полученные результаты могут быть использованы для оптимизации размещения новых эксплуатационных скважин и повышения эффективности разработки месторождения Насирия.

Дополнительный сравнительный анализ показывает, что выявленные закономерности изменения петрофизических свойств соответствуют результатам исследований аналогичных карбонатных резервуаров Ближнего Востока. Для большинства месторождений этого региона характерно формирование зон повышенной пористости в пределах структурных поднятий, что связано с условиями седиментации и последующими диагенетическими преобразованиями пород.

Анализ пространственного распределения проницаемости подтверждает высокую степень неоднородности карбонатных коллекторов, обусловленную сочетанием трещиноватости и вторичной пористости. Учет указанных факторов важен при построении геолого-гидродинамических моделей месторождений и прогнозировании эффективности разработки залежей углеводородов.

Выводы

- Установлено, что толщина пластов Нахр Умр и Ямама уменьшается в восточной части месторождения Насирия, что связано с условиями осадконакопления в меловом периоде.
- Пласт Нахр Умр характеризуется куполообразной структурой, наиболее выраженной в районе скважины NS-4.
- Коллектор Нахр Умр демонстрирует более высокие петрофизические свойства по сравнению с коллектором Ямама: пористость 20–23 % и проницаемость 131–412 мД против 12–15 % и 2–6 мД соответственно.
- Распределение пористости и проницаемости носит неоднородный характер с максимальными значениями в центральной части месторождения.
- Полученные результаты согласуются с опубликованными данными по карбонатным коллекторам юга Ирака и подтверждают общие закономерности формирования их фильтрационно-емкостных свойств [5–11, 14].

- Выделенные зоны с оптимальными петрофизическими параметрами могут быть рекомендованы для приоритетного бурения, что позволит повысить эффективность добычи углеводородов.

Вклад авторов

Авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

Authors' contributions

All authors contributed equally to the preparation of the manuscript.

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

Список литературы / References

1. Махави М. М., Котенёв Ю. А. Уточнение геологических характеристик месторождений Южного Ирака и оценка перспективных технологий извлечения нефти. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2010;(2):39–44.
Makhavi M. M., Kotenev Yu. A. Refinement of geological characteristics of South Iraq oil fields and assessment of advanced oil recovery technologies. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2010;(2):39–44. (In Russ.).
2. Jintao A., Jun L., Huang H., Zhang H., Yang H., Zhang G., ... & Lai Q. Analysis of Cuttings Transport in Small-Bore Horizontal Wells Considering Drill String Eccentricity. *Energy Science & Engineering*. 2025;13(6):3088-3106. <https://doi.org/10.1002/ese3.70088>.
3. Aqrabi A. A. M., Goff J. C., Horbury A. D., Sadooni F. N. *The Petroleum Geology of Iraq*. Beaconsfield: Scientific Press Ltd., 2010. 424 p.
4. Али Х. М. Исследование трещиноватости с использованием атрибута кривизны на примере карбонатной формации Джерибе раннемиоценового возраста в Загросской складчатой зоне (Ирак). *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2020;11(347):55–62. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-11\(347\)-55-62](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-11(347)-55-62)
Ali H. M. Natural fracture analysis by using curvature attribute - a case study of early miocene carbonate Jeribe formation at Zagros folded zone (Iraq). *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2020;11(347):55–62. (In Russ.). [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-11\(347\)-55-62](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-11(347)-55-62)
5. Саблин Р. А., Рамазанов А. М. Об особенностях выработки запасов в карбонатных неоднородных коллекторах на примере объекта Мишриф месторождений юга Ирака. *Нефтепромысловое дело*. 2018;(5):5–14. <https://doi.org/10.30713/0207-2351-2018-5-5-14>
Sablin R. A., Ramazanov A. M. Some specific features of resources recovery in carbonate heterogeneous collectors on the example of Mishrif object of the deposits located in the south of Iraq. *Oilfield Engineering*. 2018;(5):5–14. (In Russ.). <https://doi.org/10.30713/0207-2351-2018-5-5-14>

6. Дмитриев С. А., Хайруллин И. И., Исаев А. Б. Диагенетические эффекты в низкопоровых известняках фаций отмелей, лагун и их переходных разновидностях формации Мишриф месторождения Западная Курна-2. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2022;12(372):13–23. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-12\(372\)-13-23](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-12(372)-13-23)
- Dmitriev S. A., Khairullin I. I., Isaev A. B. Diagenetic effects in low-porous limestones of shoals facies, lagoons and their transitional varieties of the Mishrif formation of the West Qurna-2 deposit. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2022;12(372):13–23. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-12\(372\)-13-23](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-12(372)-13-23)
7. Abdullah M., Garrouch A. A New Approach for Rock Typing Using Dimensional Analysis: A Case Study of Carbonate reservoir. In *SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference*. Mishref, Kuwait. 2019. (p. D023S006R003). <https://doi.org/10.2118/198026-MS>
8. Соболев В. С., Григоренко Ю. Н. Углеводородные системы Персидского залива. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2014;9(4):1–23.
Sobolev V. S., Grigorenko Yu. N. Hydrocarbon systems of Persian Gulf. *Petroleum geology. Theoretical and applied studies*. 2014;9(4):1–23. (In Russ.).
9. Al-Ameri T. K., Zumberge J. Hydrocarbon generation and accumulation in the Mishrif Formation, southern Iraq. *Marine and Petroleum Geology*. 2012;36(1):71–86.
10. API RP 40. *Recommended Practice for Core Analysis Procedure*. – American Petroleum Institute, 1998. URL: <https://www.api.org> (дата обращения: 04.02.2026).
11. Lucia F. J. Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space. *AAPG Bulletin*. 1995;79(9):1275–1300.
12. Choquette P. W., Pray L. C. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *AAPG Bulletin*. 1970; 54(2):207–250.
13. Jassim S. Z., Goff J. C. *Geology of Iraq*. DOLIN, sro, distributed by Geological Society of London. 2006.
14. Moore C. H. *Carbonate Reservoirs: Porosity Evolution and Diagenesis*. Amsterdam: Elsevier; 2001.
15. U.S. Geological Survey. *Petroleum Systems of Iraq*. URL: <https://pubs.usgs.gov/bul/2202> (дата обращения: 04.02.2026).
16. Schlumberger. *Log Interpretation Charts*. Houston: Schlumberger Educational Services, 2013. URL: <https://www.slb.com> (дата обращения: 04.02.2026).
17. Ehrenberg S. N., Nadeau P. H. Sandstone vs. carbonate petroleum reservoirs: A global perspective on porosity-depth and porosity-permeability relationships. *AAPG Bulletin*. 2005;89(4):435–445. <https://doi.org/10.1306/11230404071>
18. Ehrenberg S. N. Relationship between diagenesis and reservoir quality in sandstones of the Garn Formation, Haltenbanken, mid-Norwegian continental shelf. *AAPG bulletin*, (1990);74(10),1538–1558. <https://doi.org/10.1306/0C9B2515-1710-11D7-8645000102C1865D>
19. Mazzullo, S. J. Overview of porosity evolution in carbonate reservoirs. *Kansas Geological Society Bulletin*. 2004;79(1-2):1–19. URL: https://www.researchgate.net/profile/S-Mazzullo/publication/237394174_Overview_of_Porosity_Evolution_in_Carbonate_Reservoirs/links/540e22de0cf2df04e756ca67/Overview-of-Porosity-Evolution-in-Carbonate-Reservoirs.pdf
20. ISO 13503-2. *Petroleum and natural gas industries — Completion fluids and materials*. International Organization for Standardization, 2010. URL: <https://www.iso.org> (дата обращения: 04.02.2026).

21. Ahr W. M. *Geology of Carbonate Reservoirs*. Hoboken: Wiley, 2008. <https://doi.org/10.1002/9780470370650.fmattero>. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/chapter-epub/10.1002/9780470370650.fmatter>

Информация об авторах / Information about the authors

Хуссеин Хуссеин Алаа Хуссеин,
аспирант, Пермский национальный
исследовательский политехнический
университет (ПНИПУ), г. Пермь,
hussain.al906@gmail.com

Hussein Hussein Alaa Hussein,
Postgraduate Student, Perm National
Research Polytechnic University,
hussain.al906@gmail.com

Поплыгин Владимир Валерьевич,
кандидат технических наук, доцент,
Когалымский филиал Пермского нацио-
нального исследовательского политехни-
ческого университета, г. Когалым, poplygin@bk.ru, ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-2142-5246>

Vladimir V. Poplygin, Candidate
of Engineering Sciences, Associate Pro-
fessor, Branch of the Perm National
Research Polytechnic University in
Kogalym, poplygin@bk.ru, ORCID:
[http:// orcid.org/0000-0003-2142-5246](http://orcid.org/0000-0003-2142-5246)

Поступила в редакцию / Received 19.01.2026

Поступила после рецензирования / Revised 11.03.2026

Принята к публикации / Accepted 22.04.2026