

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 12.05.2025 г.

Принята к публикации 29.07.2025 г.

EDN: RUCKIB

УДК 552.54:552.578.061.4(55)

Нилчи Ф., Постникова О.В.

Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина), Москва, Россия, f.nilchi71@gmail.com, olgapostnikova@yandex.ru

СТРУКТУРА И ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ТИПЫ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ФОРМАЦИИ ИЛАМ (ЮГО-ЗАПАД ИРАНА)

Формация Илам сантон-кампанского возраста играет ключевую роль в составе группы Бангестан в пределах нефтеносного бассейна Загрос и состоит преимущественно из карбонатных пород. На основе изучения микрофаций и диагенетических процессов в формации Илам на одном из нефтяных месторождений Персидского залива, определены основные факторы, влияющие на типы коллекторов и их пространственное распределение. В процессе исследований проанализировано около 200 петрографических шлифов карбонатных пород и выполнено 180 измерений пористости и проницаемости. В результате петрографических наблюдений выделены 12 микрофаций, отражающих четыре фациальных пояса: приливно-отливную зону, лагуну, мелководье и открытую морскую зону. Проведённые исследования показали, что диагенетические процессы (кальцитизация пустотного пространства, доломитизация, сульфатизация, выщелачивание и уплотнение) происходили в условиях морской, метеорной и погребённой диагенетической среды. Для классификации типов пород-коллекторов использована петрофизическая диаграмма Ф.Дж. Лусиа. Результаты исследования демонстрируют, что породы-коллекторы рассматриваемого месторождения обладают выраженной гетерогенностью по фильтрационно-ёмкостным характеристикам. Эта гетерогенность обусловлена как условиями осадконакопления, так и степенью выраженности, и направленностью диагенетических преобразований.

Ключевые слова: карбонатные породы, микрофации, диагенетические преобразования, нефтяное месторождение, порода-коллектор, петрофизическая диаграмма Ф.Дж. Лусиа, формация Илам, юго-запад Ирана.

Для цитирования: Нилчи Ф., Постникова О.В. Структура и генетические типы пустотного пространства карбонатных отложений формации Илам (юго-запад Ирана) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2025. - Т.20. - №3. - https://www.ngtp.ru/rub/2025/27_2025.html EDN: RUCKIB

Введение

В сантон-кампанское время бассейн Загрос входил в состав Аравийской плиты и располагался в тропических широтах аридной климатической зоны, что обусловило накопление в этом бассейне карбонатных и эвапоритовых отложений [James, Wynd, 1965]. К карбонатным отложениям бассейна Загрос приурочены значительные скопления углеводородов на Ближнем Востоке [Afghah, Farhoudi, 2012]. Известняковая формация Илам впервые описана

Дж.А. Джеймсом и Дж. Г. Виндом в Танг-э-Гараб, на северо-западе антиклинали Кабир-Кух [James, Wynd, 1965]. В возрастном отношении формация Илам относится к сеноман-сантону и приурочена к кровле Бангестанской продуктивной толщи (рис. 1). Для более полного понимания размещения фаций и микрофаций представлена схематическая литолого-стратиграфическая колонка разреза скважины (рис. 2).

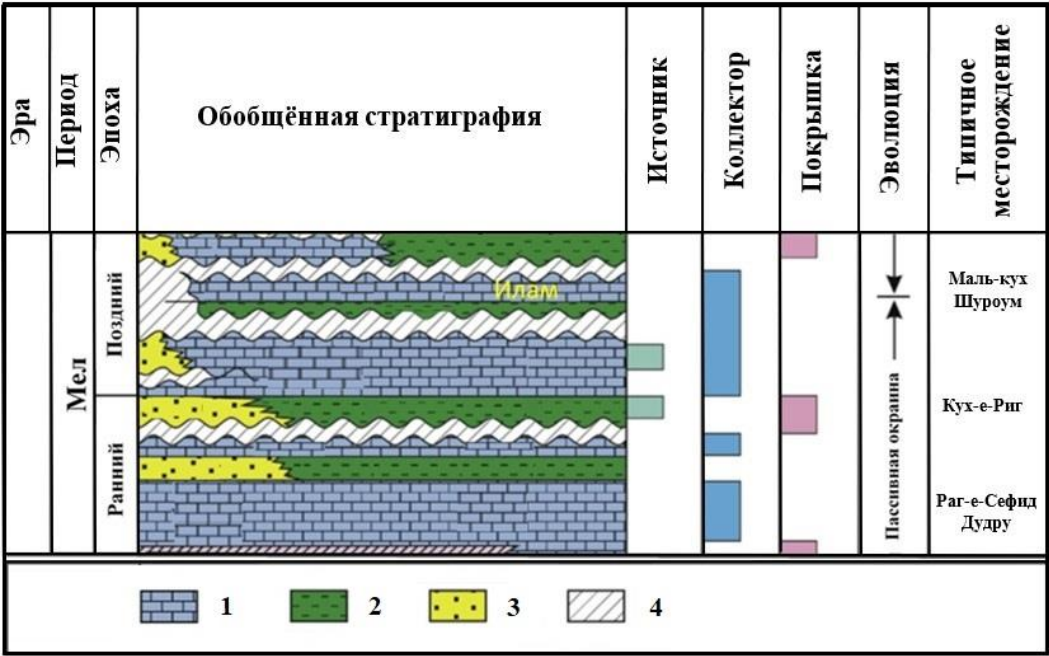


Рис. 1. Сравнительная стратиграфия меловых отложений между западной частью (Саудовская Аравия) и восточной (Иран) в пределах нефтегазоносного бассейна Загрос
([James, Wynd, 1965; Snidero et al., 2019] с изменениями)

1 - известняк, 2 - аргиллит, 3 - обломочные породы, 4 - эрозия.

Породы-коллекторы и связанные с ними залежи нефти в разрезе карбонатных отложений формации выявлены в районе Хузестан. Фильтрационно-ёмкостные свойства (ФЕС) этих пород сформировались на стадии седиментогенеза и в значительной степени изменены диагенетическими процессами. Первичная дифференциация пустотного пространства и его свойств определялась принадлежностью пород-коллекторов к тем или иным микрофациям. Диагенетические процессы в значительной степени усилили эту дифференциацию, как улучшив, так и, в отдельных случаях, ухудшив петрофизические параметры пород-коллекторов. Подобные изменения наглядно отражаются на диаграмме Ф.Дж. Лусиа. Целью данного исследования является изучение влияния процессов осадконакопления и диагенеза на изменение петрофизических характеристик пород, относящихся к различным микрофациям.

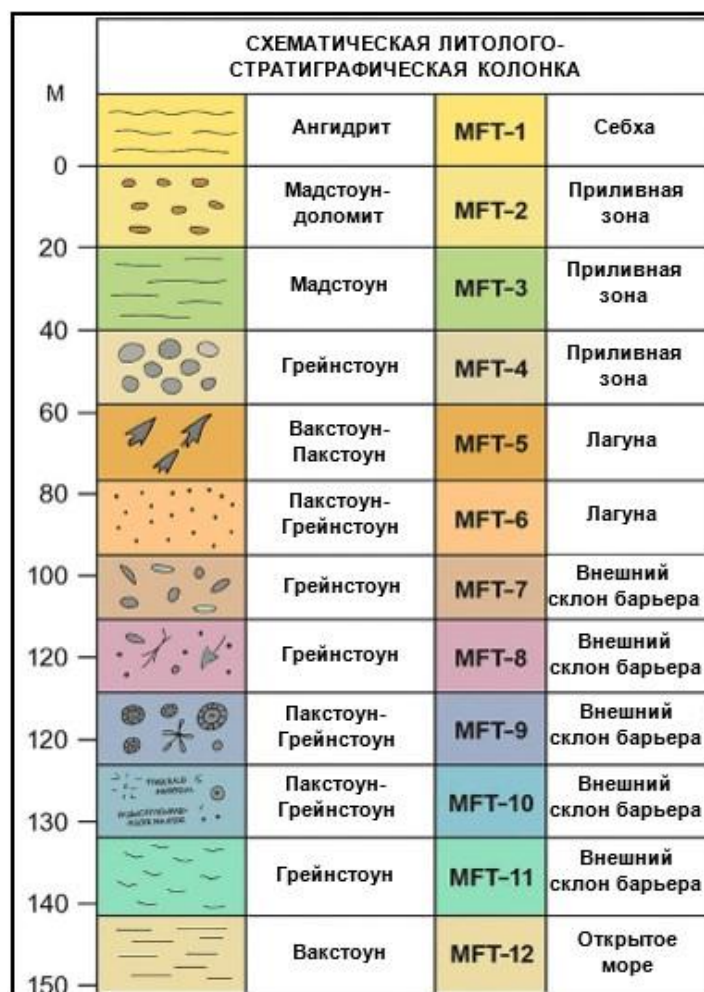


Рис. 2. Схематическая литолого-стратиграфическая колонка скважины X в формации Илам

Методы

Изучено порядка 200 петрографических шлифов, отобранных из разреза формации Илам в скважине X одного из месторождений, расположенных на юго-западе Ирана (рис. 3), с шагом отбора около 50 см. Типизация пород выполнена в соответствии с классификацией Р.Дж. Данхема [Dunham, 1962]. Для изучения микрофаций использована классификация Е. Флюгеля [Flügel, 2010].

Для анализа петрофизических характеристик пород-коллекторов различных микрофаций применялась петрофизическая диаграмма Ф.Дж. Лусиа [Lucia, 1995]. Для оценки трещиноватости в микрофациях использовались петрографические шлифы и фотодокументация кернов. Полученные параметры интерпретировались с учётом литологического состава и диагенетических изменений пород [Procter, Sanderson, 2018]. Кроме того, использованы данные порядка 180 петрофизических измерений пористости и проницаемости.

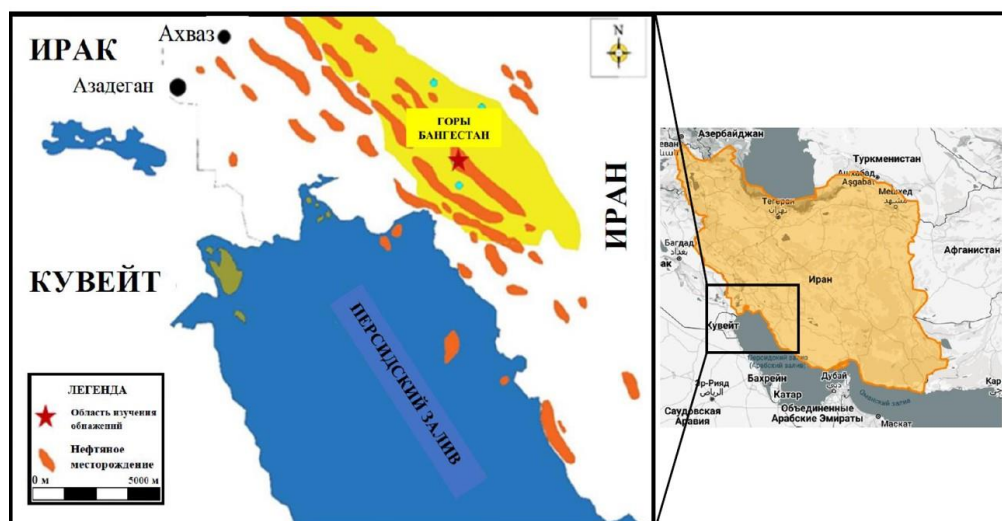


Рис. 3. Местоположение скважины X ([Esrafil-Dizaji, Rabbani, 2007] с изменениями)

Обсуждение результатов и выводы

В процессе исследований выделены 12 микрофаций (МФТ 1–12), относящихся к четырём фациальным поясам мелководного карбонатного бассейна: приливной зоне, лагуне, мелководью барьерной зоны и открытому морю (табл. 1). В породах выявлен широкий спектр диагенетических процессов: кальцитизация, доломитизация, сульфатизация, выщелачивание и уплотнение, протекавших в метеорных, морских и погребённых условиях.

В формации Илам наблюдается разнообразие типов пустотного пространства, включая молдовую, фенестральную, межзерновую, внутризерновую, межкристаллическую и каверновую пористость. Наиболее распространёнными являются внутриформационные и каверновые пустоты. Следует отметить, что в ряде случаев первичное пустотное пространство практически полностью уничтожается в результате диагенетических процессов, при этом формируется новый тип пустот, например, межкристаллические пустоты, возникающие в процессе доломитизации. Первичное пустотное пространство в таких случаях частично или полностью заполняется вторичными кристаллами доломита и таким образом разрушается. Безусловно, положительным фактором, способствующим увеличению объёма пустотного пространства, является выщелачивание. Отрицательное влияние оказывают кальцитовая цементация и сульфатизация.

Таблица 1

Важные характеристики микрофаций изучаемой толщи в скважине X

Микрофация	Литологическая характеристика микрофации	Форменные элементы микрофации	Формирующая среда	Стандартная микрофация
МФТ.1	Ангидрит	—	Себха	Эквивалент RMF.25 Flügel
МФТ.2	Мадстоун – доломадстоун	Остракоды (<i>очень мало и разрозненно</i>)	Приливная зона	Эквивалент RMF.19 Flügel
МФТ.3	Мадстоун	Остракоды (<i>очень мало и разрозненно</i>)	Приливная зона	Эквивалент RMF.19 Flügel
МФТ.4	Грейнстоун (<i>mun Keystone</i>)	Пелоиды, биотурбация	Приливная зона	Эквивалент RMF.19 Flügel
МФТ.5	Вакстоун – пакстоун	Зелёные водоросли, двустворчатые моллюски, остракоды, иглокожие	Лагуна	Эквивалент RMF.17 и 20 Flügel
МФТ.6	Вакстоун – пакстоун	Пелоиды, зелёные водоросли, гастроподы, остракоды, фораминиферы	Лагуна	Эквивалент RMF.9 Flügel
МФТ.7	Грейнстоун	Ооиды	Внешний склон барьера (<i>Central Shoal</i>)	Эквивалент RMF.29 Flügel
МФТ.8	Грейнстоун	Ооиды, двустворчатые моллюски, гастроподы	Внешний склон барьера (<i>Seaward and Leeward</i>)	Эквивалент RMF.30 Flügel
МФТ.9	Пакстоун – грейнстоун	Двустворчатые моллюски, гастроподы, иглокожие	Внешний склон барьера (<i>Seaward</i>)	Эквивалент RMF.26 Flügel
МФТ.10	Пакстоун – грейнстоун	Интракласты, двустворчатые моллюски, гастроподы	Внешний склон барьера (<i>Seaward</i>)	Эквивалент RMF.27 Flügel
МФТ.11	Грейнстоун	Интракласты	Внешний склон барьера	Эквивалент RMF.27 Flügel
МФТ.12	Вакстоун	Двустворчатые моллюски, остракоды, фораминиферы	Открытое море	Эквивалент RMF.18 Flügel

Обстановки осадконакопления

Микрофации МФТ-1, 2, 3 и 4 преимущественно сложены мадстоунами и вакстоунами, сформировавшимися в приливно-отливной и себховой зонах. Микрофации МФТ-5 и 6, представленные мадстоунами и пакстоунами с большим количеством бентосных фораминифер, характерны для лагунной среды. Помимо фораминифера в этих микрофациях часто встречаются фрагменты двустворчатых моллюсков, рудистов и иглокожих. Микрофации МФТ-7, 8, 9, 10 и 11 сложены грейнстоунами с хорошо отсортированными и частично растворёнными аллохемами. Эта группа микрофаций формировалась в условиях активной гидродинамической среды на внешнем склоне карбонатного барьера. Микрофация МФТ-12 представлена вакстоунами и пакстоунами, содержащими спикулы губок, пелагические формы фораминифер и раздробленные аллохемы, что указывает на её формирование в условиях внешней рамповой зоны. Литолого-фациальные исследования отложений формации Илам указывают на их образование в условиях лагуны, барьерной зоны и открытого глубоководного бассейна. В целом, фациально-палеогеографические условия осадконакопления этих отложений типичны для различных зон карбонатного барьера. Преобладание в разрезе формации Илам различных типов грейнстоунов свидетельствует о формировании пород в активной гидродинамической обстановке внешнего склона ramпы. Дополнительным аргументом в пользу такого вывода служат многочисленные оползневые и турбидитные текстуры. Анализ петрографических и микрофациальных характеристик отложений формации Илам показывает, что обстановки осадконакопления соответствуют модели седиментационной среды, описанной в работах Дж.Л. Уилсона и Е. Флюгеля [Wilson, 1975; Flügel, 2010], и могут быть охарактеризованы как гомоклиальная карбонатная платформа рампового типа с относительно пологим уклоном в сторону открытого моря (рис. 4).

Типизация пород-коллекторов по методу Ф.Дж. Лусиа

Ф.Дж. Лусиа установил зависимость между структурой карбонатной породы, размером пор и её коллекторскими свойствами, на основании чего выделил три класса коллекторов, различающихся по типу пустотного пространства и петрофизическим характеристикам [Lucia, 2007]:

- первый класс включает грейнстоуны и крупнокристаллические доломиты;
- второй класс представлен пакстоунами, доло-пакстоунами, а также средне- и мелкокристаллическими доломитами;

– третий класс включает мадстоуны и мелкокристаллические доломиты.

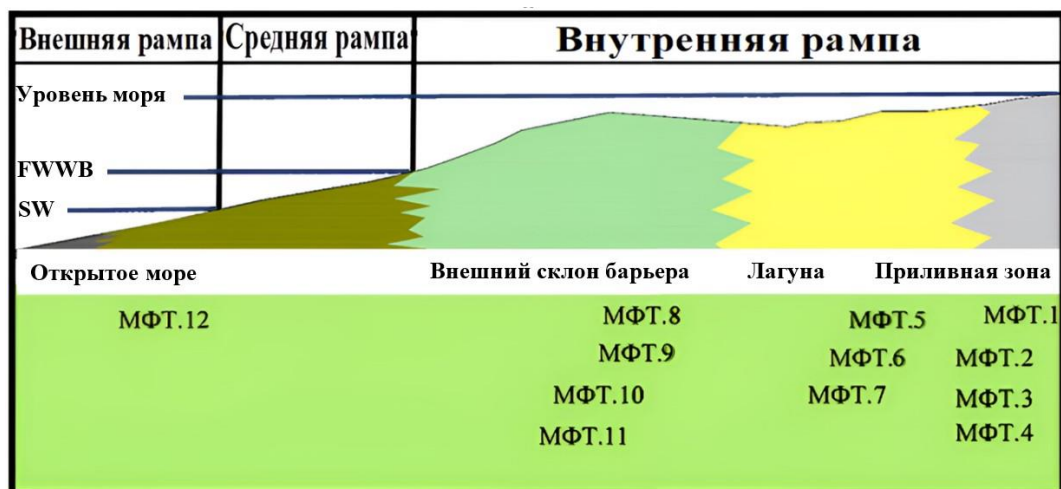


Рис. 4. Схематическая модель распространения микрофаций в формации Илам

В классификации Ф.Дж. Лусиа отчётливо прослеживается связь между петрофизическими параметрами пород-коллекторов, фациальными условиями их формирования и типом порового пространства. Нанесение параметров пористости и проницаемости карбонатных пород формации Илам на диаграмму Ф.Дж. Лусиа показало, что в изученной толще присутствуют представители всех трёх классов коллекторов. Наиболее высокие значения ФЕС зафиксированы в породах склоновой части рампы и в меньшей степени в отложениях открытого моря. Эти коллекторы, преимущественно относящиеся к третьему классу, характеризуются межзерновым и межкристаллическим типами порового пространства. Несколько меньшие значения пористости и проницаемости зафиксированы в породах барьерной зоны и внутреннего склона рампы. Здесь развиты пустоты выщелачивания, каверны, а также межзерновые поры, что типично для второго класса коллекторов. Породы с низкими ФЕС характерны для отложений лагуны и приливно-отливной зоны, представленных в основном мадстоунами и доломадстоунами. Эти породы относятся преимущественно к первому и частично второму классу, содержат внутриформенные и выщелоченные поры. Отдельную группу составляют трещинные коллекторы, сформировавшиеся, как правило, в условиях отмельной части рампы и в меньшей степени приливно-отливной равнины. Следует подчеркнуть, что в пределах одной и той же фациальной зоны могут встречаться породы как с высокими, так и с низкими ФЕС. Это обусловлено широким развитием диагенетических процессов, которые, с одной стороны, могли улучшать коллекторские свойства, а с другой - полностью их уничтожать.

Анализ распределения микрофаций формации Илам по классификации Ф.Дж. Лусиа позволяет выделить особенности петрофизических свойств пород в зависимости от фациальной принадлежности и диагенетических изменений. Микрофации МФТ-1 (ангидриты) характеризуются практическим отсутствием коллекторских свойств и располагаются вне области коллекторов на диаграмме Ф.Дж. Лусиа. Микрофация МФТ-2 преимущественно относится к третьему классу, при этом около 20% образцов попадают в первый класс, а 15% - во второй. Это объясняется влиянием диагенетических процессов, в частности доломитизации, которые локально улучшали поровое пространство. Микрофации МФТ-2, 3 и 4 в целом располагаются в неколлекторской части диаграммы, однако отдельные образцы этих фаций попадают во второй и третий классы, что также связано с доломитизацией и развитием вторичной пористости (см. рис. 5, 6). Микрофации МФТ-5 и 6, сформированные в лагуне, также в основном попадают в зону неколлекторов, что связано с вторичной цементацией первичного порового пространства. Однако единичные образцы с сохранившейся первичной пористостью встречаются во втором и третьем классах на диаграмме Ф.Дж. Лусиа (рис. 5, 6). Для микрофаций МФТ-7, 8, 9, 10 и 11, ассоциированных с барьерной зоной и её внешним склоном, характерна трещинная емкость, и они в основном находятся в соответствующей части диаграммы Ф.Дж. Лусиа. В отдельных случаях, где развита каверновая пористость, образцы попадают в область первого класса. Некоторые образцы находятся в неколлекторской зоне в связи с интенсивной вторичной ангидритовой цементацией (рис. 5, 6). Микрофация МФТ-12, представленная породами внешней части рампы, также в основном располагается в зоне неколлекторов, что обусловлено слабым развитием первичной пористости, её заполнением кальцитом и ангидритом в процессе диагенеза. Таким образом, основные процессы, определяющие положение микрофаций на петрофизической диаграмме Ф.Дж. Лусиа, - это цементация, растворение и трещинообразование. Фациальные зоны приливо-отливной равнины и лагуны в целом демонстрируют низкие значения пористости, однако высокие значения проницаемости в отдельных случаях обусловлены активным развитием трещин. Наилучшие ФЕС наблюдаются в отложениях барьерной зоны и внешнего склона рампы, особенно при наличии вторичной пористости. Однако при развитии вторичной цементации эти же породы могут быть переведены в разряд неколлекторов.

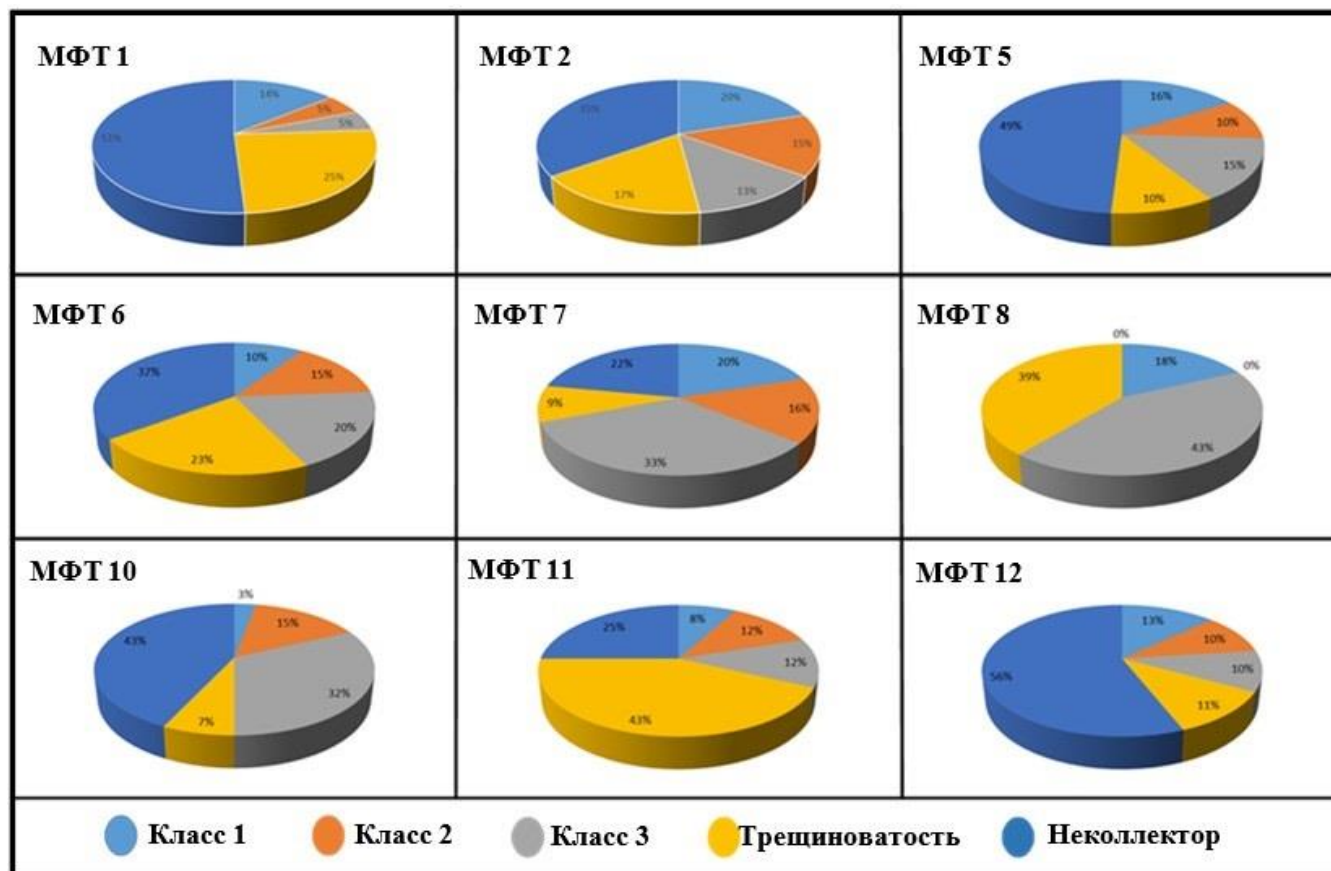


Рис. 5. Диаграммы содержания микрофаций в петрофизических классах Ф.Дж. Лусиа с расчетом RFN

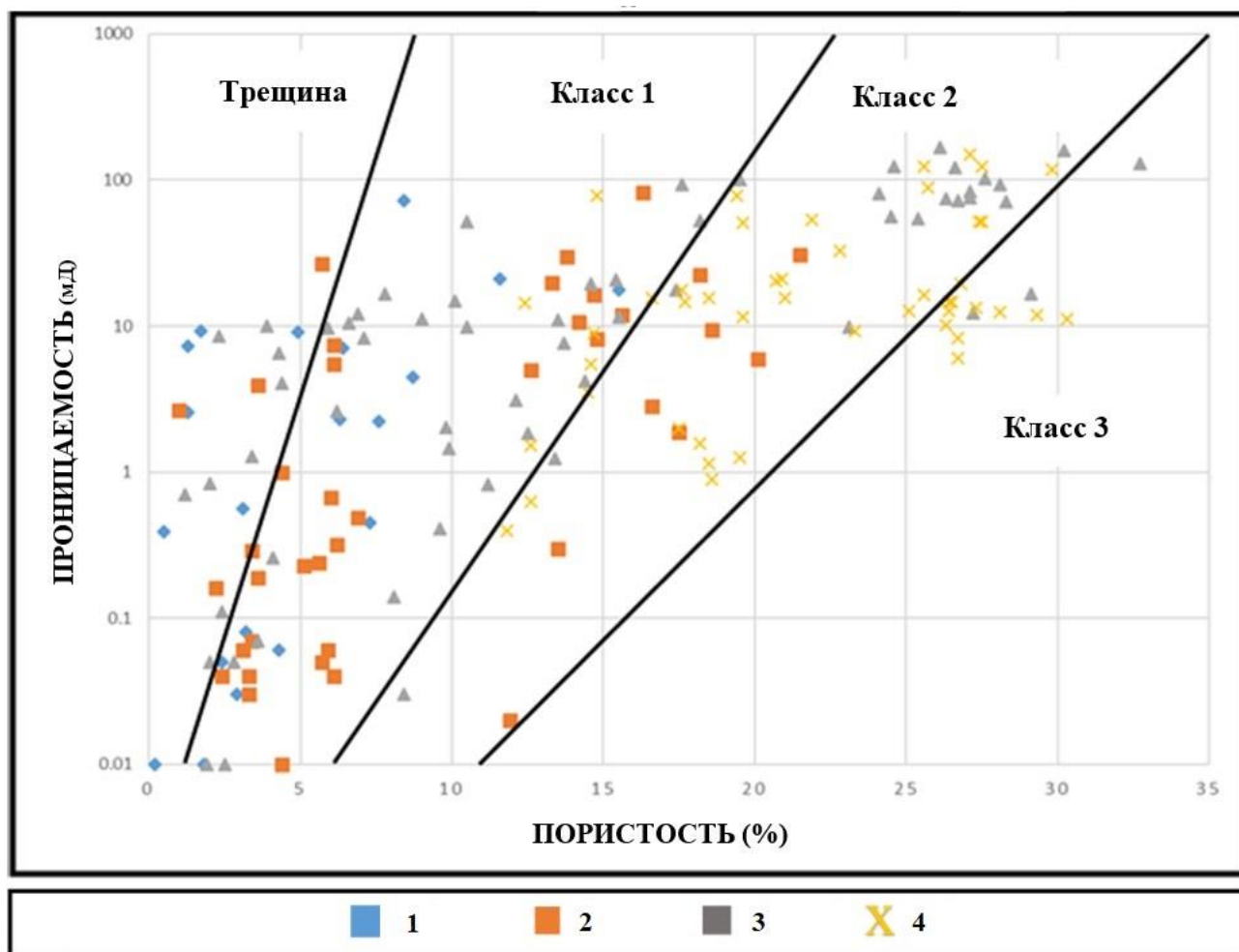


Рис. 6. Петрофизическая классификация Ф.Дж. Лусиа по данным формации Илам в районе исследования

Фациальная зона: 1 - приливно-отливная; 2 - лагунная; 3 - отмелевшая рамповая (барьер); 4 - внешнего склона.

Роль эпигенетических процессов в изменении коллекторских свойств отложений формации Илам

Эпигенетические процессы, происходящие на поздних стадиях диагенеза после начального захоронения осадков, играют ключевую роль в эволюции петрофизических свойств карбонатных пород [Lucia, 2007; Flügel, 2010]. К основным эпигенетическим преобразованиям относятся вторичная доломитизация, поздняя цементация (кальцитом и ангидритом), перекристаллизация, растворение, развитие трещин и замещение минералов. Эти процессы могут оказывать как положительное, так и отрицательное влияние на коллекторские характеристики пород:

- Породы, сформировавшиеся в условиях низкой энергии осадконакопления и обладавшие слабо развитым первичным поровым пространством, в ряде случаев приобретали межкристаллическую или карстовую пористость в результате вторичного растворения или

доломитизации. Такие преобразования улучшали их ФЕС, переводя их в разряд эффективных коллекторов.

- В противоположность этому, породы с изначально высокой первичной пористостью могли быть полностью уплотнены вторичной цементацией, в результате чего они утрачивали коллекторские свойства и смещались в зону неколлекторов на диаграмме Ф.Дж. Лусиа [Lucia, 1995].

Особое значение имеет развитие позднедиагенетических трещин, особенно в тонкозернистых породах, формировавшихся в условиях приливно-отливных равнин и рамповых склонов. Такие трещины существенно увеличивали проницаемость пород и способствовали образованию трещинных коллекторов [Wilson, 1975].

Таким образом, эпигенетические преобразования являются одним из определяющих факторов, контролирующих современное состояние петрофизических свойств отложений формации Илам. Их учет критически важен для:

- реконструкции истории диагенеза,
- построения надежных геолого-гидродинамических моделей,
- оптимизации проектирования скважин,
- повышения эффективности разработки коллекторов нефти и газа [Lucia, 2007].

Заключение

На основании комплексных литологических и петрофизических исследований отложений формации Илам нефтегазозоносного бассейна Загрос выделено 12 основных микрофаций, относящихся к четырём фациальным поясам: приливно-отливной зоне, лагуне, отмельной зоне ramпы (барьеру) и его внешнему склону. Для всех микрофаций характерно широкое развитие диагенетических процессов, таких как цементация, доломитизация, выщелачивание, трещинообразование и сульфатизация.

Особую роль в эволюции ёмкостно-фильтрационных свойств играют эпигенетические процессы, развивающиеся на поздних стадиях диагенеза. Именно они зачастую определяют текущее состояние порового пространства - от его полного разрушения в результате вторичной цементации до формирования новой ёмкости за счёт процессов перекристаллизации, трещинообразования и карстового растворения.

Учет этих преобразований имеет ключевое значение при:

- прогнозировании продуктивности коллекторов,

- построении надежных геологических моделей,
- выборе оптимальных стратегий освоения месторождений.

Распределение микрофаций на петрофизической диаграмме Ф.Дж. Лусиа определяется не только первичными особенностями осадков, но и характером постседиментационных изменений. В микрофациях с изначально низким коллекторским потенциалом развитие трещиноватости могло привести к существенному увеличению проницаемости. В изначально пористых породах процессы выщелачивания и доломитизации способствовали дополнительному увеличению порового пространства. В то же время вторичная цементация часто приводила к снижению ёмкостных свойств и трансформации пород в неколлекторы.

Литература

Afghah M., Farhoudi G. Boundary Between Upper Cretaceous and Lower Paleocene in the Zagros Mountain Ranges of Southwestern Iran // *Acta Geologica Sinica*. - 2012. - Vol. 86(2). - P. 325-338. DOI: [10.1111/j.1755-6724.2012.00663.x](https://doi.org/10.1111/j.1755-6724.2012.00663.x)

Dunham R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: *Classification of Carbonate Rocks*; ed. by W.E. Ham, AAPG Memoir 1. Tulsa, Oklahoma, pp. 108-121.

Esfarili-Dizaji B., Rabbani J. Geology of Iran's hydrocarbon reservoirs // *Avaie Zamin, Geological Association of Students, University of Tehran*. - 2007. - Vol. 3(7). - P. 6-11.

Flügel E. Microfacies of Carbonate Rocks. Analysis, interpretation and application. Second edition. Berlin: Springer-Verlag, 2010. - 1006 p.

James G.A., Wynd J.G. Stratigraphic nomenclature of the Iranian Oil Consortium agreement area // *AAPG Bulletin*. - 1965. - Vol. 49(12). - P. 2182-2245. DOI: [10.1306/A663388A-16C0-11D7-8645000102C1865D](https://doi.org/10.1306/A663388A-16C0-11D7-8645000102C1865D)

Lucia F.J. Carbonate Reservoir Characterization: An Integrated Approach (2nd ed.). Berlin; Heidelberg; New York: Springer-Verlag. 2007. - 336 p. DOI: [10.1007/s13202-020-00946-w](https://doi.org/10.1007/s13202-020-00946-w)

Lucia F.J. Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization // *AAPG Bulletin*. - 1995. - Vol. 79. - P. 1275-1300. DOI: [10.1306/7834D4A4-1721-11D7-8645000102C1865D](https://doi.org/10.1306/7834D4A4-1721-11D7-8645000102C1865D)

Procter A., Sanderson D.J. Spatial and layer-controlled variability in fracture networks // *Journal of Structural Geology*. - 2018. - Vol. 108. - P. 52-65. DOI: [10.1016/j.jsg.2017.07.008](https://doi.org/10.1016/j.jsg.2017.07.008)

Snidero M., Muñoz J.A., Carrera N., Butillé M., Mencos J., Motamedi H., Alireza Piryaee A., Sàbat F. Temporal evolution of the Darmadan salt diapir, eastern Fars region // *Tectonophysics*. - 2019. - Vol. 766. - P. 115-130. DOI: [10.1016/j.tecto.2019.06.006](https://doi.org/10.1016/j.tecto.2019.06.006)

Wilson J.L. Carbonate Facies in Geologic History. New York: Springer, 1975. - 471 p. DOI: [10.1007/978-1-4612-6383-8](https://doi.org/10.1007/978-1-4612-6383-8)

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 12.05.2025

Published 29.07.2025

Nilchi F., Postnikova O.V.

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia, f.nilchi71@gmail.com, olgapostnikova@yandex.ru

STRUCTURE AND GENETIC TYPES OF VOID SPACE IN CARBONATE STRATA OF THE ILAM FORMATION (SOUTHWESTERN IRAN)

The Santonian-Campanian Ilam Formation plays a key role in the Bangestan Group within the Zagros petroleum basin and consists mainly of carbonate rocks. In this paper, based on the study of microfacies and diagenetic processes in the Ilam Formation belonging to one of the oil fields of the Persian Gulf. The main factors influencing the types of reservoirs and their spatial distribution are determined. During the study, about 200 petrographic thin sections of carbonate rocks were analyzed and 180 measurements of porosity and permeability were made. As a result of petrographic study, 12 microfacies were identified, reflecting four facies belts: intertidal zone, lagoon, shallow water and open marine zone. The conducted studies showed that diagenetic processes such as calcitization of void space, dolomitization, sulfation, leaching and compaction occurred in marine, meteoric and buried diagenetic environments. The petrophysical diagram of F.J. Lucia was used to classify the types of reservoir rocks. The results of this study demonstrate that the reservoir rocks of the considered field have pronounced heterogeneity in filtration-capacitive characteristics. This heterogeneity is due to both the sedimentation conditions, degree of change and direction of diagenetic transformations.

Keywords: carbonate rocks, microfacies, diagenetic transformations, oil field, reservoir rock, F.J. Lucia petrophysical diagram, Ilam Formation, southwest Iran.

For citation: Nilchi F., Postnikova O.V. Struktura i geneticheskie tipy pustotnogo prostranstva karbonatnykh otlozheniy formatsii Ilam (yugo-zapad Irana) [Structure and genetic types of void space in carbonate strata of the Ilam Formation (southwestern Iran)]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2025, vol. 20, no. 3, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2025/27_2025.html EDN: RUCKIB

References

Afghah M., Farhoudi G. Boundary Between Upper Cretaceous and Lower Paleocene in the Zagros Mountain Ranges of Southwestern Iran. *Acta Geologica Sinica*, 2012, vol. 86(2), pp. 325-338. DOI: [10.1111/j.1755-6724.2012.00663.x](https://doi.org/10.1111/j.1755-6724.2012.00663.x)

Dunham R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: *Classification of Carbonate Rocks*; ed. by W.E. Ham, AAPG Memoir 1. Tulsa, Oklahoma, pp. 108-121.

Esfahani-Dizaji B., Rabbani J. Geology of Iran's hydrocarbon reservoirs. *Avaie Zamin, Geological Association of Students*, University of Tehran, 2007, vol. 3(7), pp. 6-11.

Flügel E. *Microfacies of Carbonate Rocks. Analysis, interpretation and application*. Second edition. Berlin: Springer-Verlag, 2010, 1006 p.

James G.A., Wynd J.G. Stratigraphic nomenclature of the Iranian Oil Consortium agreement area. *AAPG Bulletin*, 1965, vol. 49(12), pp. 2182-2245. DOI: [10.1306/A663388A-16C0-11D7-8645000102C1865D](https://doi.org/10.1306/A663388A-16C0-11D7-8645000102C1865D)

Lucia F.J. *Carbonate Reservoir Characterization: An Integrated Approach* (2nd ed.). Berlin; Heidelberg; New York: Springer-Verlag. 2007, 336 p. DOI: [10.1007/s13202-020-00946-w](https://doi.org/10.1007/s13202-020-00946-w)

Lucia F.J. Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization. *AAPG Bulletin*, 1995, vol. 79, pp. 1275-1300. DOI: [10.1306/7834D4A4-1721-11D7-](https://doi.org/10.1306/7834D4A4-1721-11D7-)

8645000102C1865D

Procter A., Sanderson D.J. Spatial and layer-controlled variability in fracture networks. *Journal of Structural Geology*, 2018, vol. 108, pp. 52-65. DOI: [10.1016/j.jsg.2017.07.008](https://doi.org/10.1016/j.jsg.2017.07.008)

Snidero M., Muñoz J.A., Carrera N., Butillé M., Mencos J., Motamedi H., Alireza Piryaeei A., Sàbat F. Temporal evolution of the Darmadan salt diapir, eastern Fars region. *Tectonophysics*, 2019, vol. 766, pp. 115-130. DOI: [10.1016/j.tecto.2019.06.006](https://doi.org/10.1016/j.tecto.2019.06.006)

Wilson J.L. *Carbonate Facies in Geologic History*. New-York: Springer, 1975, 471 p. DOI: [10.1007/978-1-4612-6383-8](https://doi.org/10.1007/978-1-4612-6383-8)