

ОБОСНОВАНИЕ ГРАНИЧНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ БУХАРО- ХИВИНСКОГО РЕГИОНА

**Насридинова Наргиза Алишеровна¹,
Хафизова Нигина Отабековна²**

¹ АО «Узбекгеофизика», Ташкент, Узбекистан.

² АО «Узбекгеофизика», Ташкент, Узбекистан.

¹ E-mail: akhmnaralii@gmail.com

² E-mail: akhmnaralii@gmail.com

АННОТАЦИЯ

В работе рассмотрены методы определения граничных значений пористости, проницаемости и водонасыщенности для сложнопостроенных карбонатных коллекторов Бухаро-Хивинского региона. Сопоставлены подходы, основанные на кривых зависимостей, подвижности флюида, характеристиках порового пространства, данных ГИС и испытаний скважин. Анализ показывает, что единое граничное значение недостаточно надёжно для трещинных и кавернозных разностей, где одинаковая пористость может соответствовать существенно различной проницаемости. Предложен дифференцированный подход по сочетанию «петротип × фациальная зона» с совместным использованием керна, ГИС и промысловых данных.

Ключевые слова: карбонатный коллектор; граничное значение; пористость; проницаемость; петротип; фациальная зона; ГИС; Бухаро-Хивинский регион.

ANNOTATSIIYA

Ishda Buxoro-Xiva mintaqasidagi murakkab tuzilgan karbonat kollektorlar uchun g'ovaklik, o'tkazuvchanlik va suvga to'yinganlikning chegaraviy qiymatlarini aniqlash usullari tahlil qilindi. Kern bog'lanishlari, flyuid harakatchanligi, g'ovak muhiti xususiyatlari, quduqlarning geofizik tadqiqotlari va sinov natijalariga asoslangan yondashuvlar o'zaro solishtirildi. Tahlil yoriqli va kavernoj jinslarda yagona chegaraviy qiymat yetarli aniqlik bermasligini ko'rsatdi. Kollektorlarni «petrotip × fatsial zona» bo'yicha ajratish hamda kern, quduq geofizik tadqiqotlari va sinov ma'lumotlarini birgalikda qo'llashga asoslangan differensial yondashuv taklif etildi.

Kalit so'zlar: karbonat kollektor; chegaraviy qiymat; g'ovaklik; o'tkazuvchanlik; petrotip; fatsial zona; quduq geofizik tadqiqotlari; Buxoro-Xiva mintaqasi.

ABSTRACT

The paper examines methods for determining porosity, permeability and water-saturation cutoffs in complex carbonate reservoirs of the Bukhara-Khiva region. Approaches based on core relationships, fluid mobility, pore-space characteristics, well logs and well-test results are compared. The analysis shows that a single cutoff is unreliable for fractured and vuggy carbonates, where similar porosity may correspond to markedly different permeability. A differentiated workflow is proposed for combined petrophysical type and facies-zone classes, integrating core, well-log and well-test data.

Keywords: *carbonate reservoir; cutoff value; porosity; permeability; petrophysical type; facies zone; well logging; Bukhara-Khiva region.*

ВВЕДЕНИЕ

Граничные значения пористости, проницаемости и водонасыщенности определяют, какие интервалы включаются в эффективную толщину и подсчёт запасов. Для месторождений на поздней стадии разработки точность этих параметров особенно важна: ошибочный порог может исключить из оценки часть продуктивного разреза [1].

Единой стандартизированной методики выбора граничных значений нет. В практике используются разные критерии отсечения, а результат зависит от принятого параметра и способа его обоснования [1]. Для карбонатных коллекторов эта проблема усиливается из-за сочетания матричной, каверновой и трещинной пустотности, поэтому одна зависимость «пористость - проницаемость» не описывает весь разрез с одинаковой точностью [2, 3].

Для неоднородных коллекторов применяются комплексные петрофизические методы и модели, учитывающие несколько признаков одновременно. В опубликованных исследованиях ансамблевые алгоритмы использовались для прогноза проницаемости по керну и данным ГИС [4], а отдельные модели для разных петротипов - для карбонатных резервуаров [5]. Их практическая ценность определяется не самим алгоритмом, а качеством исходной петрофизической классификации и проверкой результатов по независимым данным.

В Бухаро-Хивинском регионе геологическое строение юрской карбонатной формации изучено достаточно подробно [6–8], однако опубликованных региональных данных недостаточно для обоснования единых количественных отсечек по всем типам коллекторов. В производственной оценке это создаёт

риск объединения пород с различным строением пустотного пространства и разными фильтрационными свойствами.

Цель работы -оценить применимость существующих способов определения граничных петрофизических значений к карбонатным коллекторам Бухаро-Хивинского региона и сформировать основу дифференцированного регионального подхода.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Информационную базу составили 19 опубликованных работ по методам определения граничных значений и по геолого-петрофизическому строению юрских карбонатных отложений Бухаро-Хивинского региона. Для методической части использованы исследования по граничным значениям [1, 9, 10], оценке карбонатных коллекторов [2, 3, 11], петротипизации и прогнозу фильтрационных свойств [4, 5, 12–15]. Региональные сведения сопоставлялись по работам [6–8, 16–18].

Источники отбирались по прямой связи с задачей исследования, наличию описанной методики и возможности проверить происхождение численных характеристик. Для региональных публикаций дополнительно прослеживались первичные ссылки, поскольку часть приведённых характеристик была получена не на объектах Бухаро-Хивинского региона.

Анализ включал сопоставление критериев отсечения по проницаемости, подвижности флюида и характеристикам порового пространства; оценку применимости этих критериев к трещинным и кавернозным карбонатам; проверку происхождения опубликованных региональных зависимостей; сопоставительное построение зависимостей «пористость -проницаемость» для разных объектов. График на рис. 3 построен в MATLAB R2023b по уравнениям из источника [16] в диапазоне пористости 2–20% с логарифмической шкалой проницаемости.

Рисунки 1, 2 и 4 являются принципиальными схемами и не содержат новых измерений. Работа имеет обзорно-методический характер: лабораторные исследования керн и самостоятельная интерпретация первичных материалов ГИС не проводились, поэтому предложенный подход требует последующей проверки на фактических данных месторождений.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

В большинстве традиционных схем исходной отсечкой служит проницаемость. Для нефтяных залежей в литературе часто рассматривается диапазон 0,1–1,0 мД, а для газовых объектов -более низкие значения [1]. Более обоснованным является критерий подвижности флюида K/μ : он учитывает

одновременно проницаемость породы и вязкость флюида. Порог подвижности около 1,0 мД/сП позволяет рассчитывать граничную проницаемость с учётом конкретных пластовых условий [9].

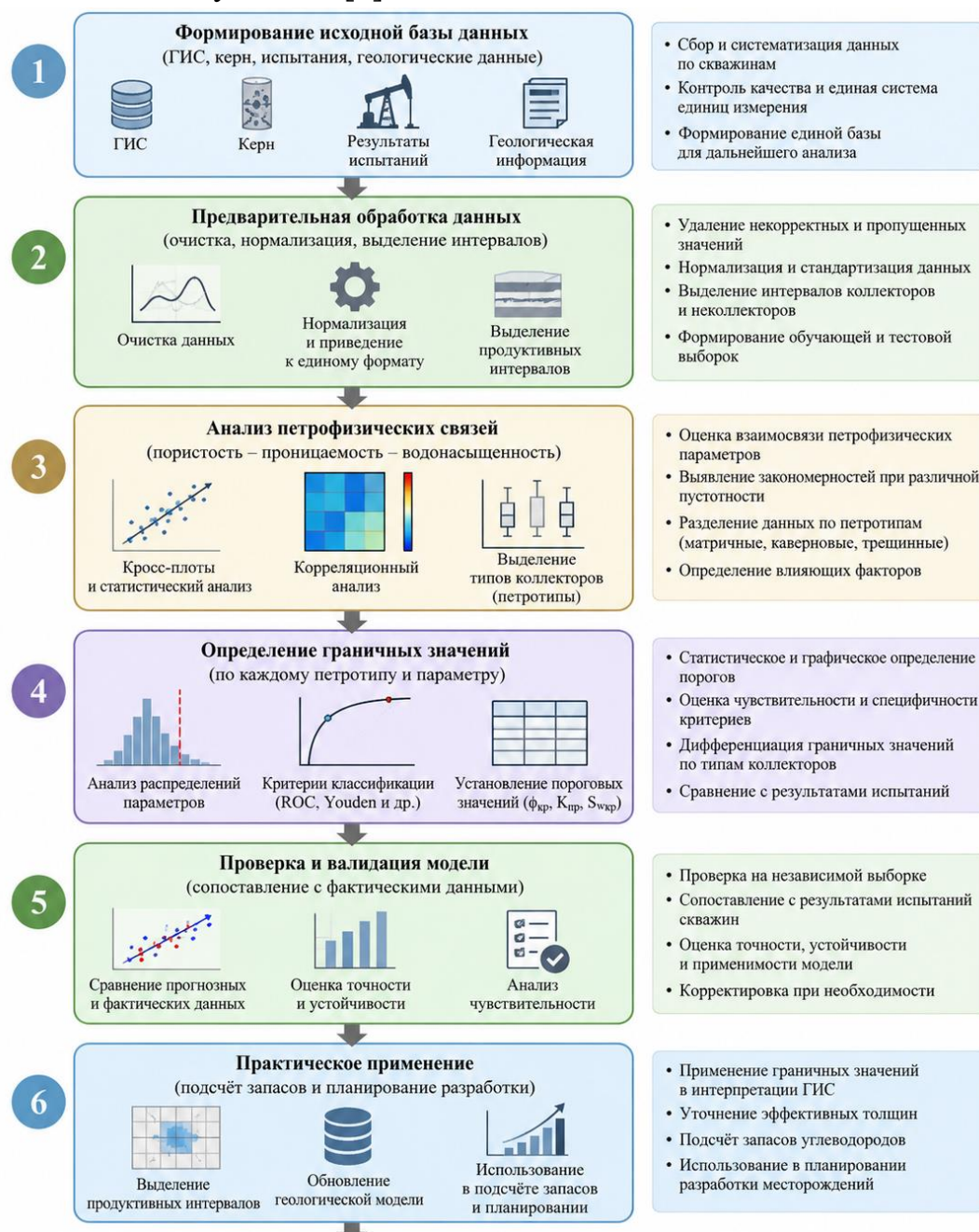


Рис. 1. Обобщённый алгоритм последовательного определения граничных значений (по данным [1])

Граничную пористость обычно получают по керновому кросс-плоту «пористость -проницаемость». При квадрантном методе выбирается такая отсечка, при которой минимальна суммарная вероятность ошибочного отнесения образцов к коллектору или неколлектору [10]. Недостаток проявляется в области низкой пористости: при выполаживании регрессионной

зависимости расчётная отсечка может быть завышена, и часть потенциально продуктивных интервалов исключается из подсчёта [1].

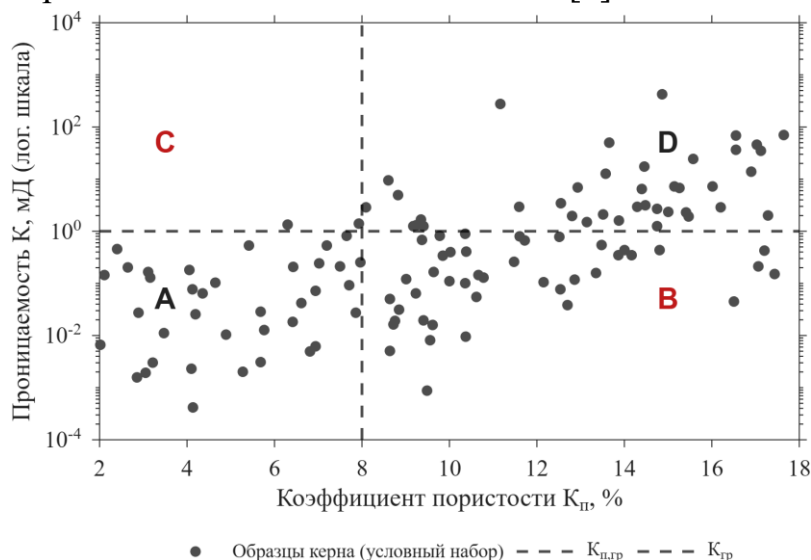


Рис. 2. Квадрантный метод определения граничного значения пористости (принципиальная схема; точки - условный иллюстративный набор). А -

неколлектор определён верно; В - коллектор ошибочно отнесён к неколлектору; С - неколлектор ошибочно отнесён к коллектору; D - коллектор определён верно

Другой способ использует билинейную зависимость эквивалентного диаметра порового канала от пористости и связывает отсечку с потерей способности поровой системы обеспечивать фильтрацию [11]. При дефиците керновых данных иногда применяются значения по аналогам или обобщённые диапазоны; для нефтенасыщенных карбонатов приводятся ориентиры 2–4% пористости [1]. Такие значения могут использоваться только как предварительные и требуют проверки для конкретного типа породы.

Для трещинных и кавернозно-трещинных карбонатов матричная проницаемость сама по себе не определяет продуктивность. Интервал с матричной проницаемостью порядка 0,01 мД может давать промышленный приток при развитой системе естественных трещин. Поэтому пористость и матричная проницаемость не всегда подходят как самостоятельные критерии отсечения; в отдельных методиках дополнительно учитываются водонасыщенность и глинистость [3].

Для карбонатных объектов более надёжны методы, разделяющие вклад разных типов пустотности. Подход на основе граничного T2 по данным ядерно-магнитного каротажа в сочетании с капилляриметрией и испытаниями пластов позволяет отдельно оценивать матричную, каверновую и трещинную составляющие [2]. На неоднородных карбонатных месторождениях также

требуется совместное использование керновых кросс-плотов, петрографии и результатов опробования скважин [19].

Модели прогноза проницаемости по нескольким признакам полезны там, где линейная регрессия не отражает неоднородность разреза. Ансамблевые методы показали более высокую точность по сравнению с классической регрессией на совмещённых данных керна и ГИС [4], а петротип-ориентированные модели применялись непосредственно для карбонатных резервуаров [5]. Сходная логика используется при оценке неопределённости net-pay cut-off [12], разделении пор по двум T2-отсечкам [13] и поиске пропущенных продуктивных интервалов [14].

В Бухаро-Хивинском регионе юрская карбонатная формация представлена депрессионной, рифовой и зарифовой лагунной фаціальными зонами [16]. Различия между ними затрагивают не только литологию, но и строение пустотного пространства, мощность продуктивных интервалов и характер фильтрации.

Нижний горизонт депрессионной фации при пористости менее 2–3% и практически нулевой матричной проницаемости может быть продуктивным за счёт трещиноватости [16]. В рифовой зоне мощность продуктивных горизонтов изменяется от нулевых значений на гребне до более 150 м в тыловой части рифовой постройки [16]. Такая изменчивость связана с различиями фацальной обстановки и тектонического контроля, влияющими на формирование биогермных и рифовых тел и их фильтрационно-ёмкостные свойства [17].

Проверка происхождения опубликованных численных характеристик выявила важное ограничение региональной базы. В работе [16] диапазоны свойств для порового, порово-кавернозного, каверново-порового, трещинно-кавернозного и трещинного типов приведены со ссылкой на рифовые резервуары Пермского Прикамья [18]. Экспоненциальные зависимости $K_{пр} = f(K_p)$ для месторождения Сургиль относятся к терригенному юрскому разрезу Устюртского региона. Карбонатный разрез Бухаро-Хивинского региона в том же источнике характеризуют степенные зависимости для порово-трещинного и трещинно-порового типов месторождения Оккул [16].

Следовательно, прямое использование всех опубликованных диапазонов как региональных нормативов некорректно. Для обоснования отсечек необходима собственная петрофизическая выборка по месторождениям Бухаро-Хивинского региона с разделением данных по типу пустотности и фацальной принадлежности.

Сопоставление зависимостей на рис. 3 показывает, что при пористости 10% расчётная проницаемость для разных типов пород отличается более чем на порядок. Это расхождение подтверждает ограниченность единой зависимости и упрощённой двухтипной классификации «порово-трещинный / трещинно-поровый», применяемой в региональных обобщениях [16].

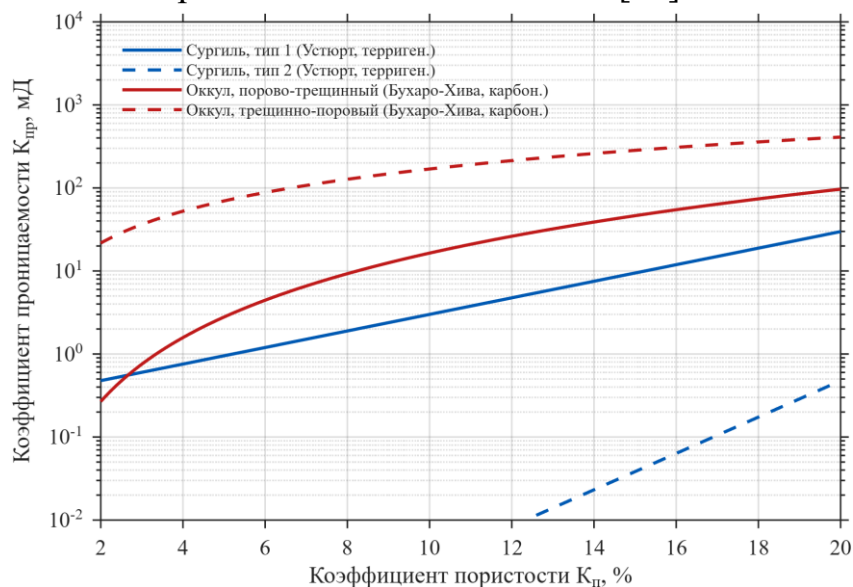


Рис. 3. Сопоставление опубликованных зависимостей $K_{пр} = f(K_{п})$ для месторождений Сургиль (Устюртский регион, терригенный разрез) и Оккул (Бухаро-Хивинский регион, карбонатный разрез); построено по уравнениям, приведённым в [16]

Главная причина расхождений - объединение в одном кросс-плоте пород с разным типом пустотного пространства. Общая регрессия в таком случае отражает среднее статистическое соотношение, а не устойчивую физическую связь для каждого петротипа. При одинаковой пористости поровые и трещинные разновидности могут иметь существенно различную проницаемость, поэтому единая отсечка снижает точность классификации.

Дополнительная неопределённость связана с представительностью керна. Трещинные и кавернозные интервалы хуже сохраняются при бурении и подъёме, поэтому керновая выборка может быть смещена в сторону более устойчивых поровых разновидностей. По этой причине параметры, рассчитанные только по керну, необходимо проверять по ГИС и результатам испытаний скважин.

Упрощённая классификация также объединяет внутри одной группы породы с разными фильтрационными свойствами. Если фактический разрез включает несколько типов пустотности, общий порог пористости или проницаемости для всей группы не обеспечивает одинаковой достоверности.

Для региона целесообразно определять граничные значения по сочетанию «петротип $\times$ фациальная зона». Петротип можно выделять по гидравлическим единицам потока [15] или сопоставимой петрофизической классификации, а фациальное разделение учитывать по депрессионной, рифовой и лагунной обстановкам. Такая единица анализа лучше соответствует реальному строению карбонатного разреза, чем единая отсечка для месторождения или региона.

Расчёт должен опираться на согласование трёх групп данных. Керна задаёт количественные петрофизические связи, ГИС обеспечивает непрерывную характеристику разреза, а испытания скважин проверяют фактическую продуктивность в пластовых условиях. Ни один источник не заменяет остальные: достоверность определяется их взаимной калибровкой.

При достаточном объёме данных отдельные прогнозные модели могут строиться для каждого сочетания петротипа и фации. Их следует использовать как вспомогательный инструмент внутри физически интерпретируемой петрофизической схемы. Практически значим вариант, при котором прогнозируются отдельные параметры классической модели -например, показатель цементации в уравнении Арчи, -а расчёт водонасыщенности сохраняет физическую основу.

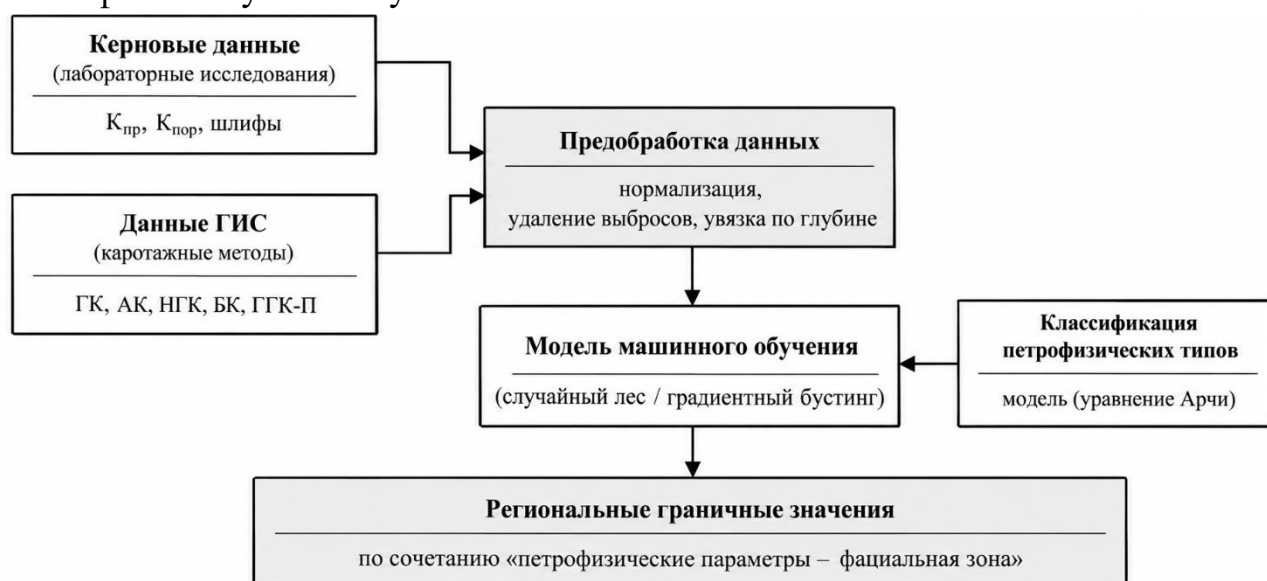


Рис. 4. Схема гибридного алгоритма определения региональных граничных значений, объединяющего керновые данные, материалы ГИС, машинное обучение и классическое уравнение Арчи

Преимущество дифференцированной схемы состоит в том, что она не усредняет разнородные петротипы и может быть реализована преимущественно на стандартном комплексе керновых и каротажных данных. Специализированные исследования, включая ЯМК и электрические

микросканеры, повышают информативность, но их отсутствие не исключает поэтапной региональной калибровки по существующему фонду скважин.

Основное ограничение исследования -отсутствие собственного массива керна, первичных материалов ГИС и результатов испытаний по конкретным месторождениям. Поэтому предложенная схема обоснована методически, но её численные отсечки пока не верифицированы. Дополнительное ограничение связано с тем, что часть опубликованных региональных характеристик основана на геологических аналогах, а не на единой базе данных Бухаро-Хивинского региона.

Следующий этап должен включать формирование региональной базы керновых и промысловых данных, группировку по петротипам и фациальным зонам, расчёт собственных зависимостей «пористость -проницаемость» и проверку полученных отсечек по независимым испытаниям скважин. Для трещинных разностей особенно важно компенсировать недостаточную представленность керна материалами ГИС и данными о фактических притоках.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Единая граничная величина пористости или проницаемости не может одинаково надёжно характеризовать все карбонатные коллекторы Бухаро-Хивинского региона. Трещинная и кавернозная составляющие нарушают прямую связь между матричной пористостью, матричной проницаемостью и фактической продуктивностью.

Опубликованные региональные обобщения содержат данные, заимствованные по геологическим аналогам из Пермского Прикамья и Устюртского региона [16, 18]. Для количественного обоснования отсечек требуется собственная региональная база, в которой происхождение каждого набора петрофизических параметров прослеживается до конкретного типа пород и объекта.

Наиболее обоснованной является дифференциация по сочетанию «петротип × фациальная зона» с совместным использованием керна, ГИС и результатов испытаний скважин. Прогнозные алгоритмы могут дополнять такую схему, но итоговые параметры должны сохранять физическую интерпретируемость и проверяться на независимых данных.

Практическая задача дальнейших исследований -проверить предложенную схему на фактическом материале месторождений региона и определить локальные граничные значения для выделенных групп коллекторов. Это позволит обоснованнее оценивать интервалы, которые при укрупнённой классификации могут быть отнесены к неколлекторам.

ЛИТЕРАТУРА

1. Zeyghami, M., & Taghizadeh Sarvestani, M. (2023). A comprehensive methodology for reservoir cut-off determination. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 13, 1551–1573. <https://doi.org/10.1007/s13202-023-01636-z>
2. Skalinski, M., Mallan, R., Edwards, M., Toumelin, E., Sun, B., Kelly, G., Wushur, H., & Sullivan, M. (2019). Defining net-pay cutoffs in carbonates using advanced petrophysical methods. *Petrophysics*, 60(1), 17–36. <https://doi.org/10.30632/PJV60N1-2019a1>
3. Aguilera, R. (1995). *Naturally fractured reservoirs* (2nd ed.). PennWell Corp.
4. Hussen, A., Munshi, T. A., Jahan, L. N., & Hashan, M. (2024). Advanced machine learning approaches for predicting permeability in reservoir pay zones based on core analyses. *Heliyon*, 10(12), e32666. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e32666>
5. Al-Mudhafar, W. J., Hasan, A. A., Abbas, M. A., & Wood, D. A. (2025). Machine learning with hyperparameter optimization applied in facies-supported permeability modeling in carbonate oil reservoirs. *Scientific Reports*, 15(1), 12939. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-95490-0>
6. Абдуллаев, Г. С., Богданов, А. Н., & Эйдельмант, Н. К. (2019). Месторождения нефти и газа Республики Узбекистан. *Zamin nashr*.
7. Бабаева, А. Г. (1983). Карбонатная формация юрского возраста платформенной области Узбекистана и её нефтегазоносность. *Фан*.
8. Эйдельмант, Н. К. (2022). Влияние структурно-текстурной неоднородности пород карбонатной формации на их петрофизические свойства и выделение перспективных зон на поиски скоплений углеводородов в Бухаро-Хивинском регионе. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 17(3), 3–4.
9. Saboorian-Jooybari, H. (2017). A structured mobility-based methodology for quantification of net-pay cutoff in petroleum reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 20(2), 317–333.
10. Jensen, J. L., & Menke, J. Y. (2006). Some statistical issues in selecting porosity cutoffs for estimating net pay. *Petrophysics*, 47(4).
11. Worthington, P. F. (2008). The application of cutoffs in integrated reservoir studies. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 11(6), 968–975.
12. Li, L., Yu, J., Huang, T., Tang, L., Wei, D., Li, M., & Nie, X. (2025). Integrated net pay cut-off evaluation workflow for tight sandstone reservoirs: A case study of the Linxing gas field, Ordos Basin. *Frontiers in Earth Science*, 13, 1488079. <https://doi.org/10.3389/feart.2025.1488079>

13. Pore structure characterization of low-permeability sandstone by dual LNMR T2 cutoff values: A case study of the fourth member of Shahejie formation, Dongying sag, Jiyang depression. (2025). *Frontiers in Earth Science*. <https://doi.org/10.3389/feart.2025.1610926>
14. Egorov, D. V., Sabirov, A. R., & Osmonalieva, O. T. (2019). Applying machine learning methods to search for missing net pay zones in mature oilfields wells. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow.
15. Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D. G., & Keelan, D. K. (1993). Enhanced reservoir description: Using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. SPE 26436, Houston.
16. Султонов, Н. Н., Аббасова, С. А., Мавланов, З. А., Турдиев, Ш. Ш., & Агзамова, С. А. (2025). Особенности геологического строения и моделирования продуктивных горизонтов Бухаро-Хивинского региона. *Development of Science*, 5(11), 181–192.
17. Хусанов, С. Т., Хусанова, Ш. С., & Низамов, Ш. Т. (2025). Геологическое строение верхнеюрской карбонатной формации Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области (Юго-Западный Узбекистан). *Региональная геология и металлогения*.
18. Кривошеков, С. Н., Кочнев, А. А., & Боталов, А. Н. (2024). Изучение влияния вторичных преобразований карбонатных горных пород на фильтрационно-емкостные свойства рифовых резервуаров. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 2(386), 22–30.
19. Ahmed, & Al-Haleem. (2024). Cutoff determination for reservoir characterization. *Iraqi Geological Journal*, 57(2B), 117–136.