

УДК 622.550.8.023; 550.8.053

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2021

**Разработка методического подхода к выделению петрофизических типов сложнопостроенных карбонатных пород по данным лабораторного изучения керна****А.В. Разницын, И.С. Путилов**

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

**Development of a Methodological Approach to Identifying Petrophysical Types of Complicated Carbonate Rocks According to Laboratory Core Studies****Aleksandr V. Raznitsyn, Ivan S. Putilov**

PermNIPneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

Получена / Received: 04.02.2021. Принята / Accepted: 30.04.2021. Опубликовано / Published: 01.07.2021

**Ключевые слова:**

петрофизический тип, карбонатные породы, пустотное пространство, вторичные преобразования, коэффициент проницаемости, коэффициент пористости, кумулятивная кривая, ядерный магнитный резонанс, исследования керна, выщелачивание, трещиноватость, шлиф, коэффициент детерминации, J-функция Леверетта, коэффициент водонасыщенности.

Петрофизическая типизация пород продуктивных отложений месторождений углеводородов является одним из основных этапов построения петрофизической модели залежи. Для карбонатных коллекторов, характеризующихся неоднородным сложным строением пустотного пространства, задача выделения петротипов является весьма актуальной. Обширный литературный обзор существующих методов петрофизической типизации показывает, что наиболее известные и широко применяемые из них основаны на простых теоретических моделях строения пустотного пространства пород, что не позволяет в полной мере описывать сложнопостроенные карбонатные отложения. Более того, выделенные на основе данных методов петротипы не согласуются с результатами микроописания шлифов. Предложен новый методический подход к выделению петрофизических типов сложнопостроенных карбонатных пород, основанный на комплексировании результатов стандартных (определение коэффициентов абсолютной газопроницаемости и открытой пористости) и специальных (исследования методом ядерного магнитного резонанса) исследований керна и данных, полученных при литологическом описании шлифов. Разработанный подход учитывает основные петрофизические свойства пород, характеризующие ее коллекторский потенциал, а также особенности строения пустотного пространства и влияния вторичных преобразований. Предложенный методический подход применен для выделения петрофизических типов в разрезе асельско-сакмарских отложений одной из скважин Ярейюского месторождения: выделены и детально описаны шесть петротипов, объединенные в четыре зоны (зона развития залеченной трещиноватости, зона развития выщелачивания, зона развития выщелачивания и открытой трещиноватости, зона развития открытой трещиноватости), для каждого из них построены индивидуальные зависимости коэффициента абсолютной газопроницаемости от коэффициента открытой пористости и J-функции Леверетта от коэффициента водонасыщенности. Полученная информация позволит дифференцированно подходить к геологическому и гидродинамическому моделированию углеводородной залежи.

**Keywords:**

petrophysical type, carbonate rocks, void space, secondary transformations, permeability coefficient, porosity coefficient, cumulative curve, nuclear magnetic resonance, core studies, leaching, fracturing, thin section, determination coefficient, Leverett J-function, water saturation coefficient.

Petrophysical typification of productive hydrocarbon deposits is one of the main stages of building a petrophysical model of a reservoir. For carbonate reservoirs characterized by a heterogeneous complex structure of the void space, the problem of identifying petrotypes is very relevant. An extensive literature review of existing methods of petrophysical typification showed that the most well-known and widely used of them were based on simple theoretical models of the structure of the void space of rocks, which did not allow a full description of complex carbonate deposits. Moreover, the petrotypes identified on the basis of these methods did not agree with the results of microdescription of thin sections. A new methodological approach to the identification of petrophysical types of complex carbonate rocks was proposed, based on the integration of the results of standard (determination of the absolute gas permeability and open porosity coefficients) and special (nuclear magnetic resonance studies) core studies and data obtained in the lithological description of thin sections. The developed approach took into account the main petrophysical properties of rocks that characterize its reservoir potential, as well as the structural features of the void space and the influence of secondary transformations. The proposed methodological approach was applied to distinguish petrophysical types in the section of the Assel-Sakmara deposits of the Yareyuskoye field: six petrotypes were identified and described in detail, combined into four zones (zone of development of healed fracturing, zone of development of leaching, zone of development of leaching and open fracturing, zone of development open fracturing), for each of them, individual dependences of the absolute gas permeability coefficient on the open porosity coefficient and the Leverett J-function on the water saturation coefficient were constructed. The information obtained would allow a differentiated approach to geological and hydrodynamic modeling of a hydrocarbon reservoir.

**Разницын Александр Вячеславович** – инженер первой категории (тел.: +007 342 717 01 87, e-mail: alexandrznitsyn@gmail.com). Контактное лицо для переписки.**Путилов Иван Сергеевич** – доктор технических наук, заместитель директора филиала по научной работе в области геологии (тел.: +007 342 233 64 58, e-mail: Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com).**Aleksandr V. Raznitsyn** – 1st category Engineer (tel.: +007 342 717 01 87, e-mail: alexandrznitsyn@gmail.com). The contact person for correspondence.**Ivan S. Putilov** (Author ID in Scopus: 2572377700) – Doctor of Engineering, Deputy Director of the Branch for Scientific Work in the Field of Geology (tel.: +007 342 233 64 58, e-mail: Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Разницын А.В., Путилов И.С. Разработка методического подхода к выделению петрофизических типов сложнопостроенных карбонатных пород по данным лабораторного изучения керна // Недропользование. – 2021. – Т.21, №3. – С.109–116. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.2

Please cite this article in English as:

Raznitsyn A.V., Putilov I.S. Development of a Methodological Approach to Identifying Petrophysical Types of Complicated Carbonate Rocks According to Laboratory Core Studies. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2021, vol.21, no.3, pp.109-116. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.2

**Введение**

Выделение петрофизических типов пород является неотъемлемой частью построения петрофизической модели, которая, в свою очередь, является основой геологической модели углеводородной залежи [1]. Наличие в разрезе пород с отличающимися петрофизическими свойствами связано со сложным неоднородным строением продуктивного пласта, обусловленным различными условиями осадконакопления и проявлением вторичных преобразований [2]. Особенно это характерно для карбонатных пород и связано с рядом причин. С одной стороны, фациальные условия накопления осадков весьма разнообразны даже в пределах продуктивных отложений отдельно взятого месторождения углеводородов, что ведет к формированию широкого набора структурно-текстурных особенностей пород и, следовательно, к резко отличным фильтрационно-емкостным свойствам. С другой стороны, особенности физико-химических свойств карбонатных отложений приводят к тому, что породы являются крайне податливыми процессам вторичных преобразований (выщелачивание, трещинообразование, стилолитизация, кальцитизация, перекристаллизация, аутигенное минералообразование и многие другие) [3]. Воздействие постседиментационных преобразований приводит к частичному или полному изменению первичных петрофизических свойств пород, сформировавшихся на этапах седиментогенеза и раннего диагенеза. Более того, для вторичных изменений характерен не повсеместный, а избирательный характер воздействия.

Литературный обзор существующих методов петрофизической типизации показывает, что наиболее известные и широко применяемые из них основаны на простых теоретических моделях строения пустотного пространства пород, и выделенные на основе данных методов петрофизические типы не согласуются с результатами микроописания шлифов (количество пор, их размер, форма, генезис, влияние вторичных преобразований на пустотное пространство и т.д.).

В данной работе предложен новый методический подход к выделению петрофизических типов сложнопостроенных карбонатных пород путем комплексирования результатов лабораторного изучения керн, который учитывает основные физические свойства породы, описывающие ее коллекторский потенциал, а также характерные черты строения пустотного пространства (тип пустот, форма, генезис, количество) и влияния постседиментационных преобразований.

**Краткий обзор методов петрофизической типизации**

G.E. Archie первым дал определение петрофизическому типу [4] – толща пород, части которой откладывались в одинаковых условиях и подверглись одним и тем же процессам вторичного преобразования (разрушение, цементация или растворение). Согласно G.E. Archie, конкретный петротип обладает определенным распределением пор по размерам и, следовательно, индивидуальным семейством кривых капиллярного давления. Распределение пор по размерам контролирует пористость и связано с проницаемостью и водонасыщенностью.

Все методы выделения петрофизических типов пород можно разделить условно по классифицируемым признакам на четыре группы: петрофизические, литологические, литолого-петрофизические и интегрированные.

В рамках петрофизических методов в качестве признаков, лежащих в основе разделения пород на классы, выступают физические характеристики пород: индикатор гидравлической единицы (FZI) [5–18], геометрия и структура пустотного пространства (PSG) [19, 20], размер поровых каналов [21, 22] и др. Данные методы характеризуются высокой степенью формализации, в связи чем пользуются популярностью у специалистов.

При литологических методах петротипизации признаком, лежащим в основе разделения пород на классы,

являются качественные литологические характеристики пород, а также генетические особенности, приведшие к формированию тех или иных характеристик: генезис пустотного пространства, влияние постседиментационных процессов, наличие и тип форменных элементов или зерен, структура цементирующей массы и т.д. [23–26].

В основе выделения петрофизических типов пород литолого-петрофизическими методами лежит взаимосвязь литологических (структурно-текстурных) характеристик и петрофизических свойств карбонатных пород [27–29].

Интегрированные методы выделены в отдельную группу в связи с тем, что в рамках интегрированных подходов невозможно выявить преимущественный классификационный признак, по которому осуществляется выделение петрофизических типов пород. Петротипы выделяются и описываются с применением большого количества данных, полученных в результате исследований керн, ГИС, ГДИ и т.д. [30–33].

**Постановка проблемы и характеристика объекта исследования**

Объектом исследования является керн асельско-сакмарских отложений, отобранный из скважины Ярейюского месторождения. Для выполнения настоящей работы использовались данные по 306 образцам керн, из них 261 – стандартного размера и 45 полноразмерных образцов. На всех образцах проведены стандартные исследования (определение коэффициента открытой пористости и коэффициента абсолютной газопроницаемости), на 70 из них выполнены капилляриметрические исследования в системе «газ – вода» и исследования методом ядро-магнитного резонанса (ЯМР), также имеется петрографическое описание 72 шлифов, отобранных из мест выпиливания стандартных образцов керн.

В общем виде изучаемые отложения представлены переслаиванием известняков биокластовых, биогермных палеоплизиновых (палеоплизиново-зеленоводородослевых), известняков микрокодиевых, полифитово-строматопоровых, биокластово-полифитовых, неравномерно нефтенасыщенных. Отложения в различной степени подвержены процессам вторичного преобразования: кальцитизации и перекристаллизации, стилолитизации, окремнению, доломитизации, выщелачиванию.

В результате детального анализа данных петрографического описания шлифов и исследования петрофизических свойств выявлено, что пустотное пространство изучаемых отложений в большей степени определяется влиянием вторичных (постдиагенетических) преобразований, нежели структурными особенностями породы, сформировавшимися на этапах седиментогенеза и раннего диагенеза.

Основными фильтрационно-емкостными свойствами породы, определяющими ее коллекторский потенциал, являются пористость и проницаемость. Связь между данными показателями определяется уравнением Козени – Кармана [34, 35]:

$$K_{пр} = \frac{K_n^3}{f T_r^2 S_\phi^2}, \tag{1}$$

где  $K_{пр}$  – коэффициент проницаемости, м<sup>2</sup>;  $K_n$  – коэффициент пористости, д. ед.;  $f$  – коэффициент, зависящий от формы сечения порового канала;  $T_r$  – гидравлическая извилистость поровых каналов, м/м;  $S_\phi$  – удельная поверхность поровых каналов, м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup>.

Строго говоря, данное уравнение выведено теоретически для пористых сред с правильной геометрической формой поровых каналов. Как правило, тесные связи между коэффициентами проницаемости и пористости наблюдаются для поровых (гранулярных) пород, каковыми обычно являются терригенные отложения. Карбонатные породы, напротив, имеют сложную структуру порового пространства, представленную пустотами различного размера, формы и

генезиса. На рис. 1 представлено сопоставление коэффициентов проницаемости и пористости образцов керна, отобранного из скважины Ярейского месторождения. Можно проследить, что для образцов с одинаковым значением открытой пористости, различия в проницаемости достигают пяти порядков. Значительная дисперсия данных не является случайной, а обусловлена наличием в изучаемом разрезе пород с различной структурой пустотного пространства и, следовательно, относящихся к разным петрофизическим типам.

Коэффициент детерминации ( $R^2$ ) при этом весьма низкий (0,462), поэтому использование обобщенной зависимости для прогнозирования проницаемости может привести к серьезным ошибкам при построении геолого-гидродинамической модели.

**Разработка методического подхода к выделению петрофизических типов**

Для полного описания структуры пустотного пространства таких сложных систем, как горные породы, в особенности карбонатные отложения, недостаточно применения простых теоретических моделей и результатов стандартных петрофизических исследований. Для детальной характеристики необходимо привлечение специальных методов исследования порового пространства. Одним из таких методов является метод ЯМР, который с 90-х гг. XX в. широко применяется при изучении петрофизических свойств коллекторов нефти и газа [36–49].

При выполнении ЯМР-исследований, как правило, проводят измерение времен поперечной релаксации  $T_2$ . Доминирующим механизмом релаксации ядер атомов водорода, содержащихся в насыщающих породу жидкостях, является релаксация на поверхностях пор (поверхностная релаксация). В случае полного заполнения пустотного пространства образца породы одним флюидом и отсутствия градиента магнитного поля время поперечной релаксации  $T_2$  определяется следующим выражением [36, 37]:

$$\frac{1}{T_2} = \rho \frac{S}{V}, \quad (2)$$

где  $T_2$  – время поперечной релаксации, мс;  $\rho$  – релаксационная активность породы, мкм/мс;  $S/V$  – площадь удельной поверхности порового пространства, мкм<sup>2</sup>/мкм<sup>3</sup>.

В вышеприведенном выражении отношение площади поры ( $S$ ) к ее объему ( $V$ ) является функцией формы и размера поры. Например, если представить пустотное пространство горной породы в виде набора сфер или цилиндров, то площадь удельной поверхности принимает значения  $3/r$  и  $2/r$  соответственно (здесь  $r$  – радиус сферы или цилиндра) [50]. Тогда время поперечной релаксации  $T_2$ , в свою очередь, пропорционально радиусу поры. В общем случае, чем больше модальное значение времени поперечной релаксации  $T_2$ , тем больше размер слагающих пустотное пространство пор и, следовательно, выше отношение индекса свободного флюида к индексу связанного флюида (рис. 2).

Для решения задачи петротипизации предлагается использование двух показателей:

1. Структурный параметр (назовем условно  $N$ ) [51], определяемый по результатам стандартных исследований и равный:

$$N = \sqrt{\frac{K_{np}}{K_{он}}}, \quad (3)$$

где  $N$  – структурный параметр, мД<sup>0,5</sup>;  $K_{np}$  – коэффициент абсолютной газопроницаемости, мД;  $K_{он}$  – коэффициент открытой пористости, доли ед.

Исходя из анализа размерностей, данный параметр соответствует радиусу поровых каналов и отражает

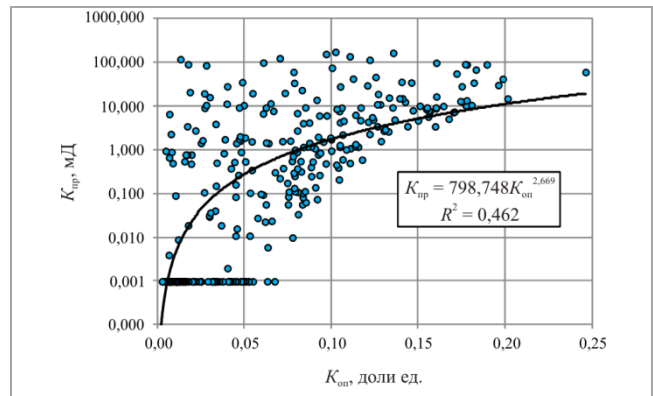


Рис. 1. Зависимость коэффициента абсолютной газопроницаемости от коэффициента открытой пористости

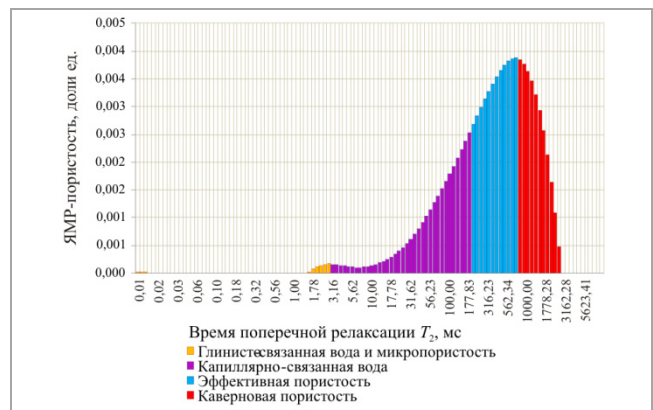


Рис. 2. Распределение ЯМР-пористости по временам поперечной релаксации  $T_2$ , образец № 38-149-19

фильтрационный потенциал породы. По сути данная величина характеризует взаимосвязь проницаемости и пористости и определяет тип коллектора (поровый, каверново-поровый, трещинный и т.д.). Структурный параметр был выбран авторами для выделения петрофизических типов по причине того, что он чувствителен к наличию в образцах керна открытых трещин и стилолитов: при их развитии (в случае одинаковых значений пористости) проницаемость и, следовательно, структурный параметр значительно возрастают.

2. Отношение индекса свободного флюида к индексу связанного флюида (назовем условно  $M$ ), определяемое по данным ЯМР-исследований и равное:

$$M = \frac{FFI}{BVI}, \quad (4)$$

где  $M$  – отношение индекса свободного флюида к индексу связанного флюида, ед.;  $FFI$  – индекс свободного флюида (равен сумме вкладов в общую пористость эффективной и каверновой пористостей), доли ед.;  $BVI$  – индекс связанного флюида (равен сумме вкладов в общую пористость глинисто-связанной воды и микропористости и капиллярно-связанной воды), доли ед. (см. рис. 2). Приведенное отношение используется в модели свободного флюида (модель Коатеса) при прогнозировании коэффициента проницаемости по данным ЯМР [36, 37]. Данный показатель отражает емкостный потенциал породы, и был выбран авторами ввиду того, что он чувствителен к проявлению процессов выщелачивания в отложениях и, соответственно, развитию каверн: с повышением доли каверновой составляющей в пустотном пространстве породы данный параметр возрастает.

Для дальнейшего выделения петрофизических типов введем комплексный параметр, который равен:

$$P_{\text{комп}} = \frac{N}{M} = \frac{\sqrt{\frac{K_{\text{пр}}}{K_{\text{оп}}}}}{\frac{FFI}{BVI}} \quad (5)$$

Как было указано выше, изучаемые отложения в значительной степени подверглись процессам вторичного преобразования. Среди всех процессов наибольшее влияние на структуру пустотного пространства оказывают кальцитизация (залечивание трещин в частности), стилолитизация и образование открытых трещин, а также выщелачивание.

На рис. 3 приведена кумулятивная кривая десятичного логарифма комплексного параметра, наложенная на диаграмму распределения указанных выше процессов по интервалам десятичного логарифма комплексного параметра. На диаграмме распределения постседиментационных процессов по оси абсцисс отложен десятичный логарифм комплексного параметра с шагом 0,5, а по оси ординат – доля шлифов, по которым выявлено проявление того или иного процесса от общего количества шлифов в данном интервале комплексного параметра. По диаграмме видно, что для различных интервалов комплексного параметра характерно преимущественное влияние тех или иных вторичных преобразований, это свидетельствует о том, что величина комплексного параметра (соответственно и структура пустотного пространства) изучаемых отложений определяется проявлением конкретных постседиментационных процессов.

Для разделения образцов на петротипы на кумулятивной кривой были выделены линейные участки. Необходимо отметить, что границы линейных участков корректировались с учетом информации о вторичных процессах, полученной по данным микролитологического описания шлифов.

Стоит указать, что физический смысл вышеупомянутого комплексного параметра заключается в отношении фильтрационного потенциала породы к емкостному, а его применение обусловлено необходимостью использования набора петрофизических характеристик при выделении и описании петрофизических типов карбонатных пород. Если

по оси ординат отложить параметр  $N = \sqrt{\frac{K_{\text{пр}}}{K_{\text{оп}}}}$ , а по оси

абсцисс – показатель  $M = \frac{FFI}{BVI}$ , то точки, лежащие

в одном облаке корреляции, будут иметь схожую структуру пустотного пространства и, соответственно, относиться к одному петрофизическому типу.

### Характеристика выделенных петрофизических типов

Совместный анализ данных петрографического описания шлифов, результатов капиллярметрических, ЯМР и стандартных исследований позволил выявить характерные черты пустотного пространства и влияния на него постседиментационных процессов для выделенных петрофизических типов.

В табл. 1 приведены данные о строении пустотного пространства выделенных типов пород и статистические характеристики петрофизических свойств, количественно описывающих его: структурный параметр ( $N$ ); отношение индекса свободного флюида к индексу связанного флюида ( $M$ ); среднелогарифмическое значение времен поперечной релаксации ( $T_2 \log \text{mean}$ ), определяемое по данным ЯМР-исследований; электрическая извилистость поровых каналов ( $T_{эл}$ ), определяемая по результатам измерения коэффициента открытой пористости и удельного электрического сопротивления (УЭС) (для породы с простейшей геометрией пор  $T_{эл} = 1$ , с усложнением геометрии пор  $T_{эл}$  растет); средний радиус поровых каналов ( $R_{\text{пор}}$ ), определенный по данным капиллярметрических исследований; коэффициенты

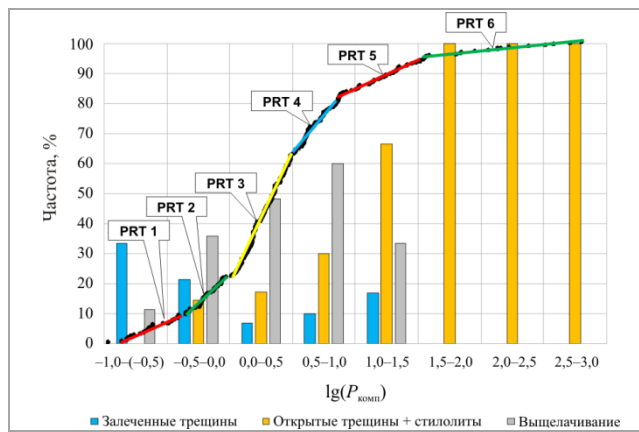


Рис. 3. Кумулятивная кривая параметра  $\lg(P_{\text{комп}})$ , совмещенная с диаграммой распределения вторичных преобразований по интервалам комплексного параметра

абсолютной газопроницаемости ( $K_{\text{пр}}$ ), открытой пористости ( $K_{\text{оп}}$ ) и остаточной водонасыщенности ( $K_{\text{ов}}$ ).

В табл. 2 приведены данные о встречаемости проявления вторичных преобразований для выделенных петротипов.

В ходе анализа выделенные петрофизические типы были объединены в четыре зоны: зона развития залеченной трещиноватости (PRT 1), зона развития выщелачивания (PRT 2–4), зона развития выщелачивания и открытой трещиноватости (PRT 5), зона развития открытой трещиноватости (PRT 6).

### Зона развития залеченной трещиноватости

**PRT 1:** по результатам петрографического описания шлифов пустотное пространство (приблизительно 5 %) представлено порами размером около 0,3 мм, внутриформенными, следовыми, резе межформенными, а также разнонаправленными минерализованными кальцитом трещинами (примерно 0,4 мм толщиной), соединяющими кальцитизированные участки (см. табл. 1). Характерно преимущественное развитие процессов кальцитизации (заполнение внутриформенных полостей и трещин), а также наличие залеченных трещин (см. табл. 2). ФЕС данного петрофизического типа определяются преимущественно порами.

### Зона развития выщелачивания

**PRT 2:** по результатам петрографического описания шлифов пустотное пространство (примерно 7 %, иногда доходит до 10 %) представлено порами размером около 0,4 мм, как правило, следовыми, часто внутриформенными и бесструктурными, изолированными, изометрической и удлиненной формы, иногда кавернами неправильной и удлиненной формы размером приблизительно 2,4 мм (см. табл. 1). Характерно проявление постседиментационных процессов кальцитизации (спаритовый кальцит во внутренних полостях и регенерационных каймах), а также перекристаллизации, резе выщелачивания (см. табл. 2). ФЕС данного типа определяются порами и частично кавернами (каверново-поровый тип коллектора, преимущественно поровый).

**PRT 3:** по данным микролитологического описания пустотное пространство (приблизительно 9 %, иногда доходит до 15 %) представлено порами размером около 0,5 мм, внутриформенными, следовыми и бесструктурными, изолированными, неправильной, удлиненной и изометричной формы, кавернами размером примерно 4 мм, как правило, следовыми, резе внутриформенными, неправильной и удлиненной формы (см. табл. 1). Характерно преимущественное развитие процессов кальцитизации (спаритовый кальцит во внутриформенных полостях, регенерационных каймах и трещинах), перекристаллизации, выщелачивания и

Таблица 1

Петрофизические характеристики выделенных петротипов

Характеристика	PRT 1	PRT 2	PRT 3	PRT 4	PRT 5	PRT 6
Фотографии шлифов (X – скрещенные николи,    – параллельные николи)						
Схематическое строение пустотного пространства						
$N, мД^{0,5}$	$0,16 \pm 0,05$ 0,12–0,31	$1,17 \pm 0,80$ 0,16–2,26	$5,27 \pm 3,83$ 0,96–15,61	$17,19 \pm 10,02$ 4,37–34,79	$20,22 \pm 11,71$ 5,37–41,10	$34,94 \pm 24,61$ 18,32–71,48
$M, ед.$	$0,78 \pm 0,28$ 0,43–1,24	$1,82 \pm 1,40$ 0,33–4,66	$2,81 \pm 1,91$ 0,46–9,47	$3,90 \pm 3,01$ 1,19–10,08	$1,21 \pm 0,45$ 0,69–1,86	$0,36 \pm 0,27$ 0,15–0,74
$T_2, logmean, мс$	$176,945 \pm 65,729$ 99,554–317,157	$252,201 \pm 129,316$ 66,656–439,841	$345,530 \pm 139,909$ 46,853–600,232	$460,213 \pm 238,067$ 225,737–871,989	$198,306 \pm 95,571$ 75,684–365,248	$78,740 \pm 62,587$ 15,327–140,467
$T_{эл}, ед.$	$4,17 \pm 0,40$ 3,75–5,04	$3,88 \pm 0,41$ 3,20–4,68	$2,90 \pm 0,50$ 1,88–4,35	$3,02 \pm 0,54$ 2,44–3,81	$3,04 \pm 0,53$ 2,60–4,07	$2,95 \pm 0,40$ 2,59–3,38
$R_{пор}, мкм$	$1,975 \pm 0,460$ 1,303–2,561	$2,515 \pm 1,349$ 1,488–6,473	$3,831 \pm 1,936$ 0,900–8,559	$8,109 \pm 3,959$ 3,143–13,600	$5,281 \pm 3,327$ 1,884–10,551	$3,268 \pm 0,559$ 2,873–3,663
$K_{пр}, мД$	$0,001$ 0,001–0,034	$0,031$ 0,001–0,599	$0,346$ 0,001–59,994	$0,599$ 0,001–163,960	$1,636$ 0,001–172,782	$4,709$ 0,001–118,030
$K_{от}, \%$	$4,70 \pm 1,36$ 3,12–8,08	$6,67 \pm 2,95$ 1,99–11,76	$9,21 \pm 5,85$ 1,01–24,61	$7,36 \pm 5,68$ 0,64–18,93	$4,70 \pm 3,36$ 0,34–12,20	$1,95 \pm 1,52$ 0,26–6,08
$K_{от}, \%$	$57,98 \pm 5,63$ 48,52–63,71	$39,31 \pm 18,56$ 15,02–71,18	$29,10 \pm 14,44$ 7,21–63,47	$24,10 \pm 10,77$ 13,73–40,03	$39,64 \pm 8,09$ 27,38–51,26	$62,17 \pm 13,81$ 53,84–78,12

Примечание: в числителе указано среднее арифметическое значение (для коэффициента проницаемости – среднее геометрическое) ± стандартное отклонение (для коэффициента проницаемости не указано ввиду ненормального распределения), в знаменателе – размах значений.

Таблица 2

Встречаемость проявления вторичных преобразований для выделенных петротипов

Характеристика	Доля шлифов, для которых присущи данные характеристики, %					
	PRT 1	PRT 2	PRT 3	PRT 4	PRT 5	PRT 6
Кальцитизация	100,00	84,62	96,67	100,00	100,00	100,00
Перекристаллизация	10,00	69,23	40,00	57,14	50,00	50,00
Стилолитизация	10,00	0,00	13,33	28,57	25,00	50,00
Трещины открытые	0,00	7,69	3,33	0,00	37,50	50,00
Трещины залеченные	40,00	15,38	6,67	0,00	25,00	0,00
Окремнение	0,00	0,00	10,00	0,00	12,50	50,00
Доломитизация	10,00	7,69	36,67	28,57	0,00	0,00
Выщелачивание	10,00	38,46	46,67	85,71	25,00	0,00

доломитизации (см. табл. 2). ФЕС данного типа определяются порами и кавернами (каверново-поровый тип коллектора).

**PRT 4:** по результатам микроописания шлифов пустотное пространство (около 13 %, доходит до 15 %) представлено порами размером до 1 мм, следовыми, выщелачивания, межзерновыми, изолированными, удлиненной и неправильной формы, кавернами размером примерно 4,7 мм удлиненной и неправильной формы (см. табл. 1). Характерно преимущественное развитие процессов кальцитизации, перекристаллизации и выщелачивания (см. табл. 2). ФЕС данного типа определяются порами и кавернами (каверново-поровый тип коллектора).

**Зона развития выщелачивания и открытой трещиноватости**

**PRT 5:** по результатам литологического микроописания шлифов пустотное пространство (около 7 %) представлено порами размером около 0,3 мм, изолированными, следовыми, внутриформенными, иногда кавернами неправильной и удлиненной формы размером до 3,2 мм, открытыми трещинами толщиной до 0,5 мм и стиолитами с амплитудой до 5 мм (см. табл. 1). Характерно преимущественное

развитие процессов кальцитизации, перекристаллизации, трещинообразования (см. табл. 2). ФЕС данного типа определяются преимущественно порами и трещинами, частично кавернами (трещинно-каверново-поровый тип коллектора, преимущественно трещинно-поровый).

**Зона развития открытой трещиноватости**

**PRT 6:** по данным микроописания шлифов пустотное пространство (около 2 %) представлено порами следовыми, внутриформенными, трещинного типа изометричной и удлиненной формы, открытыми трещинами, стиолитами, выполненными бурым глинистым веществом (см. табл. 1). Характерно преимущественное проявление процессов кальцитизации, перекристаллизации, стиолитизации, трещинообразования и окремнения (см. табл. 2). ФЕС данного типа определяются преимущественно трещинами (трещинный тип коллектора).

Для изученной коллекции образцов установлены основные диагностические признаки отличий структуры пустотного пространства выделенных петрофизических типов по данным капилляриметрических и ЯМР-исследований. По мнению многих исследователей [41, 48, 49],

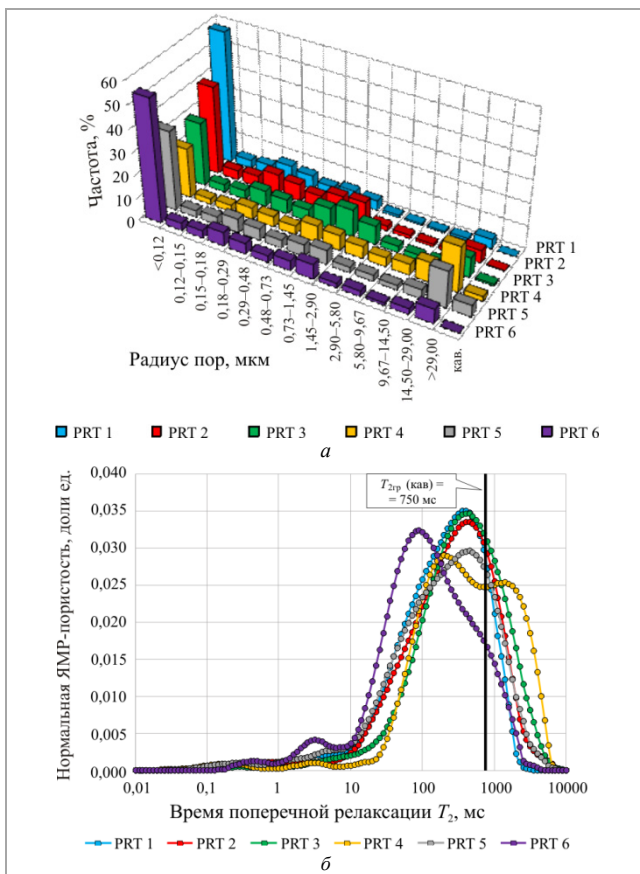


Рис. 4. Осредненные распределения: а – поровых каналов по размерам выделенных петрофизических типов; б – нормализованных значений ЯМР-пористости по временам поперечной релаксации  $T_2$  выделенных петрофизических типов

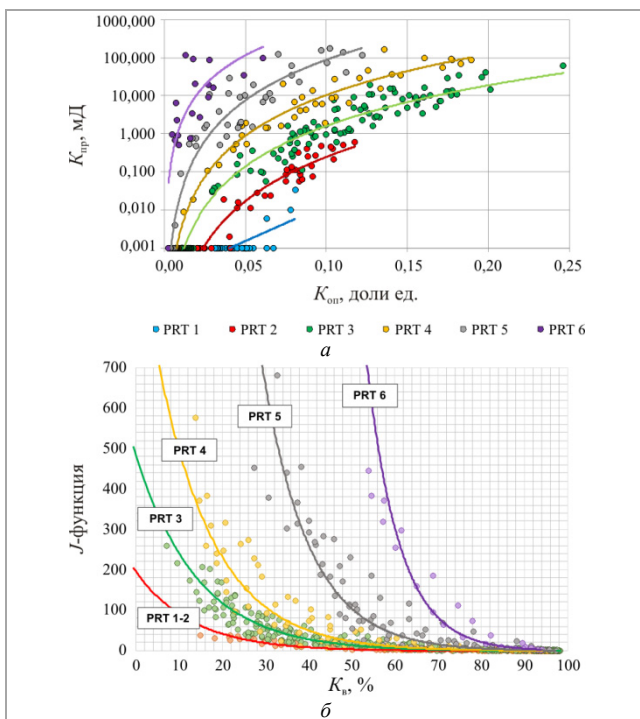


Рис. 5. Для выделенных петрофизических типов: а – графики зависимостей проницаемости от пористости; б – номограмма для определения значений водонасыщенности по  $J$ -функции

капилляриметрические исследования (метод полупроницаемой мембраны) дают информацию об устье поровых каналов, тогда как ЯМР характеризует в большей степени собственно тело поры.

На рис. 4 приведены осредненные распределения поровых каналов по размерам, определенные по данным капилляриметрических исследований (метод полупроницаемой мембраны), а также осредненные распределения нормализованных значений ЯМР-пористости по временам поперечной релаксации  $T_2$  для выделенных петрофизических типов. Детальный анализ осредненных данных позволил выявить изменение результатов исследований двух методов, связанное с особенностями структуры порового пространства выделенных петротипов.

Из данных рис. 4, а, видно, что для всех петрофизических типов наблюдается преимущественное содержание в пустотном пространстве поровых каналов радиусом менее 0,12 мкм. Подобную картину наблюдаем по результатам ЯМР-исследований (рис. 4, б): модальные значения распределений времен поперечной релаксации для 1–5-го типов приблизительно равны и лежат в диапазоне от 200 до 447 мс, исключение составляет 6-й петрофизический тип с модальным значением около 89 мс, данное смещение в область меньших времен обусловлено наличием пустот меньшего размера, а его констатация является результатом более высокой разрешающей способности метода ЯМР по сравнению с методом полупроницаемой мембраны.

От 1-го к 4-му петрофизическим типам наблюдается сокращение доли поровых каналов радиусом менее 0,12 мкм от 57,98 % для 1-го типа до 21,96 % для 4-го типа. При этом происходит одновременное повышение вклада в общий объем пустотного пространства поровых каналов большего размера: сначала в диапазоне 0,18–2,90 мкм для 2-го петротипа по сравнению с 1-м, далее в диапазоне 1,45–5,80 мкм и более 29 мкм для 3-го петрофизического типа по сравнению со 2-м, и, наконец, наблюдается значительное увеличение содержания поровых каналов радиусом более 29 мкм для 4-го петрофизического типа, которое приводит к бимодальному распределению поровых каналов. По данным ЯМР от 1-го к 4-му петрофизическому типу фиксируется повышение каверновой составляющей (стандартная отсечка в 750 мс для выделения каверновой составляющей нанесена в виде вертикальной линии на рис. 4, б) от 13,64 % для 1-го петротипа до 40,00 % для 4-го типа. По результатам ЯМР, аналогично данным, полученным в ходе интерпретации капилляриметрических исследований, для 4-го петрофизического типа установлено наличие двух групп пустот: первая группа пустот характеризуется модальным значением времен поперечной релаксации 200 мс, а вторая – около 1413 мс. Вероятнее всего, вторая мода соответствует времени релаксации флюида в кавернах.

Пятый петрофизический тип по результатам интерпретации ЯМР-исследований схож со 2-м, однако по данным капилляриметрических исследований такого сходства не наблюдается. Скорее всего, это обусловлено наличием открытых трещин в образцах 5-го петротипа, установленных в ходе анализа литологического микроописания петрографических шлифов: при повышении избыточного давления в камере капилляриметра газ вытесняет значительное количество воды из крупных пор, связанных системой трещин, в результате при интерпретации наблюдается дополнительная мода в области поровых каналов радиусом более 29 мкм.

Шестой петрофизический тип по результатам капилляриметрических исследований идентичен 1-му, однако его емкостные свойства хуже (коэффициенты открытой пористости составляют 1,95 и 4,70 % соответственно).

Таким образом, комплексная интерпретация данных капилляриметрических и ЯМР-исследований позволила, с одной стороны, установить основные отличия петрофизических типов и подтвердить правильность их выделения, а с другой – дать их расширенную характеристику.

**Построение некоторых петрофизических зависимостей для выделенных петротипов**

На рис. 5, а, представлены зависимости коэффициента абсолютной газопроницаемости от коэффициента открытой пористости для выделенных типов. Результаты аппроксимации

Таблица 3

Функции зависимости проницаемости от пористости для выделенных петротипов

PRT	Уравнение	R <sup>2</sup>
1	$K_{np} = 0,0002e^{43,698K_{por}}$	0,507 при $F(4,225) = 26,781, p < 0,05$
2	$K_{np} = 1786,458K_{por}^{3,862}$	0,913 при $F(4,105) = 388,287, p < 0,05$
3	$K_{np} = 5628,786K_{por}^{3,544}$	0,966 при $F(3,918) = 3523,059, p < 0,05$
4	$K_{np} = 38435,753K_{por}^{3,566}$	0,980 при $F(4,034) = 2450,000, p < 0,05$
5	$K_{np} = 305975,023K_{por}^{3,541}$	0,916 при $F(4,085) = 436,190, p < 0,05$
6	$K_{np} = 286182,173K_{por}^{2,608}$	0,595 при $F(4,451) = 24,975, p < 0,05$

Таблица 4

Зависимости J-функции от коэффициента водонасыщенности для выделенных петротипов

PRT	Уравнение	R <sup>2</sup>
1-2	$J = 195,123e^{0,076K_b}$	0,751 при $F(3,877) = 790,209, p < 0,05$
3	$J = 482,658e^{0,070K_b}$	0,874 при $F(3,868) = 2483,270, p < 0,05$
4	$J = 1051,539e^{0,076K_b}$	0,890 при $F(3,957) = 663,455, p < 0,05$
5	$J = 10206,319e^{0,092K_b}$	0,845 при $F(3,942) = 512,452, p < 0,05$
6	$J = 749087,198e^{0,130K_b}$	0,914 при $F(4,301) = 233,814, p < 0,05$

экспериментальных данных экспоненциальной и степенной функциями приведены в табл. 3: получены статистически значимые коэффициенты детерминации [52].

Выделенные петрофизические типы достаточно хорошо дифференцируются по J-функции Леверетта [53] (рис. 5, 6). Необходимо указать, что применение существующих методов петрофизической типизации не дает такой отчетливой дифференциации, как при использовании разработанного авторами подхода.

J-функция Леверетта активно используется различными авторами для задания куба нефтенасыщенности в геологических моделях залежей [54-57]. Особенно это актуально для неоднородных, сложнопостроенных пород, в разрезе которых определение нефтенасыщенности пропластков-коллекторов невозможно в силу того, что размер каротажного электрического зонда больше толщины пропластка (карбонатные коллекторы).

На рис. 5, 6 представлена номограмма для определения значений коэффициента водонасыщенности по J-функции для выделенных петротипов, а в табл. 4 приведены зависимости J-функции от коэффициента водонасыщенности для выделенных петрофизических типов; 1-й и 2-й петрофизические типы были объединены в одну зависимость ввиду близкого расположения точек данных. Высокие значения статистически значимых коэффициентов детерминации (R<sup>2</sup>) говорят о возможности применения данных зависимостей для задания куба нефтенасыщенности в геологической модели залежи.

**Заключение**

Впервые предложен методический подход к выделению петрофизических типов сложнопостроенных карбонатных пород, основанный на комплексировании результатов стандартных (определение коэффициентов пористости и газопроницаемости) и специальных (ЯМР-исследования) исследований керна, а также данных петрографического описания шлифов. Предложенный подход применен для выделения петротипов в разрезе ассельско-сакмарских отложений одной из скважин.

**Библиографический список**

1. Закревский К.Е., Кундин А.С. Особенности геологического 3D-моделирования карбонатных и трещинных резервуаров. – М.: Белый Ветер, 2016. – 404 с.
2. Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология: учеб. для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 414 с.
3. Баргинцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. – М.: РИТУ, 1999. – 285 с.
4. Archie G.E. Introduction to petrophysics of reservoir rocks // Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists. – 1950. – Vol. 34. – P. 943-961.
5. Palabiran M., Nur Ali Akbar M., Sesilia N. An Analysis of Rock Typing Methods in Carbonate Rocks For Better Carbonate Reservoir Characterization: A Case Study of Minahaki Carbonate Formation, Banggai Sula Basin, Central Sulawesi // The 41st Scientific Annual Meeting of Indonesian Association of Geophysicists. – Lampung, Indonesia, 2016. – P. 1-14.
6. Abdullah M., Garrouch A. A New Approach for Rock Typing Using Dimensional Analysis: A Case Study of Carbonate Reservoir // The SPE Kuwait Oil and Gas Conference. – Mishref, Kuwait, 2019. – P. 1-22. DOI: 10.2118/198026-MS
7. Fazel Alavi M. Determination of Reservoir Permeability Based on Irreducible Water Saturation and Porosity from Log Data and Flow Zone Indicator (FZI) from Core Data // The International Petroleum Technology Conference. – Doha, Qatar, 2014. – P. 1-18.
8. Davies D.K., Vessell R.K. Identification and Distribution of Hydraulic Flow Units in a Heterogeneous Carbonate Reservoir: North Robertson Unit, West Texas // The Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference. – Midland, Texas, the USA, 1996. – P. 321-330. DOI: 10.2118/35183-MS
9. Фролова Е.В. Выделение гидравлических единиц потока – ключевое направление для классификации терригенных коллекторов (на примере одного из месторождений севера Западной Сибири) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 2. – С. 25-31.
10. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells // J.O. Amaefule, M. Altunbay, D. Tiab, D.G. Kersey, D.K. Keelan // The 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. – Houston, Texas, the USA, 1993. – P. 205-220. DOI: 10.2118/26436-MS
11. Белозеров Б.В. Роль петрофизических исследований при оценке насыщения сложнопостроенных коллекторов // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317, № 1. – С. 110-116.
12. Identifying Reservoir Rock Types Using a Modified FZI Technique in the Brazilian Pre-Salt / N. B. Forest, F. Abbots, V. Baines, A. Boyd // The Offshore Technology Conference Brasil. – Rio de Janeiro, Brazil, 2019. – P. 1-10. DOI: 10.4043/29694-MS
13. Corbett P.W.M., Potter D.K. Petrotyping: a Basemap and Atlas for Navigating through Permeability and Porosity Data for Reservoir Comparison and Permeability Prediction // The International Symposium of the Society of Core Analysts. – Abu Dhabi, UAE, 2004. – P. 1-12.
14. Борисов В.Г. Улучшенный алгоритм применения метода единиц потока для прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств коллектора в скважинах, не охарактеризованных керном // Нефтяная провинция: сетевое научное издание. – 2018. – Т. 15, № 3. – С. 18-30. DOI: 10.25689/NP.2018.3.18-30
15. Кожвин И.Н., Белозеров Б.В. Отображение неоднородностей терригенных коллекторов при построении геологических моделей нефтяных месторождений // Известия Томского политехнического университета. – 2007. – Т. 310, № 2. – С. 26-32.
16. Ураснинова Ю.А. Выделение классов коллекторов на основе метода гидравлических единиц потока на Московском месторождении // Геология в развивающемся мире. – Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2018. – Т. 1. – С. 526-529.
17. Rock Typing as an Effective Tool for Permeability and Water-Saturation Modeling: A Case Study in a Clastic Reservoir in the Oriente Basin / G. Guo, M.A. Diaz, F. Paz, J. Smalley, E.A. Waninger // The 2005 SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Dallas, Texas, the USA, 2005. – P. 1-15. DOI: 10.2118/97033-PA
18. Bagci A.S., Akbas C.Y. Permeability Estimation Using Hydraulic Flow Units in Carbonate Reservoirs // The 2007 SPE Rocky Mountain Oil and Gas Technology Symposium. – Denver, Colorado, the USA, 2007. – P. 1-11. DOI: 10.2118/107263-MS
19. Permadi P., Susilo A. Permeability Prediction and Characteristics of Pore Structure and Geometry as Inferred From Core Data // The 2009 SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference. – Abu Dhabi, UAE, 2009. – P. 1-12. DOI: 10.2118/125350-MS
20. Wibowo A.S., Permadi P. A Type Curve for Carbonate Rock Typing // The International Petroleum Technology Conference. – Beijing, China, 2013. – P. 1-12. DOI: 10.2523/IPTC-16663-MS
21. Kolodzie S. Analysis of Pore Throat Size and Use of the Waxman-Smits Equation to Determine OOIP in Spindle Field, Colorado // The 55th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME. – Dallas, Texas, the USA, 1980. – P. 1-10. DOI: 10.2118/9382-MS
22. Pittman E.D. Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection-Capillary Pressure Curves for Sandstone // The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1992. – Vol. 76, № 2. – P. 191-198. DOI: 10.1306/BDF87A4-1718-11D7-8645000102C1865D
23. Choquette P.W., Pray L.C. Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates // The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1970. – Vol. 54, № 2. – P. 207-250. DOI: 10.1306/5D25C98B-16C1-11D7-8645000102C1865D
24. Dunham R.J. Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Texture // Classification of Carbonate Rocks: AAPG Memoir 1. – 1962. – P. 108-121.
25. Embry A.F., Klovan J.E. A Late Devonian Reef Tract on Northeastern Banks Island // Bulletin of Canadian Petroleum Geology. – 1971. – Vol. 19, № 4. – P. 730-781. DOI: 10.35767/gscpgbull.19.4.730
26. Кузнецов В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2007. – 511 с.
27. Lucia F.J. Rock-Fabric/Petrophysical Classification of Carbonate Pore Space for Reservoir Characterization // AAPG Bulletin. – 1995. – Vol. 79, № 9. – P. 1275-1300.
28. Лусия Ф.Дж. Построение геолого-гидродинамической модели карбонатного коллектора: интегрированный подход. – М. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Ижевский институт компьютерных исследований, 2010. – 384 с.
29. Archie G.E. Classification of Carbonate Reservoir Rocks and Petrophysical Considerations // Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists. – 1952. – Vol. 36, № 2. – P. 278-298. DOI: 10.1306/3D9343F7-16B1-11D7-8645000102C1865D
30. Skalinski M., Kenter J. Carbonate Petrophysical Rock Typing – Integrated Geological Attributes and Petrophysical Properties while Linking with Dynamic Behavior // The SPWLA 54th Annual Logging Symposium. – The Hyatt Regency, New Orleans, Louisiana, the USA, 2013. – P. 1-11.
31. Updated Rock Type Definition and Pore Type Classification of a Carbonate Buildup, Tengiz Field, Republic of Kazakhstan / M. Skalinski, J. Kenter, S. Jenkins, T. Tankersley // The SPE Caspian Carbonate Technology Conference. – Atyrau, Kazakhstan, 2010. – P. 1-18. DOI: 10.2118/139986-MS
32. Integrated Petrophysical Rock Classification in the McElroy Field, West Texas, USA / M. Sanaifar, M. Skalinski, P. Theologou, J. Kenter, C. Cuffey, R. Salazar-Tio // Petrophysics. – 2015. – Vol. 56, № 5. – P. 493-510.
33. Salman S.M., Bellah S. Rock Typing: An Integrated Reservoir Characterization Tool to Construct a Robust Geological Model in Abu Dhabi Carbonate Oil Field // The 2009 SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference. – Abu Dhabi, UAE, 2009. – P. 1-14. DOI: 10.2118/125498-MS
34. Тоб Дж., Дэвидсон Эрл Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения флюидов: пер. с англ. – М.: Премьера-Ижевскпринт, 2009. – 868 с.
35. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожвин И.Н., Кожвин Д.А. Петрофизика (Физика горных пород). – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 368 с.
36. Coates G.R., Xiao L., Prammer M.G. NMR Logging. Principles and Applications. – Houston: Halliburton Energy Services, 1999. – 253 p.

