

УДК 550.8.023; 550.8.053

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2022

**Интерпретация данных исследований методом ядерного магнитного резонанса в комплексе лабораторных работ по изучению керна (на примере терригенных отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции)****А.В. Разницын**

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

Interpretation of NMR data in the complex of laboratory work on the study of core (on the example of terrigenous deposits of the Timano-Pechora oil and gas province)**Alexandr V. Raznitsyn**

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

Получена / Received: 14.04.2022. Принята / Accepted: 18.11.2022. Опубликовано / Published: 22.12.2022

Ключевые слова:

ядерный магнитный резонанс (ЯМР), коэффициент пористости, структура пустотного пространства, коэффициент остаточной водонасыщенности, лабораторные исследования керна, терригенный коллектор, радиус поровых каналов, релаксационная активность, радиус пор, удельная поверхность, смачиваемость, пленка воды, капиллярно-удерживаемая вода, время поперечной релаксации, уравнение Козени-Кармана.

Keywords:

nuclear magnetic resonance (NMR), porosity coefficient, void space structure, residual water saturation coefficient, laboratory core studies, terrigenous reservoir, pore channel radius, relaxation activity, pore radius, specific surface area, wettability, water film, capillary-retained water, transverse relaxation time, Kozeny-Karman equation.

Осуществлено определение петрофизических характеристик продуктивных отложений одного из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции путем интерпретации данных метода ядерного магнитного резонанса (ЯМР) в комплексе лабораторных исследований керна.

ЯМР-исследования проведены на 38 образцах керна стандартного размера (30×30 мм) при полном и частичном (остаточном) насыщении моделью пластовой воды. Для комплексной интерпретации полученных данных привлечены результаты стандартных (определение пористости, абсолютной газопроницаемости и т.д.), специальных (капилляриметрические исследования, определение смачиваемости) и литолого-петрографических (макрописание керна, описание шлифов) исследований керна. Все исследования проведены на современном поверенном оборудовании в соответствии с утвержденными государственными, отраслевыми и производственными методиками измерений в аккредитованном испытательном центре. При интерпретации данных ЯМР применены как хорошо зарекомендовавшие себя и общепринятые методы, так и предложены новые возможные подходы к получению дополнительной информации о петрофизических характеристиках горных пород.

С помощью обозначенных методов получены следующие результаты: определены коэффициенты пористости и остаточной водонасыщенности, значения граничных отсечек времен поперечной релаксации T_{2p} , отделяющие свободную воду от связанной, изучен характер распределения остаточной воды в пустотном пространстве образцов, построены распределения пор по размерам, установлена связь размера пор с размером соединяющих их поровых каналов, изучено влияние смачиваемости поровой поверхности на результаты ЯМР-исследований (в системе «газ – вода»).

Проведенные исследования показывают эффективность применения метода ЯМР в комплексе лабораторных исследований керна углеводородных месторождений. Предложенные подходы к интерпретации экспериментальных данных позволяют получить дополнительные сведения об особенностях строения пустотного пространства горных пород и, несомненно, требуют дальнейших апробации и развития. Полученная информация может быть использована для петрофизического обеспечения геологического и гидродинамического моделирования углеводородной залежи.

The petrophysical characteristics of the productive deposits in one Timan-Pechora oil and gas province fields were determined by interpreting the data of the nuclear magnetic resonance (NMR) method in the complex of laboratory core studies.

NMR studies were carried out on 38 core samples of a standard size (30×30 mm) with full and partial (residual) saturation of the reservoir water model. For a comprehensive interpretation of the data obtained, the results of standard (determination of porosity, absolute gas permeability, etc.), special (capillarimetric studies, determination of wettability) and lithological-petrographic (macro-description of the core, description of thin sections) core studies were involved. All studies were carried out on modern verified equipment in accordance with approved state, industry and production measurement methods in an accredited testing center. When interpreting NMR data, both well-established and generally accepted methods were used, and new possible approaches were proposed to obtain additional information about the petrophysical characteristics of rocks.

Using the indicated methods, the following results were obtained: the coefficients of porosity and residual water saturation were determined, the values of the boundary cutoffs of the transverse relaxation times T_{2p} separating free water from bound water were studied, the distribution of residual water in the void space of the samples was studied, pore size distributions were constructed, the size of the pore channels connecting them, the influence of the wettability of the pore surface on the results of NMR studies (in the "gas - water" system) was studied.

The conducted studies showed the effectiveness of using the NMR method in the complex of laboratory studies of the core of hydrocarbon fields. The proposed approaches to the interpretation of experimental data make it possible to obtain additional information about the features of the structure of the void space of rocks and, undoubtedly, require further testing and development. The information obtained could be used for petrophysical support of geological and hydrodynamic modeling of a hydrocarbon deposit.

© **Разницын Александр Вячеславович** – кандидат технических наук, инженер первой категории, отдел петрофизических исследований (тел.: +007 (342) 717 01 87, e-mail: alexandrznitsyn@gmail.com).

© **Alexandr V. Raznitsyn** (Author ID in Scopus: 57219358238) – PhD in Engineering, 1st category Engineer, Department of Petrophysical Research (tel.: +007 (342) 717 01 87, e-mail: alexandrznitsyn@gmail.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Разницын А.В. Интерпретация данных исследований методом ядерного магнитного резонанса в комплексе лабораторных работ по изучению керна (на примере терригенных отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции) // Недропользование. – 2022. – Т.22, №3. – С.109-115. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.3.2

Please cite this article in English as:

Raznitsyn A.V. Development of a method for identifying zones to minimize fluid cross flows when modeling reservoirs using the material balance method. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2022, vol.22, no.3, pp.109-115. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.3.2

Введение

Явление ядерного магнитного резонанса (ЯМР) после открытия в 1946 г. нашло широкое применение в различных областях науки и практики, в том числе в нефтегазовой геологии при изучении петрофизических характеристик продуктивных отложений. Физические основы метода подробно описаны в работе [1].

ЯМР является неразрушающим методом исследования горных пород, который позволяет определять различные петрофизические характеристики продуктивных отложений: пористость, остаточная водонасыщенность, структура пустотного пространства, смачиваемость и другие [1–12]. Его применение в комплексе лабораторных исследований керна дает возможность получить дополнительную, а иногда и уникальную, информацию о свойствах горных пород.

В работе на примере керна терригенных отложений одного из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции показана интерпретация данных ЯМР в рамках петрофизических исследований: определены коэффициенты пористости и остаточной водонасыщенности, предложены подходы к оценке характера распределения остаточной воды в пустотном пространстве, определения размеров пор, а также изучено влияние смачиваемости на результаты ЯМР-исследований.

Характеристика объекта исследования. Используемые данные

Объектом исследования является керн эйфельских D_{2ef} и старооскольских D_{2st} продуктивных отложений, отобранный из скважин одного из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (Республика Коми). Отложения представлены кварцевыми мелко-, средне-мелко-, крупно-средне- и разномерными песчаниками, преимущественно слабглинистыми и кварцевыми разномерными алевритами.

ЯМР-исследования проведены на 38 образцах керна стандартного размера. Перед исследованиями образцы были проэкстрагированы и высушены согласно ГОСТ 26450.0-85 [13]. В результате исследований получены распределения ЯМР-пористости по временам поперечной релаксации T₂ на полностью насыщенную моделью пластовой воды образцах и при остаточной водонасыщенности, которая была создана путем вытеснения воды газом в групповом капилляриметре согласно ОСТ 39-204-86 [14]. Помимо этого, на образцах проведены стандартный комплекс исследований керна (определены коэффициенты открытой пористости и абсолютной газопроницаемости), капилляриметрические исследования в системе «газ – вода» и на части образцов определена смачиваемость поровой поверхности согласно ОСТ 39-180-85 [15]. Также для анализа привлечены данные микроописания петрографических шлифов, отобранных из мест выщипливания образцов, и литологическое макроописание керна.

Коэффициент открытой пористости изучаемых пород изменяется от 9,16 до 27,92 %, составляя в среднем 20,09 %, коэффициент абсолютной газопроницаемости варьировался от 0,567 до 7427,000 мД, среднее геометрическое – 289,183 мД. По своим фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) изучаемые отложения относятся к коллекторам порового типа (рис. 1).

Определение коэффициента пористости методом ЯМР

Определение коэффициента пористости является одной из главных задач ЯМР-исследований [16]. Считается, что метод ЯМР позволяет оценить общую пористость горных пород, результаты определения которой не зависят от литологических особенностей отложений [17]. Однако при проведении ЯМР-исследований необходимо учитывать значение водородного индекса насыщающей породу жидкости [18].

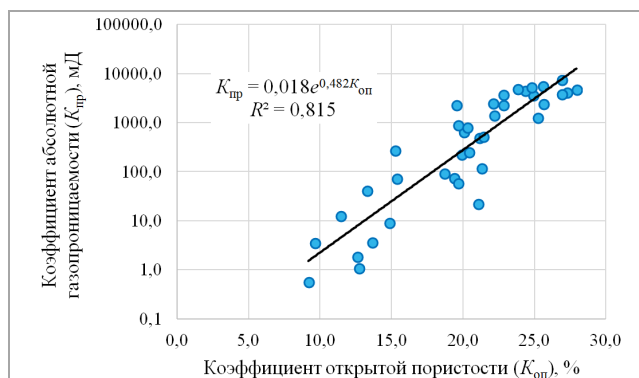


Рис. 1. Зависимость коэффициента абсолютной газопроницаемости от коэффициента открытой пористости

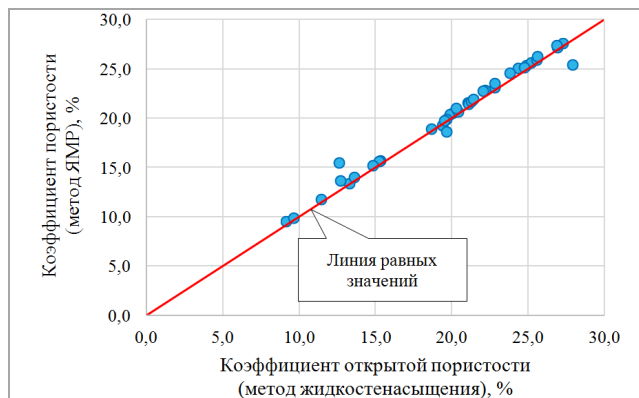


Рис. 2. Сопоставление коэффициентов пористости, определенных методами ЯМР и жидкостенасыщения

На рис. 2 представлено сопоставление коэффициентов пористости, определенных методами ЯМР и жидкостенасыщения (согласно ГОСТ 26450.1-85 [19]). Наблюдается хорошая сходимость полученных данных. Результаты литолого-петрографических исследований показывают, что изучаемые отложения в большинстве своем характеризуются минимальным содержанием глинистой фракции, в связи с чем данные определения пористости двумя методами сопоставимы. Опыт изучения терригенных пород показывает, что для образцов с повышенным содержанием пелитовых частиц наблюдается превышение значений пористости, определенных методом ЯМР, над значениями, полученными методом жидкостенасыщения, что обусловлено наличием глинисто-связанной воды, которая не удаляется во время сушки [20, 21].

Оценка размера пор, слагающих пустотное пространство

Метод ЯМР является одним из методов исследования структуры пустотного пространства горных пород. При выполнении ЯМР-исследований, как правило, измеряют времена поперечной релаксации T₂ ввиду сокращения временных затрат. В случае полного заполнения образца керна одним флюидом и отсутствии градиента магнитного поля время поперечной релаксации отдельной поры определяется выражением [16]:

$$\frac{1}{T_2} = \rho_2 \frac{S}{V} + \frac{1}{T_{2cb}}, \quad (1)$$

где T₂ – наблюдаемое время релаксации, мс; ρ₂ – релаксационная активность породы для поперечной релаксации, мкм/мс; S/V – отношение площади поры к ее объему (удельная поверхность), мкм²/мкм³; T_{2cb} – время поперечной релаксации насыщающего породу флюида в свободном объеме, мс. Вторым слагаемым в правой части вышеприведенного уравнения обычно пренебрегают в связи с тем, что его вклад является незначительным [16, 22, 23].

Релаксационная активность породы представляет собой параметр, характеризующий способность поровой поверхности породы влиять на релаксацию насыщающего пустотное пространство флюида и зависящий от минералогического состава породы, а также от типа флюида [24, 25]. Различие в оценках данного параметра достаточно велико: D. Chang и др. [26] предлагают использовать значение 0,005 мкм/мс для карбонатных пород и 0,015 мкм/мс для песчаников; В.А. Мурцовкин на основе мультирешеточной капиллярной модели для песчаников продуктивных отложений Западной Сибири получил значения релаксационной активности в диапазоне 0,0076–0,083 мкм/мс [27]; по данным М.И. Шумскайте [23], для терригенных пород Западной Сибири значения релаксационной активности изменяются в диапазоне от 0,004 до 0,059 мкм/мс; А.С. Денисенко [22] для терригенных и карбонатных пород приводит следующие диапазоны изменения данной характеристики – 0,05–0,3 и 0,01–0,05 мкм/мс соответственно.

Оценка величины релаксационной активности связана со сложностью определения удельной поверхности породы. «Прямых» методов измерения удельной поверхности несколько [28], наиболее распространенным из которых является метод изотерм адсорбции паров (расчет по методу Брунауэра, Эммета и Теллера (БЭТ)). Также оценка удельной поверхности возможна по данным капилляриметрических исследований, имидж-анализа петрографических шлифов и гранулометрического анализа, при этом используются упрощенные модели строения пустотного пространства горных пород. P.V. Basan et al. [29] отмечают, что величина релаксационной активности существенно зависит от используемого метода определения удельной поверхности породы: так, различия в значениях релаксационной активности могут достигать трех порядков при сопоставлении методов имидж-анализа и БЭТ.

Для «настройки» метода ЯМР (определения релаксационной активности), как правило, используют результаты капилляриметрических исследований либо имидж-анализа шлифов [22, 30]. При этом многие исследователи отмечают, что ЯМР позволяет оценить размер пор [22, 31–33], а не соединяющих их поровых каналов, определение размера которых является задачей капилляриметрических исследований. Соответственно, настраивать данные ЯМР по результатам капилляриметрических исследований не всегда корректно.

Для оценки удельной поверхности можно воспользоваться следующим выражением, представляющим собой один из вариантов уравнения Козени – Кармана [34]:

$$S_{уд} = \frac{K_n \sqrt{K_n}}{\sqrt{2K_{пр}}}, \quad (2)$$

где $S_{уд}$ – удельная поверхность, м²/м³; K_n – коэффициент пористости, доли ед.; $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости, м². Стоит отметить, что данное уравнение выведено теоретически для модели пористой среды с цилиндрическими поровыми каналами. Также необходимо указать, что рассчитанная по данному уравнению величина является удельной поверхностью именно фильтрующих каналов и при значительном содержании глинистых частиц не отражает полную удельную поверхность горной породы в связи с тем, что огромная поверхность мелких пор, расположенных между пелитовыми частицами, не участвует в процессе фильтрации [35]. Так как исследуемые в данной работе образцы зерна по своей литологической характеристике не являются глинистыми, то использование данного уравнения для приблизительной оценки удельной поверхности является вполне правомерным.

В результате применения уравнения (2) для всех образцов было рассчитано значение удельной поверхности: для песчаников ее величина изменяется в пределах от 0,036 до 0,452 мкм²/мкм³, а для алевролитов – от 0,419 до 1,408 мкм²/мкм³.

Для оценки релаксационной активности будем полагать, что в пределах образца для всех групп пор ее величина остается постоянной. Для i -й группы пор (одинакового размера) уравнение (1) принимает следующий вид (без второго слагаемого в правой части):

$$\frac{1}{T_{2i}} = \rho_2 \frac{S_i}{V_i}. \quad (3)$$

Переписав уравнение (3) относительно удельной поверхности, получаем:

$$\frac{S_i}{V_i} = \frac{1}{T_{2i} \rho_2}. \quad (4)$$

Общую удельную поверхность можно выразить через ЯМР-пористость следующим образом:

$$S_{уд} = \frac{1}{K_n} \sum_{i=1}^n \frac{S_i K_{ni}}{V_i}, \quad (5)$$

где K_{ni} – пористость i -й группы пор, доли ед.; K_n – пористость образца, доли ед.

Подставляя уравнение (4) в уравнение (5) и решая его относительно релаксационной активности, получаем:

$$\rho_2 = \frac{1}{K_n S_{уд}} \sum_{i=1}^n \frac{K_{ni}}{T_{2i}}. \quad (6)$$

В уравнении (6) значение удельной поверхности определяется по данным определения коэффициентов пористости и проницаемости, исходя из уравнения (2), остальные параметры получаются из результатов ЯМР-исследований.

В результате расчетов для всех образцов были определены значения релаксационной активности, которые варьируются в пределах от 0,033 до 0,635 мкм/мс, составляя в среднем 0,174 мкм/мс.

Так как при расчете удельной поверхности пустотное пространство принималось в виде пучка капиллярных трубок (уравнение (2)), то удельную поверхность можно выразить через радиус капилляра, и для перехода от времен релаксации к радиусу пор уравнение (3) можно записать в следующем виде:

$$R_i = 2\rho_2 T_{2i}, \quad (7)$$

где R_i – радиус пор i -й группы, мкм.

В результате расчетов для всех образцов были построены распределения пор по размерам. Порядок размера пор сопоставим с данными петрографического описания шлифов, и их размер больше размера поровых каналов, определенных в результате капилляриметрических исследований. В качестве примера на рис. 3 представлено сопоставление распределений поровых каналов и пор для одного из исследуемых образцов: видно, что распределения имеют схожий вид, однако радиус пор на порядок больше радиуса соединяющих их каналов.

Также в результате исследований была установлена достаточно тесная связь между средневзвешенным радиусом поровых каналов, определяемым по данным капилляриметрических исследований, и среднелогарифмическим значением радиусов пор (рис. 4), который рассчитывается из уравнения (7), где вместо T_{2i} подставляется $T_{2i} \log \text{mean}$ (среднелогарифмическое значение времен поперечной релаксации), определяемое по формуле [36]:

$$T_{2i} \log \text{mean} = 10^{\frac{\sum K_{ni} \lg(T_{2i})}{\sum K_{ni}}}, \quad (8)$$

где $T_{2i} \log \text{mean}$ – среднелогарифмическое значение времен поперечной релаксации, мс; K_{ni} – i -я пористость, доли ед., соответствующая i -му значению T_{2i} , мс. Наличие данной связи обосновывает возможность использования так называемой «гантельной» модели [37] при описании пустотного пространства изучаемых отложений.

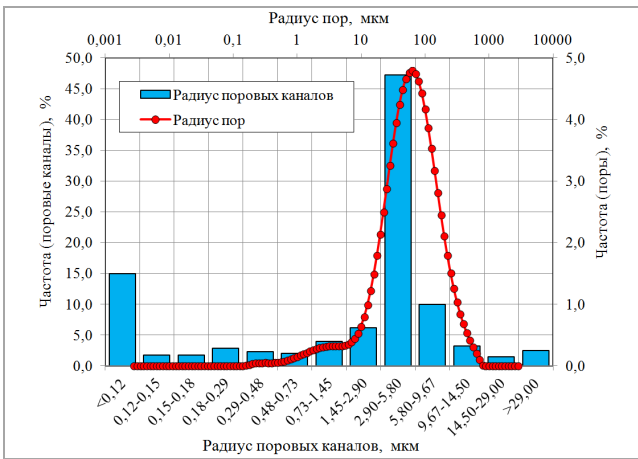


Рис. 3. Сопоставление распределений радиусов поровых каналов и пор образца керна

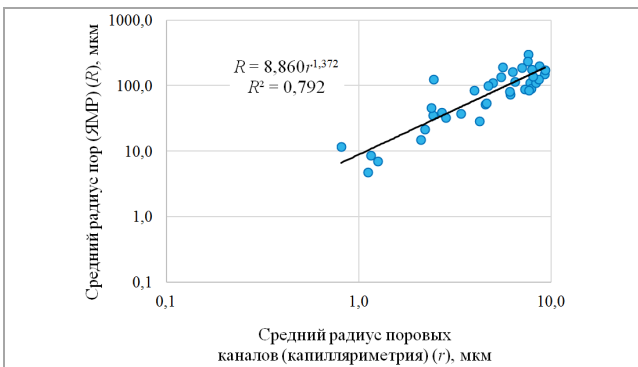


Рис. 4. Связь между средним радиусом пор (ЯМР) и средним радиусом поровых каналов (капилляриметрия) (r), мкм

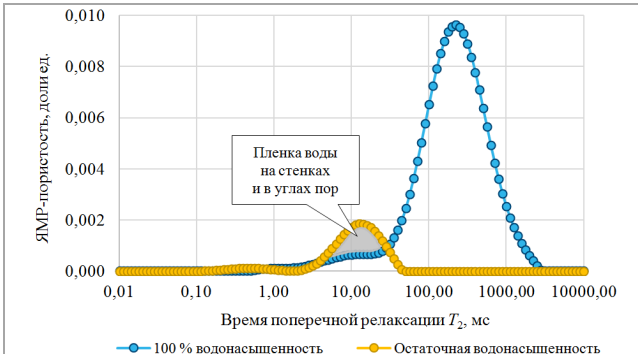


Рис. 5. Распределения ЯМР-пористости по временам поперечной релаксации T_2 при полном и остаточном водонасыщении образца керна

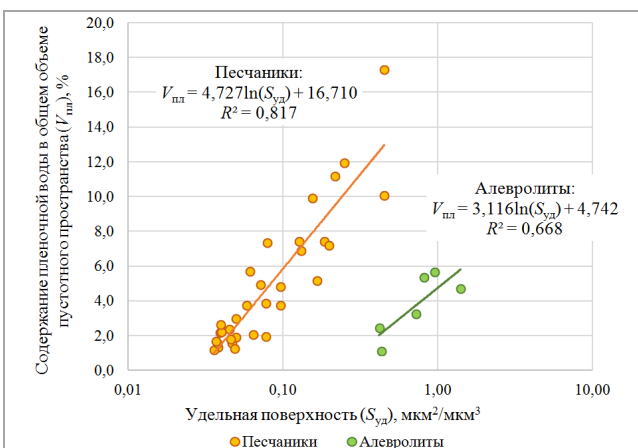


Рис. 6. Зависимость содержания пленочной воды в общем объеме пустотного пространства от удельной поверхности

Определение величины и характера распределения остаточной водонасыщенности

Для определения значений коэффициента остаточной водонасыщенности по данным ЯМР использован метод граничной отсечки, суть которого сводится к нахождению граничного значения времени поперечной релаксации T_2 гр, отделяющего свободную воду от связанной [16]. Для нахождения времени граничной отсечки проводятся два измерения времен поперечной релаксации: при полной водонасыщенности и при остаточном водонасыщении, которое в данной работе было достигнуто методом полупроницаемой мембраны [14].

Полученные значения граничных отсечек варьируются в диапазоне от 19,076 до 631,227 мс, составляя в среднем 119,936 мс. Величина коэффициента остаточной водонасыщенности для изучаемых пород по данным ЯМР варьируется от 2,16 до 77,23 %, среднее значение равняется 20,67 %.

Совместный анализ распределений пористости по временам поперечной релаксации T_2 при полном и частичном (остаточном) водонасыщении образца позволяет получить дополнительную информацию о распределении остаточной водонасыщенности в пустотном пространстве горных пород. При капилляриметрических исследованиях не вытесненная газом вода удерживается силами поверхностного натяжения в тонких капиллярах, полностью заполняя их, а также в виде пленок на стенках и в углах крупных пор [35]. Повышение значений ЯМР-пористости в области малых времен релаксации при остаточном водонасыщении по сравнению со значениями при полном насыщении указывает на формирование тонкой пленки остаточной воды на стенках и в углах пор [38]. На рис. 5 в качестве примера приведены распределения ЯМР-пористости по временам поперечной релаксации T_2 при полном и остаточном водонасыщении одного из исследуемых образцов керна: в области времен релаксации от 5 до 30 мс наблюдается значительное превышение ЯМР-пористости при остаточном водонасыщении над значениями при полной водонасыщенности, что обусловлено образованием пленки воды при ее вытеснении воздухом из крупных пор.

Для всех образцов был рассчитан объем воды, находящейся в виде пленки на стенках и в углах пор. Содержание данного вида воды от общего объема остаточной воды для песчаников изменяется от 22,23 до 75,27 %, составляя в среднем 41,98 %, а для алевролитов варьируется от 1,72 до 8,19 %, среднее значение равняется 5,43 %. Видно, что для алевролитов преобладающим видом остаточной воды является капиллярно-удерживаемая. Также была рассчитана доля остаточной воды, находящейся в виде пленки на стенках и в углах пор, в общем объеме пустотного пространства. Ожидаемо, что ее содержание тесно связано с удельной поверхностью пор (рис. 6), при этом данные для песчаников и алевролитов аппроксимируются различными уравнениями.

Влияние смачиваемости на результаты ЯМР-исследований

Влияние смачиваемости поровой поверхности на результаты ЯМР-исследований горных пород впервые было показано в 1956 г. в публикации R.J.S. Brown и I. Fatt [39]. С тех пор различными исследователями разработано большое количество методик и индексов оценки смачиваемости продуктивных отложений по данным ЯМР-исследований [40–56].

Рассмотрим влияние смачиваемости на результаты определения времен поперечной релаксации при вытеснении воды из образца воздухом в процессе моделирования остаточной водонасыщенности. В случае полного насыщения образца керна водой время поперечной релаксации единичной поры определяется следующим выражением:

$$\frac{1}{T_2(K_B = 1)} = \rho_2 \frac{S_n}{V_n}, \quad (9)$$

где S_n – площадь поры, мкм²; V_n – объем поры, мкм³.

При вытеснении воды воздухом и достижении остаточной водонасыщенности время релаксации будет определяться выражением

$$\frac{1}{T_2(K_{ов})} = \rho_2 \frac{S_{ов}}{K_{ов} V_n}, \quad (10)$$

где $S_{ов}$ – площадь поры, занятая остаточной водой, мкм²; $K_{ов}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности, доли ед.

Поделив уравнения (9) и (10) одно на другое, получим:

$$\frac{T_2(K_{ов})}{T_2(K_B = 1)} = \frac{K_{ов} S_n}{S_{ов}}. \quad (11)$$

В случае гидрофильной поверхности пленка остаточной воды полностью покрывает поверхность поры, тогда $S_{ов} = S_n$, и уравнение (11) может быть записано:

$$\frac{T_2(K_{ов})}{T_2(K_B = 1)} = K_{ов}, \quad (12)$$

Интегральной характеристикой, комплексно оценивающей распределение времен поперечной релаксации, является среднелогарифмическое значение, определяемое выражением (8). С учетом уравнения (8) уравнение (12) принимает вид:

$$\frac{T_2 \log \text{mean}(K_{ов})}{T_2 \log \text{mean}(K_B = 1)} = K_{ов}. \quad (13)$$

Уравнение (13) выведено теоретически, на практике экспериментальные данные аппроксимируются следующей функцией (заменяем при этом отношение в левой части на T_{2n}) [57]:

$$T_{2n} = aK_{ов}^b, \quad (14)$$

где T_{2n} – нормализованное время поперечной релаксации (безразмерный параметр); a и b – эмпирические коэффициенты.

Уравнение (14) по своей форме является аналогом уравнения Дахнова – Арчи [35], связывающее удельное электрическое сопротивление частично водонасыщенных пород с коэффициентом водонасыщенности (T_{2n} – аналог параметра насыщения P_v , b – аналог показателя насыщения n). Однако строгие параллели между данными уравнениями проводить нельзя, так как физические процессы, лежащие в их основе, являются различными.

Очевидно, что при прочих равных условиях образование тонких пленок в гидрофильной породе будет приводить к смещению среднелогарифмического значения времен поперечной релаксации при остаточном насыщении в область меньших значений (следовательно, уменьшению параметра T_{2n}) по сравнению с гидрофобной, в которой вытеснение воды не сопровождается формированием остаточной пленки на поверхностях пор. При этом величина показателя степени b для гидрофильных пород будет характеризоваться более высокими значениями, чем для гидрофобных. Безусловно, на вид функции (14) будет влиять и структура пустотного пространства, так как времена поперечной релаксации пропорциональны размерам пор.

Библиографический список

1. Джафаров И.С., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Применение метода ЯМР для характеристики состава и распределения пластовых флюидов. – М.: Химия, 2002. – 439 с.
2. Злобин А.А. Теория и практика применения ядерного магнитного резонанса в физике нефтяного пласта. – Пермь: Издательство ПИМ, 2015. – 271 с.
3. Путлюев И.С., Разнищев А.В. Выделение петрофизических типов карбонатных пород по данным ядерного магнитного резонанса с учетом их литологических особенностей // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 9. – С. 186–198.
4. Оценка лиофильности пород баженовской свиты методами адсорбции и ядерной магнитной релаксометрии / С.А. Борисенко, Н.Н. Богданович, Е.В. Козлова, М.Ю. Спасенных, Д.Е. Заграновская // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 3. – С. 12–16.

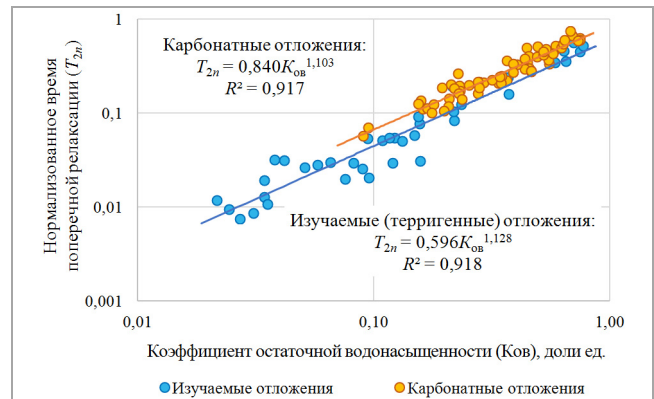


Рис. 7. Зависимости нормализованного времени поперечной релаксации от коэффициента остаточной водонасыщенности

На рис. 7 приведены зависимости нормализованного времени поперечной релаксации от коэффициента остаточной водонасыщенности для изучаемых терригенных отложений и карбонатных пород другого месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции: получены достаточно тесные связи. Показатель смачиваемости образцов исследуемых терригенных отложений, определенный согласно ОСТ 39-180-85 [15], изменяется от 0,37 до 0,99, составляя в среднем 0,82, что характеризует их в большинстве своем как гидрофильные породы. При сопоставлении образцов с близкими значениями остаточной водонасыщенности образцы, характеризующиеся более высокими значениями показателя смачиваемости, как правило, располагаются ниже (то есть величина T_{2n} меньше). Для образцов карбонатных отложений, приведенных на графике рис. 7, показатель смачиваемости варьируется от 0,03 до 0,92, составляя в среднем 0,42, что соответствует породам с промежуточной смачиваемостью. Видно, что в большинстве своем точки экспериментальных данных карбонатных пород располагаются выше изучаемых терригенных отложений, показатель степени при этом хотя и незначительно, но ниже (1,103 против 1,128).

Заключение

В результате проведенных исследований для изучаемых отложений определены коэффициенты пористости и остаточной водонасыщенности, построены распределения пор по размерам, а также оценен характер распределения остаточной воды, показано влияние смачиваемости на результаты ЯМР-исследований.

Определение коэффициентов пористости и остаточной водонасыщенности (методом граничной отсечки) по данным ЯМР в практике петрофизических исследований продуктивных отложений является давно зарекомендовавшей себя и хорошо отработанной технологией. Предложенные автором в данной работе подходы к оценке характера распределения остаточной воды, размера пор и смачиваемости требуют апробации на других объектах и дальнейшего развития.

Проведение ЯМР-исследований и их интерпретация в комплексе лабораторных работ по изучению ядра показывают эффективность в определении петрофизических характеристик продуктивных отложений и дают дополнительную информацию, необходимую для петрофизического обеспечения геологического и гидродинамического моделирования залежей углеводородов.

5. Эффективность применения метода ядерно-магнитного резонанса при лабораторных петрофизических исследованиях керн и шлама / В.А. Вавилин, А.А. Кунакасов, Т.Р. Галиев, Е.В. Сорокина // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 21–23.
6. Кулявцев А.В., Федорцов И.В. Результаты опытно-промышленных работ по использованию ЯМР-релаксометра GeoSpec для измерения общей и эффективной пористости горных пород // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 9. – С. 34–36.
7. Гильманов, Я.И., Саломатин Е.Н., Николаев М.Ю. Опыт ООО «ТННЦ» по изучению керн методом ядерно-магнитного резонанса // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – № 3. – С. 22–25.
8. Борисенко С.А., Кошкин П.В., Рудаковская С.Ю. Оценка остаточной газонасыщенности с использованием технологии ядерной магнитной релаксометрии // Каротажник. – 2017. – № 6. – С. 41–50.
9. Quick and simple porosity measurement at the well site / M.J. Dick, D. Green, T. Kenney, D. Veselinovic, J. Tallarita, M.A. Smith // The International Symposium of the Society of Core Analysts. – Vienna, Austria, 2017. – P. 1–10.
10. Valori A., Nicot V. A review of 60 years of NMR wettability // International Symposium of the Society of Core Analysts. – Trondheim, Norway, 2018 – P. 1–13.
11. Measuring relative permeability with NMR / M.J. Dick, D. Veselinovic, T. Kenney, D. Green // International Symposium of the Society of Core Analysts. – Trondheim, Norway, 2018 – P. 1–10.
12. Nuclear Magnetic Resonance of Rocks: T₁ vs T₂ / R.L. Kleinberg, C. Straley, W.E. Kenyon, R. Akkurt, S.A. Farooqui // The 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. – Houston, Texas, the USA, 1993. – P. 553–563.
13. ГОСТ 26450.0–85. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. – М.: Издательство стандартов, 1985. – 4 с.
14. ОСТ 39-204-86. Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления. – М.: Миннефтепром, 1986. – 24 с.
15. ОСТ 39-180-85. Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород. – М.: Миннефтепром, 1985. – 13 с.
16. Coates G.R., Xiao L., Prammer M.G. NMR Logging. Principles and Applications. – Houston: Halliburton Energy Services, 1999. – 253 p.
17. МакФи К., Рид Дж., Зубиретта И. Лабораторные исследования керн: гид по лучшим практикам / пер. И.Н. Иванова; под ред. М.А. Тугаровой. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. – 912 с.
18. Путилов И.С., Разнищан А.В. Определение водородного индекса растворов хлорида натрия различной минерализации с целью повышения достоверности определения коэффициента пористости горных пород методом ЯМР // Актуальные проблемы освоения месторождений нефти и газа приарктических территорий России: материалы всерос. науч.-практ. конф. – Архангельск, 2019. – С. 118–123.
19. ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением. – М.: Издательство стандартов, 1985 – 8 с.
20. Разнищан А.В., Попов Н.А. Комплексное определение петрофизических свойств продуктивных отложений методом ЯМР // Вестник Пермского университета. Геология. – 2020. – Т. 19, № 2. – С. 132–139.
21. Топорков В.Г., Денисенко А.С. Практическое применение данных ЯМР для оценки свойств и структуры пород продуктивных нефтегазовых залежей // Каротажник. – 2008. – № 12. – С. 162–188.
22. Денисенко А.С. Петрофизическое обеспечение лабораторных и скважинных исследований горных пород методом ядерного магнитного резонанса в сильном магнитном поле: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.10. – М., 2012. – 149 с.
23. Шумскайте М.И. Определение петрофизических параметров песчано-глинистых образцов керн и типизация пластовых флюидов методом ЯМР-релаксометрии: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.10. – Новосибирск, 2017. – 136 с.
24. Kenyon W.E. Petrophysical Principles of Application of NMR Logging // The Log Analyst. – 1997. – Vol. 38, no. 2. – P. 21–43.
25. Kleinberg R.L. Utility of NMR T₂ Distributions, Connection with Capillary Pressure, Clay Effect, and Determination of the Surface Relaxivity Parameter ρ₂ // Magnetic Resonance Imaging. – 1996. – Vol. 14, nos. 7/8. – P. 761–767.
26. Effective Porosity, Productive Fluid and Permeability in Carbonates from NMR Logging / D. Chang, H.J. Vinegar, C. Morris, C. Straley // The SPWLA 35th Annual Logging Symposium. – Tulsa, Oklahoma, the USA, 1994. – P. 1–21.
27. Мурдовкин В.А. Использование мультирешеточной капиллярной модели для расчета проницаемости по данным ядерного магнитного резонанса // Коллоидный журнал. – 2009. – Т. 71, № 5. – С. 685–692.
28. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 592 с.
29. Pore-Size Data in Petrophysics: a Perspective on the Measurement of Pore Geometry / P.B. Basan, B.D. Lowden, P.R. Whattler, J.J. Attard // Geological Society, London, Special Publications. – 1997. – Vol. 122. – P. 47–67.
30. Борисенко С.А. Смачиваемость и методы ее определения для сложнопостроенных пород-коллекторов природных резервуаров нефти и газа: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.10. – Тверь, 2019. – 172 с.
31. A Practical Approach to Obtain 1st Drainage Capillary Pressure Curves from NMR Core and Log Data / Y. Volokitin, W.J. Looyestijn, W.F.J. Slijkerman, J.P. Hofman // The International Symposium of the Society of Core Analysts. – 1999. – P. 1–12.
32. Brandimarte F., Eriksson M., Moss A. How to Obtain Primary Drainage Capillary Pressure Curves Using NMR T₂ Distributions in a Heterogeneous Carbonate Reservoir // The International Symposium of the Society of Core Analysts. – Vienna, Austria, 2017. – P. 1–9.
33. Moss A.K., Benson T., Barrow T. An Investigation into Different Correlation Methods between NMR T₂ Distributions and Primary Drainage Capillary Pressure Curves Using an Extensive Sandstone Database // The International Symposium of the Society of Core Analysts. – Trondheim, Norway, 2018. – P. 1–12.
34. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта: учебник. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
35. Добрянин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (Физика горных пород): учебник для вузов / под ред. Д.А. Кожевникова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 368 с.
36. GIT Systems and LithoMetrix User Manual / Green Imaging Technologies. – Revision 1.1. – Canada, 2018. – 178 p.
37. Ахметов Р.Т. Гангельная модель пустотного пространства природных резервуаров нефти и газа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 5. – С. 31–35.
38. An Investigation of the Effect of Wettability on NMR Characteristics of Sandstone Rock and Fluid Systems / S.H. Al-Mahrooqi, C.A. Grattoni, A.K. Moss, X.D. Jing // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2003. – Vol. 39. – P. 389–398.
39. Brown R.J.S., Fatt I. Measurements of Fractional Wettability of Oil Fields' Rocks by the Nuclear Magnetic Relaxation Method // The 31st Annual Fall Meeting of the Petroleum Branch of the American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers. – Los Angeles, the USA, 1956. – P. 1–4.
40. Пат. № 2248561 Российская Федерация, МПК G01N 24/08. Способ определения смачиваемости поровой поверхности пород-коллекторов: № 2003136230/28: заявлено 15.12.2003; опубликовано 20.03.2005 / Злобин А.А. – 12 с.
41. Пат. № 2305277 Российская Федерация, МПК G01N 24/08 (2006.01). Способ определения смачиваемости поровой поверхности неэкстрагированных пород-коллекторов: № 2006112435/28: заявлено 13.04.2006; опубликовано 27.08.2007 / Злобин А.А. – 17 с.
42. Мурдовкин В.А. Использование метода ядерно-магнитного резонанса для определения смачиваемости горных пород // Каротажник – 2016. – № 1. – С. 35–44.
43. Carbonate NMR Measurements in a Combined Amott-USBM Wettability Method / E.H. Rios, V.F. Machado, B.C.C. Santos, W.A. Trevizan, A.L.M. Compan, D.A. Cruz, R. Skinner, F.M. Eler // The International Symposium of the Society of Core Analysts. – St. John's, Newfoundland and Labrador, Canada, 2015. – P. 1–7.
44. Wettability Effects in a Sandstone Reservoir and Outcrop Cores from NMR Relaxation Time Distributions / H. Guan, D. Brougham, K.S. Sorbie, K.J. Packer // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2002. – Vol. 34. – P. 35–54.
45. Looyestijn W., Zhang X., Hebing A. How Can NMR Assess the Wettability of a Chalk Reservoir // The International Symposium of the Society of Core Analysts. – Vienna, Austria, 2017. – P. 1–12.
46. NMR Relaxation Time Dependency on Saturation and Wettability of Carbonate Rocks / E. Rios, I. Figueiredo, V. Machado, A. Compan, B. Santos, W. Trevizan // The Society of Exploration Geophysicists Annual Meeting. – Denver, the USA, 2014. – P. 612–617.
47. Wettability Characterization by NMR T₂ Measurements in Edwards Limestone Rock / E.B. Johannesen, H. Riskedal, L. Tipura, J.J. Howard, A. Graue // The International Symposium of the Society of Core Analysts. – Calgary, Canada, 2007. – P. 1–12.
48. Tandon S., Rostami A., Heidari Z. A New NMR-Based Method for Wettability Assessment in Mixed-Wet Rocks // The SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – San Antonio, Texas, the USA, 2017. – P. 1–15.
49. Looyestijn W., Hofman J. Wettability-Index Determination by Nuclear Magnetic Resonance // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. – 2006. – Vol. 9. – P. 146–153.
50. Borgia G.C., Fantazzini P., Mesini E. Wettability Effects on Oil-Water-Configurations in Porous Media: a Nuclear Magnetic Resonance Relaxation Study // Journal of Applied Physics. – 1991. – Vol. 70. – P. 7623–7625.
51. Fleury M., Defandre F. Quantitative Evaluation of Porous Media Wettability Using NMR Relaxometry // Magnetic Resonance Imaging. – 2003. – Vol. 21. – P. 385–387.
52. A New Mixed Wettability Evaluation Method for Longmaxi Formation Shale in the South of the Sichuan Basin, China / L. Tao, J. Guo, X. Zhou, A. Gayubov, A. Kitaeva, C. Chen // The SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, Russia, 2019. – P. 1–10.
53. NMR Wettability of Carbonate Reservoir Cores: Best Practices / B. Sauerer, A. Valori, D. Krinis, W. Abdallah // The SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. – Manama, Bahrain, 2019. – P. 1–17.
54. Dick M.J., Veselinovic D., Green D. Spatially Resolved Wettability Measurements Using NMR Wettability Index // The International Symposium of the Society of Core Analysts. – Trondheim, Norway, 2018. – P. 1–12.
55. NMR Wettability Index Measurements on Unconventional Samples / M.J. Dick, D. Veselinovic, D. Green, A. Scheffer-Villareal, R.J.M. Bonnie, S. Kelly, K. Bower // The Unconventional Resources Technology Conference. – Denver, Colorado, the USA, 2019. – P. 1–11.
56. Washburn K.E., Birdwell J.E. A New Laboratory Approach to Shale Analysis Using NMR Relaxometry // The Unconventional Resources Technology Conference. – Denver, Colorado, the USA, 2013. – P. 1–8.
57. Howard J.J. Quantitative Estimates of Porous Media Wettability from Proton NMR Measurements // Magnetic Resonance Imaging. – 1998. – Vol. 16, nos. 5/6. – P. 529–533.

References

1. Dzhabarov I.S., Syngaevskii P.E., Khafizov S.F. Primenenie metoda IaMR dlia kharakteristiki sostava i raspredelenia plastovykh fluidov [Application of the NMR method to characterize the composition and distribution of reservoir fluids]. Moscow: Khimiia, 2002, 439 p.
2. Zlobin A.A. Teoriia i praktika primeneniia iadernogo magnitnogo rezonansa v fizike nefianogo plasta [Theory and practice of nuclear magnetic resonance application in oil reservoir physics]. Perm: Izdatel'stvo, 2015, 271 p.
3. Putilov I.S., Raznitsyn A.V. Vydelenie petrofizicheskikh tipov karbonatnykh porod po dannym iadernogo magnitnogo rezonansa s uchetom ikh litologicheskikh osobennosti [Identification of carbonate rocks petrophysical types with nuclear magnetic resonance experiments data taking into account their lithological characteristics]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2020, vol. 331, no. 9, pp. 186–198. DOI: 10.18799/24131830/2020/9/2822
4. Borisenko S.A., Bogdanovich N.N., Kozlova E.V., Spasennykh M.Iu., Zagranovskaia D.E. Otsenka liofil'nosti porod bazhenovskoi svity metodami adsorbtsii i iadernoi magnitnoi relaksometrii [Estimating lyophilic properties of the Bazhenov formation rocks by adsorption and NMR methods]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2017, no. 3, pp. 12–16. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-3-12-16
5. Vavilin V.A., Kunakasov A.A., Galiev T.R., Sorokina E.V. Effektivnost' primeneniia metoda iaderno-magnitnogo rezonansa pri laboratornykh petrofizicheskikh issledovaniakh kerne i shlama [Effectiveness of the nuclear magnetic resonance method use for core samples and drilling sludge laboratory petrophysical study]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 8, pp. 21–23.

6. Kulyavcev A.V., Fedorov T.V. Rezul'taty opytno-promyshlennykh rabot po ispol'zovaniyu YAMR-relaksometra GeoSpec dlya izmereniya obshchei i effektivnoy poristosti gornykh porod [Results of pilot-industrial works on the use of the GeoSpec NMR-relaxometer to measure the total and effective porosity of rocks]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2017, no. 9, pp. 34-36. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-9-34-36
7. Gil'manov, Ia.I., Salomatina E.N., Nikolaev M.Iu. Opyt OOO "TNNTs" po izucheniiu kerna metodom iadernogo-magnitnogo rezonansa [TNNC experience in NMR core research]. *Nauchno-tehnicheskii vestnik OAO "NK "Rosneft"*, 2014, no. 3, pp. 22-25.
8. Borisenko S.A., Koshkin P.V., Rudakovskaia S.Iu. Otsenka ostatochnoi gazonasyschennosti s ispol'zovaniem tekhnologii iadernoi magnitnoi relaksometrii [Residual gas saturation evaluation using nuclear magnetic relaxationometry]. *Karotazhnik*, 2017, no. 6, pp. 41-50.
9. Dick M.J., Green D., Kenney T., Veselinovic D., Tallarita J., Smith M.A. Quick and simple porosity measurement at the well site. *The International Symposium of the Society of Core Analysts*. Vienna, Austria, 2017, pp. 1-10.
10. Valori A., Nicot B. A review of 60 years of NMR wettability. *International Symposium of the Society of Core Analysts*. Trondheim, Norway, 2018, pp. 1-13.
11. Dick M.J., Veselinovic D., Kenney T., Green D. Measuring relative permeability with NMR. *International Symposium of the Society of Core Analysts*. Trondheim, Norway, 2018, pp. 1-10.
12. Kleinberg R.L., Straley C., Kenyon W.E., Akkurt R., Farooqui S.A. Nuclear Magnetic Resonance of Rocks: T₁ vs T₂. *The 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*. Houston, Texas, the USA, 1993, pp. 553-563. DOI: 10.2118/26470-MS
13. GOST 26450.0-85. Porody gornye. Obshchie trebovaniia k otboru i podgotovke prob dlia opredeleniia kollektorskikh svoistv [GOST 26450.0-85. Mountain breeds. General requirements for sampling and preparation of samples to determine reservoir properties]. Moscow: Izdatel'stvo standartov, 1985, 4 p.
14. OST 39-204-86. Neft. Metod laboratornogo opredeleniia ostatochnoi vodonasyschennosti kollektorov nefi i gaza po zavisimosti nasyshchennosti ot kapillarnogo davleniia [OST 39-204-86. Oil. Method for laboratory determination of residual water saturation of oil and gas reservoirs by dependence of saturation on capillary pressure]. Moscow: Minneftprom, 1986, 24 p.
15. OST 39-180-85. Neft. Metod opredeleniia smachivaemosti uglevodorodsoderzhashchikh porod [OST 39-180-85. Oil. Method for determining the wettability of hydrocarbon-bearing rocks]. Moscow: Minneftprom, 1985, 13 p.
16. Coates G.R., Xiao L., Prammer M.G. NMR Logging. Principles and Applications. Houston: Halliburton Energy Services, 1999, 253 p.
17. Makfi K., Rid Dzh., Zubiretta I. Laboratornye issledovaniia kerna: gid po luchshim praktikam [Lab core research: a guide to best practices]. Ed. M.A. Tugarova. Moscow-Izhevsk: Institut komp'uternykh issledovaniu, 2018, 912 p.
18. Putilov I.S., Raznitsyn A.V. Opredelenie vodorodnogo indeksa rastvorov khlorida natriia razlichnoi mineralizatsii s tsel'iu povysheniia dostovernosti opredeleniia koefitsienta poristosti gornykh porod metodom IaMR [Determination of the hydrogen index of sodium chloride solutions of various mineralization in order to increase the reliability of determining the coefficient of porosity of rocks by NMR]. *Aktualnye problemy osvoeniia mestorozhdenii nefi i gaza priarkhticheskikh territorii Rossii. Materialy vsrossiskoi nauchno-prakticheskoi konferentsii*. Arkhangel'sk, 2019, pp. 118-123.
19. GOST 26450.1-85. Porody gornye. Metod opredeleniia koefitsienta otkrytoi poristosti zhidkostenasyscheniem [GOST 26450.1-85. Mountain breeds. Method for determining the coefficient of open porosity by liquid saturation]. Moscow: Izdatel'stvo standartov, 1985, 8 p.
20. Raznitsyn A.V., Popov N.A. Kompleksnoe opredelenie petrofizicheskikh svoistv produktivnykh otlozhenii metodom IaMR [Comprehensive determination of petrophysical properties of the productive deposits using the NMR method]. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya*, 2020, vol. 19, no. 2, pp. 132-139. DOI: 10.17072/psu.geol.19.2.132
21. Toporkov V.G., Denisenko A.S. Prakticheskoe primeneniie dannykh IaMR dlia otsenki svoistv i struktury porod produktivnykh neftegazonosnykh zalezhei [Practical application of NMR data for the estimation of the properties and structure of the rocks of the producing oil and gas bearing accumulations]. *Karotazhnik*, 2008, no. 12, pp. 162-188.
22. Denisenko A.S. Petrofizicheskoe obespecheniie laboratornykh i skvazhinnykh issledovaniu gornykh porod metodom iadernogo magnitnogo rezonansa v sil'nom magnitnom pole [Petrophysical support of laboratory and borehole studies of rocks by the method of nuclear magnetic resonance in a strong magnetic field]. Ph. D. thesis. Moscow, 2012, 149 p.
23. Shumskaitė M.I. Opredelenie petrofizicheskikh parametrov peschano-glinistykh obraztsov kerna i tipizatsiia plastovykh fluidov metodom IaMR-relaksometrii [Determination of petrophysical parameters of sandy-clay core samples and typing of formation fluids by NMR relaxationometry]. Ph. D. thesis. Novosibirsk, 2017, 136 p.
24. Kenyon W.E. Petrophysical Principles of Application of NMR Logging. *The Log Analyst*, 1997, vol. 38, no. 2, pp. 21-43.
25. Kleinberg R.L. Utility of NMR T₁ Distributions, Connection with Capillary Pressure, Clay Effect, and Determination of the Surface Relaxivity Parameter ρ₂. *Magnetic Resonance Imaging*, 1996, vol. 14, no. 7/8, pp. 761-767. DOI: 10.1016/S0730-725X(96)00161-0
26. Chang D., Vinegar H.J., Morris C., Straley C. Effective Porosity, Productive Fluid and Permeability in Carbonates from NMR Logging. *The SPWLA 35th Annual Logging Symposium*, Tulsa, Oklahoma, the USA, 1994, pp. 1-21.
27. Murtsovkin V.A. Ispol'zovanie multitsethetochnoi kapillarnoi modeli dlia rascheta pronitsaemosti po dannym iadernogo magnitnogo rezonansa [Using a multilattice capillary model to calculate permeability from nuclear magnetic resonance data]. *Kolloidnyi zhurnal*, 2009, vol. 71, no. 5, pp. 685-692.
28. Gudok N.S., Bogdanovich N.N., Martynov V.G. Opredelenie fizicheskikh svoistv neftevodosoderzhashchikh porod [Determination of the physical properties of oil-bearing rocks]. Moscow: OOO "Nedra-Biznesstsentr", 2007, 592 p.
29. Basan P.B., Lowden B.D., Whittler P.R., Attard J.J. Pore-Size Data in Petrophysics: a Perspective on the Measurement of Pore Geometry. *Geological Society, London, Special Publications*, 1997, vol. 122, pp. 47-67. DOI: 10.1144/GSL.SP.1997.122.01.05
30. Borisenko S.A. Smachivaemost' i metody ee opredeleniia dlia slozhnoprostroennykh porod-kollektorov prirodnykh rezervuarov nefi i gaza [Wettability and methods for its determination for complex reservoir rocks of natural oil and gas reservoirs]. Ph. D. thesis. Tver', 2019, 172 p.
31. Volokitin Y., Looyestijn W.J., Slijkerman W.F.J., Hofman J.P. A Practical Approach to Obtain 1st Drainage Capillary Pressure Curves from NMR Core and Log Data. *The International Symposium of the Society of Core Analysts*, 1999, pp. 1-12.
32. Brandimarte F., Eriksson M., Moss A. How to Obtain Primary Drainage Capillary Pressure Curves Using NMR T₂ Distributions in a Heterogeneous Carbonate Reservoir. *The International Symposium of the Society of Core Analysts*, Vienna, Austria, 2017, pp. 1-9.
33. Moss A.K., Benson T., Barrow T. An Investigation into Different Correlation Methods between NMR T₂ Distributions and Primary Drainage Capillary Pressure Curves Using an Extensive Sandstone Database. *The International Symposium of the Society of Core Analysts*, Trondheim, Norway, 2018, pp. 1-12.
34. Gimatudinov Sh.K. Fizika nefianogo i gazovogo plasta [Physics of the oil and gas reservoir]. 2nd ed. Moscow: Nedra, 1971, 312 p.
35. Dobrynin V.M., Vendel'shtein B.Iu., Kozhevnikov D.A. Petrofizika (Fizika gornykh porod) [Petrophysics (Physics of rocks)]. Ed. D.A. Kozhevnikova. 2nd ed. Moscow: FGUP Izdatel'stvo "Neft' i gaz" RGU nefi i gaza imeni I.M. Gubkina, 2004, 368 p.
36. GIT Systems and LithoMatrix User Manual. Green Imaging Technologies. Revision 1.1. Canada, 2018, 178 p.
37. Akhmetov R.T. Gantel'naia model' putnostnogo prostranstva prirodnykh rezervuarov nefi i gaza [Dumbbell-like model of vacuum space of oil and gas natural reservoirs]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiianyykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2011, no. 5, pp. 31-35.
38. Al-Mahrooqi S.H., Grattoni C.A., Moss A.K., Jing X.D. An Investigation of the Effect of Wettability on NMR Characteristics of Sandstone Rock and Fluid Systems. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2003, vol. 39, pp. 389-398. DOI: 10.1016/S0920-4105(03)00077-9
39. Brown R.J.S., Fatt I. Measurements of Fractional Wettability of Oil Fields' Rocks by the Nuclear Magnetic Relaxation Method. *The 31st Annual Fall Meeting of the Petroleum Branch of the American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers*. Los Angeles, the USA, 1956, pp. 1-4. DOI: 10.2118/743-G
40. Zlobin A.A. Sposob opredeleniia smachivaemosti porovoi poverkhnosti porod-kollektorov [Method for determining the wettability of the pore surface of reservoir rocks]. Patent Rossiiskaia Federatsiia no. 2248561 (2005).
41. Zlobin A.A. Sposob opredeleniia smachivaemosti porovoi poverkhnosti neekstragirovannykh porod-kollektorov [Method for determining the wettability of the pore surface of non-extracted reservoir rocks]. Patent Rossiiskaia Federatsiia no. 2305277 (2007).
42. Murtsovkin V.A. Ispol'zovanie metoda iadernogo-magnitnogo rezonansa dlia opredeleniia smachivaemosti gornykh porod [Using nuclear magnetic resonance for evaluation of rock wettability]. *Karotazhnik*, 2016, no. 1, pp. 35-44.
43. Rios E.H., Machado V.F., Santos B.C.C., Trevizan W.A., Compan A.L.M., Cruz D.A., Skinner R., Eler F.M. Carbonate NMR Measurements in a Combined Amott-USBM Wettability Method. *The International Symposium of the Society of Core Analysts*. St. John's, Newfoundland and Labrador, Canada, 2015, pp. 1-7.
44. Guan H., Brougham D., Sorbie K.S., Packer K.J. Wettability Effects in a Sandstone Reservoir and Outcrop Cores from NMR Relaxation Time Distributions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2002, vol. 34, pp. 35-54. DOI: 10.1016/S0920-4105(02)00151-1
45. Looyestijn W., Zhang X., Hebing A. How Can NMR Assess the Wettability of a Chalk Reservoir. *The International Symposium of the Society of Core Analysts*. Vienna, Austria, 2017, pp. 1-12.
46. Rios E., Figueiredo I., Machado V., Compan A., Santos B., Trevizan W. NMR Relaxation Time Dependency on Saturation and Wettability of Carbonate Rocks. *The Society of Exploration Geophysicists Annual Meeting*. Denver, the USA, 2014, pp. 612-617. DOI: 10.1190/segam2014-1663.1
47. Johannesen E.B., Riskedal H., Tipura L., Howard J.J., Graue A. Wettability Characterization by NMR T₂ Measurements in Edwards Limestone Rock. *The International Symposium of the Society of Core Analysts*. Calgary, Canada, 2007, pp. 1-12.
48. Tandon S., Rostami A., Heidari Z. A New NMR-Based Method for Wettability Assessment in Mixed-Wet Rocks. *The SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas, the USA, 2017, P. 1-15. DOI: 10.2118/187373-MS
49. Looyestijn W., Hofman J. Wettability-Index Determination by Nuclear Magnetic Resonance. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 2006, vol. 9, pp. 146-153. DOI: 10.2118/93624-PA
50. Borgia G.C., Fantazzini P., Mesini E. Wettability Effects on Oil-Water-Configurations in Porous Media: a Nuclear Magnetic Resonance Relaxation Study. *Journal of Applied Physics*, 1991, vol. 70, pp. 7623-7625. DOI: 10.2118/93624-PA
51. Fleury M., Deflandre F. Quantitative Evaluation of Porous Media Wettability Using NMR Relaxometry. *Magnetic Resonance Imaging*, 2003, vol. 21, pp. 385-387. DOI: 10.1016/S0730-725X(03)00145-0
52. Tao L., Guo J., Zhou X., Gayubov A., Kitaeva A., Chen C. A New Mixed Wettability Evaluation Method for Longmaxi Formation Shale in the South of the Sichuan Basin, China. *The SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia, 2019, pp. 1-10. DOI: 10.2118/196931-MS
53. Sauerer B., Valori A., Krinis D., Abdallah W. NMR Wettability of Carbonate Reservoir Cores: Best Practices. *The SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*. Manama, Bahrain, 2019, pp. 1-17. DOI: 10.2118/194938-MS
54. Dick M.J., Veselinovic D., Green D. Spatially Resolved Wettability Measurements Using NMR Wettability Index. *The International Symposium of the Society of Core Analysts*, Trondheim, Norway, 2018, pp. 1-12. DOI: 10.1051/e3sconf/20198903001
55. Dick M.J., Veselinovic D., Green D., Scheffer-Villarreal A., Bonnie R.J.M., Kelly S., Bower K. NMR Wettability Index Measurements on Unconventional Samples. *The Unconventional Resources Technology Conference*. Denver, Colorado, the USA, 2019, pp. 1-11. DOI: 10.15530/urtec-2019-604
56. Washburn K.E., Birdwell J.E. A New Laboratory Approach to Shale Analysis Using NMR Relaxometry. *The Unconventional Resources Technology Conference*. Denver, Colorado, the USA, 2013, pp. 1-8. DOI: 10.1190/urtec2013-181
57. Howard J.J. Quantitative Estimates of Porous Media Wettability from Proton NMR Measurements. *Magnetic Resonance Imaging*, 1998, vol. 16, no. 5/6, pp. 529-533. DOI: 10.1016/S0730-725X(98)00060-5

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад автора 100 %.