



**РЕЛАКСАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБРАЗЦОВ КЕРНА
НА ПРИМЕРЕ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЫ:
БАЗА ДАННЫХ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПО ЯМР-ДАНЫМ**

М.И. Шумскайте, П.А. Ян, Н.А. Голиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,

630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,

e-mail: ShumskaiteMI@ipgg.sbras.ru

Создана база данных релаксационных характеристик образцов керна параметрической скважины, включающая их основные петрофизические параметры, ЯМР-сигнал и результаты его обработки и интерпретации. Выполнен сопоставительный анализ полученных данных с результатами литолого-стратиграфического анализа. На примере параметрической скважины показано, что по ЯМР-данным можно оперативно получить информацию о распределении фильтрационно-емкостных свойств образцов керна как по разрезу в целом, так и отдельно по каждой свите.

База данных, интервал отбора, образец керна, релаксационные характеристики, фильтрационно-емкостные свойства

**RELAXATION CHARACTERISTICS OF CORE SAMPLES ON THE EXAMPLE OF PARAMETRIC WELL:
DATABASE OF FORMATION PROPERTIES BY NMR-DATA**

M.Y. Shumskayte, P.A. Yan, N.A. Golikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Koptug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,

e-mail: ShumskaiteMI@ipgg.sbras.ru

The database of relaxation characteristics of core samples from the parametric well was created. It includes their main petrophysical parameters, the NMR signal and the results of its processing and interpretation. A comparative analysis of the obtained data with the results of lithological and stratigraphic analysis was carried out. Using the example of a parametric well, it is shown that NMR data can be used to quickly obtain information on the distribution of reservoir properties of core samples both along the section as a whole and separately for each suite.

Data base, coring interval, core sample, relaxation characteristics, formation properties

ВВЕДЕНИЕ

Одна из основных задач большинства лабораторных петрофизических исследований керна – определение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов. Стандартные методы исследования зачастую приводят к частичному или полному разрушению образцов керна, к тому же этот процесс может занимать длительное время. В связи с этим все чаще возникает необходимость поиска альтернативных методов исследования керна, таких как, например, импульсная ЯМР-релаксометрия. Она позволяет

экспрессно и без механического воздействия получать качественную и количественную информацию о структуре порового пространства и типе насыщающего флюида.

Метод ЯМР основан на регистрации спада сигнала ядерной намагниченности водородосодержащего образца и позволяет определять общую и эффективную пористость, проницаемость, распределение по временам поперечной релаксации, которое напрямую связано с распределением пор по размерам, вязкость и компонентный состав изучаемого флюида. Начальная амплитуда ЯМР-сигнала (релаксационной кривой) соответствует ЭДС в катушке и пропорциональна количеству ядер водорода в исследуемом образце, которое затем пересчитывается в общую ЯМР-пористость. Определение пористости керна – ключ к определению других характеристик, важных для геологоразведки. ЯМР-пористость (общая, эффективная и связанная с глинами) – основной результат измерения, она не зависит от матрицы породы и содержит информацию о распределении пустотного пространства. Ранние поколения приборов ЯМР не могли регистрировать сигнал от микропор из-за ограниченных технических возможностей, и тогда измеренную пористость называли «эффективной» [Померанцев и др., 1972; Фаррар, Беккер, 1973]. Современные приборы регистрируют времена релаксации от всех флюидов в поровом пространстве и измеряемую пористость называют «общей» или «суммарной» [Coates et al., 2001; Джафаров и др., 2002]. Доля общей пористости, приходящейся на свободный флюид и связанную воду, определяется делением площади, ограниченной кривой распределения времени поперечной релаксации T_2 , на две области, разграниченные определенной величиной, – временем отсечки $T_{2,гр}$. Обоснование граничных значений времени поперечной релаксации позволяет решать задачу определения всех основных объемных характеристик коллектора: общей и эффективной пористости, объемного содержания капиллярно-связанной воды и воды, связанной с глинами [Аксельрод, 1999, 2003].

Основная задача обработки и интерпретации релаксационной кривой сводится к обратному преобразованию ЯМР-сигнала в распределение времен продольной и/или поперечной релаксации (T_1/T_2) [Абрагам, 1963; Аксельрод, 1990; Dunn et al., 2002]. Эта процедура сводится к решению интегрального уравнения Фредгольма 2-го рода:

$$\int_{T_{\min}}^{T_{\max}} e^{-\frac{t}{T_2}} z(T_2) dT_2 = f(t),$$

где T_2 , $T_{2\min}$ и $T_{2\max}$ – время поперечной релаксации, минимальное и максимальное значения (мс); t – время воздействия постоянного магнитного поля (с); $z(T_2)$ – функция дифференциального распределения амплитуд сигнала по временам поперечной релаксации; $f(t)$ – ЯМР-сигнал.

Решение обратной задачи осуществляется методом регуляризации Тихонова [Тихонов и др., 1990]. Полученный спектр времен поперечной релаксации в дальнейшем анализируется и используется для количественной и качественной интерпретации [Шумская, Глинских, 2016; Тураханов и др., 2017; Шумская и др., 2017; Turakhanov et al., 2020; Мезин и др., 2021].

В общем случае в релаксации флюидов, находящихся в поровом пространстве, участвуют три процесса: объемная релаксация (в поровых флюидах), поверхностная (на поверхности зерен) и вызванная диффузией (при наличии градиента магнитного поля). Все три процесса действуют одновременно и

времена T_1 и T_2 можно представить в виде их суммы. Поверхностная релаксация и релаксация, вызванная диффузией, описываются выражениями:

$$\frac{1}{T_{1,2\text{ surface}}} = \rho_{1,2} \left(\frac{S}{V} \right)_{\text{pore}},$$

$$\frac{1}{T_{2\text{ diffusion}}} = \frac{D (\gamma G TE)^2}{12},$$

где ρ – поверхностная релаксивность (мкм/мс), S – площадь поры (мкм²), V – объем поры (мкм³), D – коэффициент молекулярной диффузии (см²/с), γ – гиромагнитное отношение протона, G – градиент магнитного поля (Гаусс/см), TE – интервал между эхо-импульсами, используемый в цикле CPMG (мс).

Структура порового пространства является одним из важнейших факторов при определении ФЕС пород-коллекторов. По данным многих исследователей, распределение по временам поперечной релаксации T_2 может быть пересчитано в распределение пор по размерам. Эти результаты хорошо согласуются с данными капилляриметрии [Kleinberg, 1994]. Два основных фактора определяют величину как продольной T_1 , так и поперечной T_2 релаксации породы, полностью насыщенной водой. Один из них – это отношение поверхности пор S к их объему V , второй – поверхностная релаксивность (релаксационная активность, англ. relaxivity) ρ – параметр, характеризующий способность скелета влиять на скорость релаксации примыкающей к ней жидкости [Kenyon, 1992; Аксельрод, 1999].

А.С. Денисенко в своих работах [Денисенко, 2012; Колесов и др., 2014] доказывает, что при условии полного насыщения коллектора водой времена релаксации $T_{1,2}$ пропорциональны размеру пор. Качественным подтверждением прямой зависимости времен релаксации и размеров пор является изучение водонасыщенности и распределения воды в поровом пространстве частично насыщенных пород. При этом по мере уменьшения содержания воды в породе спектр ЯМР теряет наибольшие времена релаксации. Это указывает на то, что вытеснение воды происходит в первую очередь из наиболее крупных пор.

Проницаемость пласта – один из наиболее важных параметров для достоверной оценки запасов коллектора. Точность расчета проницаемости по данным ЯМР определяется сопоставлением теоретических и экспериментальных моделей. В наиболее распространенных зависимостях используется четвертая степень пористости ϕ^4 .

Со времени работ I. Kozeny [Kozeny, 1927] для определения коэффициента проницаемости пород было предложено множество зависимостей. В практике определения коэффициента проницаемости по данным ЯМР чаще всего используют две математические модели. Оба эти подхода хорошо коррелируют с результатами лабораторных исследований на 100 % водонасыщенных образцах. Одну из них предложил G. Coates, согласно этой модели, коэффициент проницаемости $k_{пр}$ (мД) выражается через общую пористость k_p , эффективную пористость $k_{п\text{ эфф}}$ и долю пористости, занятую связанной водой $k_{п\text{ связ}}$ (отн. ед.):

$$k_{пр} = C_1 k_p^4 \left(\frac{k_{п\text{ эфф}}}{k_{п\text{ связ}}} \right)^2.$$

Другая модель, содержащая среднее логарифмическое времени поперечной релаксации (T_{2LM}), предложена W. Kenyon [Kenyon, 1992]:

$$k_{np} = C_2 k_n^4 T_{LM}^2.$$

В этих моделях коэффициенты C_1 и C_2 являются калибровочными и изменяются в широком диапазоне и существенно зависят от литологии [Coates, 2001; Джафаров, 2002]. В настоящей работе для определения коэффициента проницаемости используется модель, предложенная G. Coates. При этом модель W. Кенуон перестает работать при наличии УВ, так как величина $T_{2\text{плс}}$ зависит не только от размеров пор, но и от свойств внутривещного флюида. В некоторых работах показано, что сопоставление коэффициента проницаемости по данным ЯМР и результатам капилляриметрии позволяет точнее определять время отсечки $T_{2\text{гр.}}$, с использованием которого можно идентифицировать содержание флюида в порах разного размера и описать его свойства.

В настоящей работе выполнены исследования более 100 образцов ядра юрских и меловых нефтегазоносных комплексов, а также кровли доюрского основания. На основании полученных результатов создана база данных релаксационно-петрофизических параметров ядра параметрической скважины Западно-Тымская № 1.

ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА И МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования являются мезозойские отложения, представленные в разрезе параметрической скважины Западно-Тымская № 1. Скважина, расположенная на север-западе Томской области в зоне сочленения Усть-Тымской мегавадины и Александровского свода, вскрыла полный разрез юрских и меловых нефтегазоносных комплексов, а также кровлю доюрского основания (рис. 1).

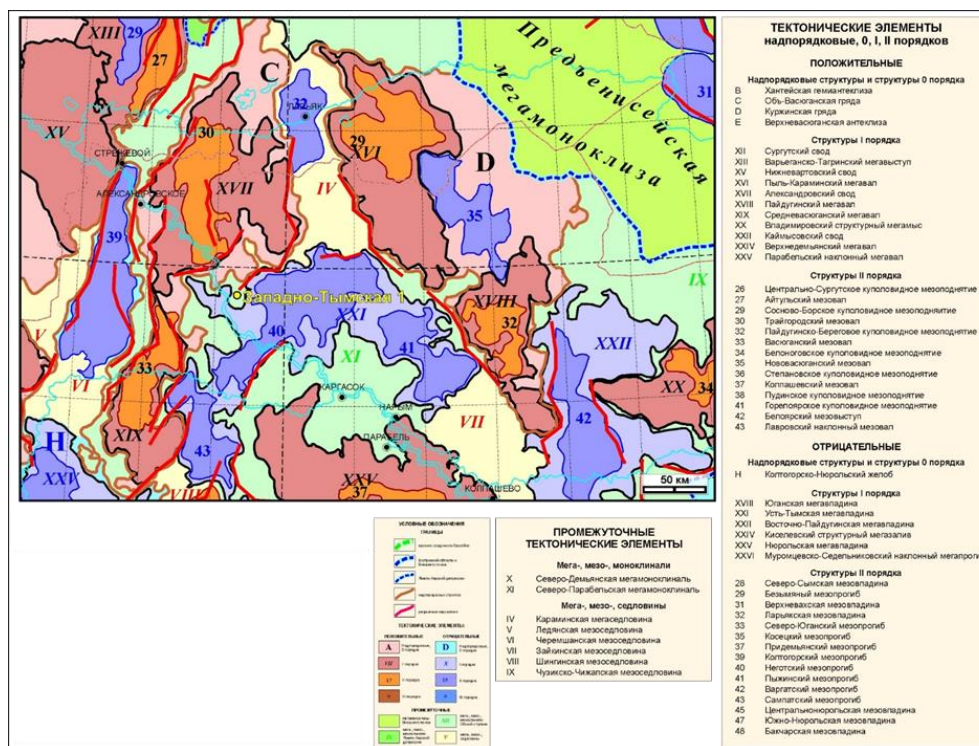


Рис. 1. Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, под ред. А.Э. Контаровича [Беляев и др., 2001]

Керном в разной степени охарактеризованы тарская (20 образцов керна, нижний валанжин, интервал 2220–2268.6 м), куломзинская (1 образец керна, берриас-нижний валанжин, интервал 2299–2309 м), наунакская (8 образцов керна, келловей-оксфорд, интервал 2644–2673 м), тюменская (39 образцов керна, байос-бат, интервал 2700–3006 м), салатская (35 образцов керна, нижний тоар-аален, интервал 3050–3134 м), тогурская (2 образца керна, нижний тоар, интервал 3136.5–3174.6 м) и урманская (1 образец керна, геттанг-плинсбах, интервал 3174.6–3210.7 м) свиты (рис. 2).

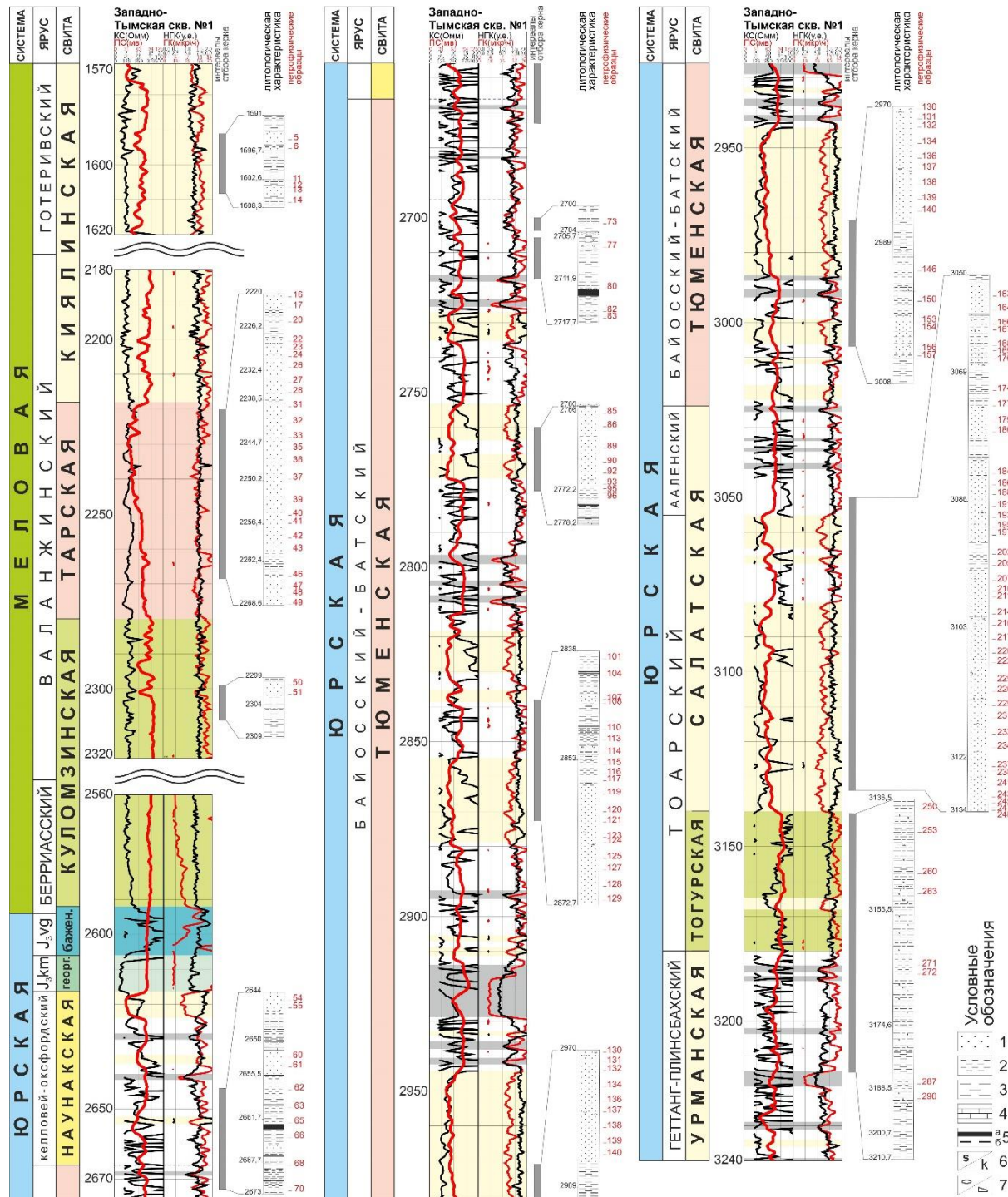


Рис. 2. Отбор образцов на петрофизические исследования в юрско-меловом разрезе, вскрытом скважиной Западно-Тымская № 1. Условные обозначения: 1 – песчаник; 2 – алевролит; 3 – аргиллит; 4 – карбонатные породы; 5а – угли, 5б – углистые аргиллиты; 6 – сидерит/кальцит; 7 – гальки/интракласты

Из керна скважины изготавливались образцы цилиндрической формы. Перед исследованиями из их порового пространства удалялся битумоид путем горячей экстракции хлороформом. Затем образцы сушились до постоянного веса. Коэффициенты пористости (K_p) и проницаемости ($K_{пр}$) классическими методами определялись по гелию на установке AP-608 (CORETEST SYSTEM, INC.). Перед исследованиями методом ЯМР образцы насыщались моделью пластовой воды с минерализацией 6 г/л. ЯМР-измерения проводились на релаксметре «МСТ-05» с рабочей частотой 2.2 МГц и величиной магнитного поля 0.05 Тл [Муравьев, Долманский, 2010].

РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ЯМР-ИССЛЕДОВАНИЙ

В результате проведенных экспериментальных исследований собрана база данных релаксационных характеристик образцов керна параметрической скважины Западно-Тымская № 1, включающая геометрические размеры образцов, коэффициенты пористости и проницаемости, среднее логарифмическое время поперечной релаксации, доли свободного и связанного флюида, фотографию водонасыщенного образца, файл с параметрами эксперимента и релаксационной кривой, распределение по временам поперечной релаксации и краткий отчет о результатах ЯМР-измерения каждого образца (рис. 3).

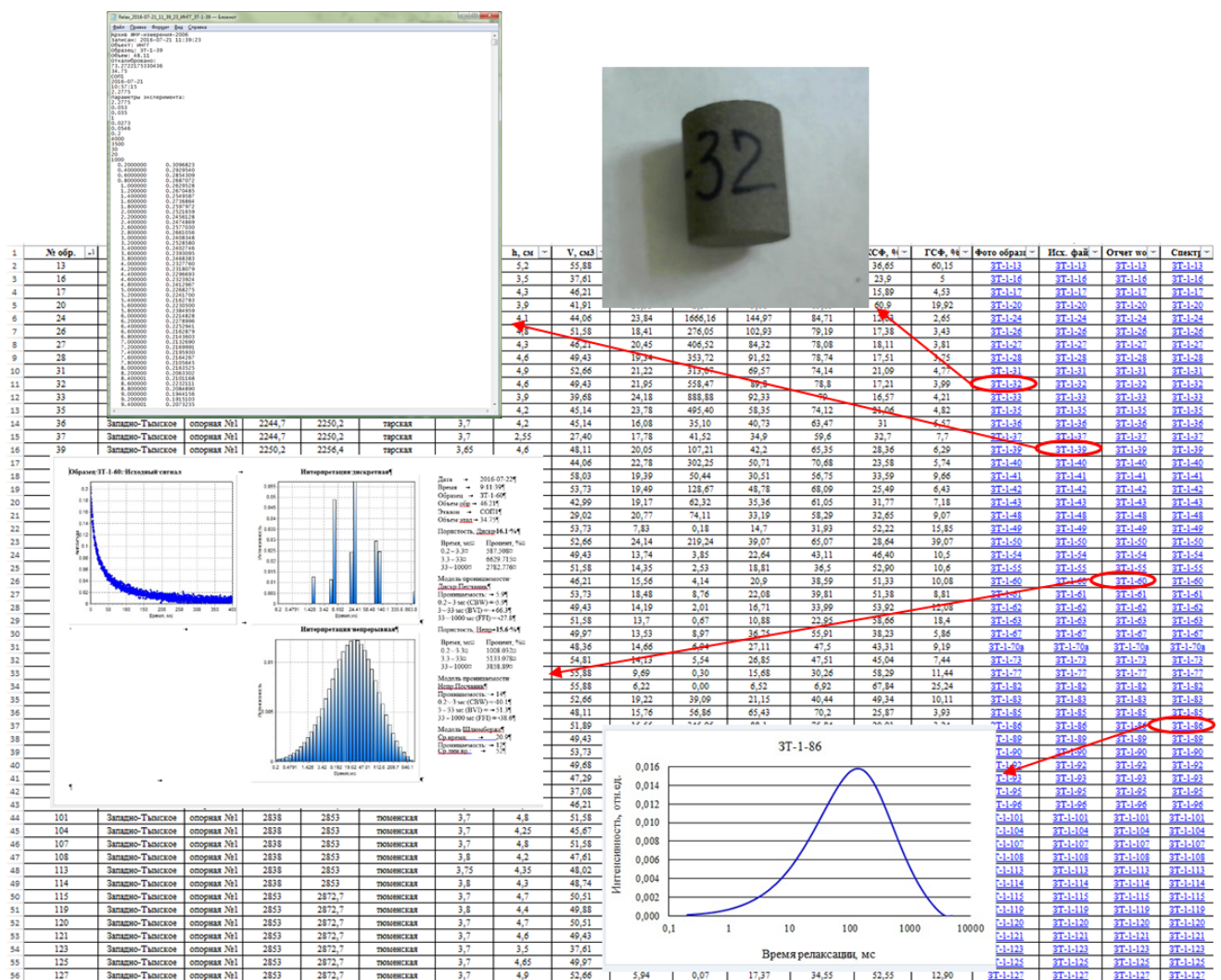


Рис. 3. Хранение и доступ к данным

Согласно полученной базе данных значения K_p и $K_{пр}$ меняются в диапазоне 3–25 % со средним значением 12 % и 10^{-2} – 10^3 мД со средним значением 70 мД соответственно. Среднее время поперечной релаксации (T_{2cp}) меняется в диапазоне 2–150 мс со средним значением 30 мс, доля свободного флюида составляет 1–85 % со средним значением 44 %. При этом большая часть образцов характеризуются значениями $K_p=10$ –15 %, $K_{пр}=0.1$ –10 мД и $T_{2cp}=10$ –30 мс (рис. 4).

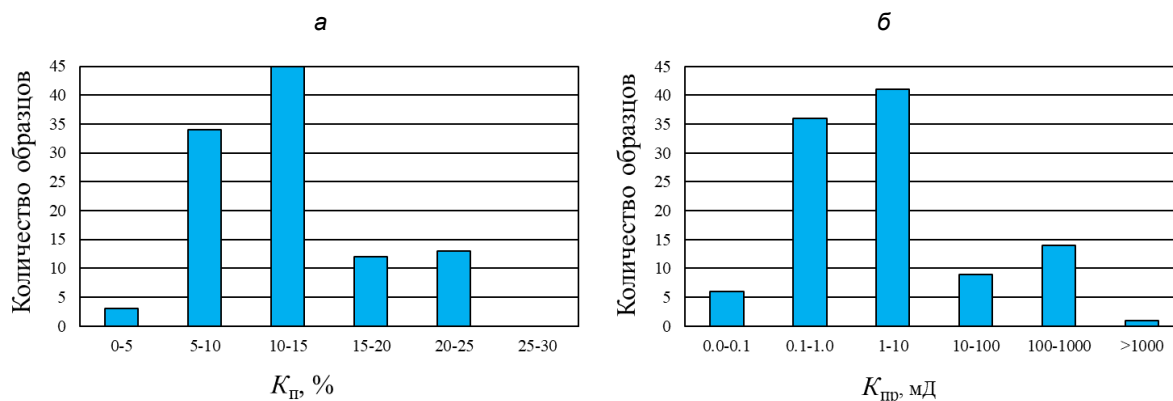


Рис. 4. Гистограмма распределения значений коэффициентов пористости (а) и проницаемости (б)

Были получены зависимости времени поперечной релаксации от пористости и проницаемости. При этом связь T_2 – K_p слабая, тогда как связь T_2 – $K_{пр}$ – надежная, поскольку время поперечной релаксации напрямую зависит от размера поровых каналов, которые в свою очередь зависят от состава обломочной части пород, от типа и количества цементирующего материала. Для установления более надежной корреляционной связи коэффициента пористости и времени поперечной релаксации необходимо использовать данные гранулометрического и минералого-петрографического анализов.

Установлены надежные корреляционные связи K_p – K_p , $K_{пр}$ – $K_{пр}$ и K_p – $K_{пр}$ для данных, полученных стандартными петрофизическими методами, и по ЯМР-данным (рис. 5). Отметим, что в корреляционной связи K_p – $K_{пр}$ не учитывались образцы со значениями проницаемости меньше 0,1 мД. При этом относительная погрешность определения коэффициента пористости по ЯМР-данным относительно стандартного метода составляет 6.5 %, погрешность определения проницаемости – 30.2 %. Погрешность в определении проницаемости объясняется тем, что в модели Coates используются доли свободного и связанного флюида, которые существенно зависят от выбора времени отсечки $T_{2гр}$.

На рисунке 5, в показана связь K_p – $K_{пр}$ для данных, полученных методом ЯМР. Аналогичную связь с коэффициентом аппроксимации $R^2=0.84$ получаем и для данных, полученных стандартными петрофизическими методами.

Наблюдается корреляция ФЕС с распределением исследуемых образцов керна по свитам, которая указывает на уменьшение коэффициента пористости песчано-алевритовых пород с глубиной вследствие уплотнения и катагенетических преобразований (рис. 6). Это позволяет проводить оперативное сопоставление петрофизических данных, полученных методом ЯМР, с результатами литолого-стратиграфического анализа и в первом приближении прогнозировать информацию о фильтрационно-емкостных свойствах керна.

Полученная база данных релаксационных характеристик образцов керна может быть использована для оценки фильтрационно-емкостных свойств аналогичных коллекторов, для установления корреляционных связей данных по керну и каротажу.

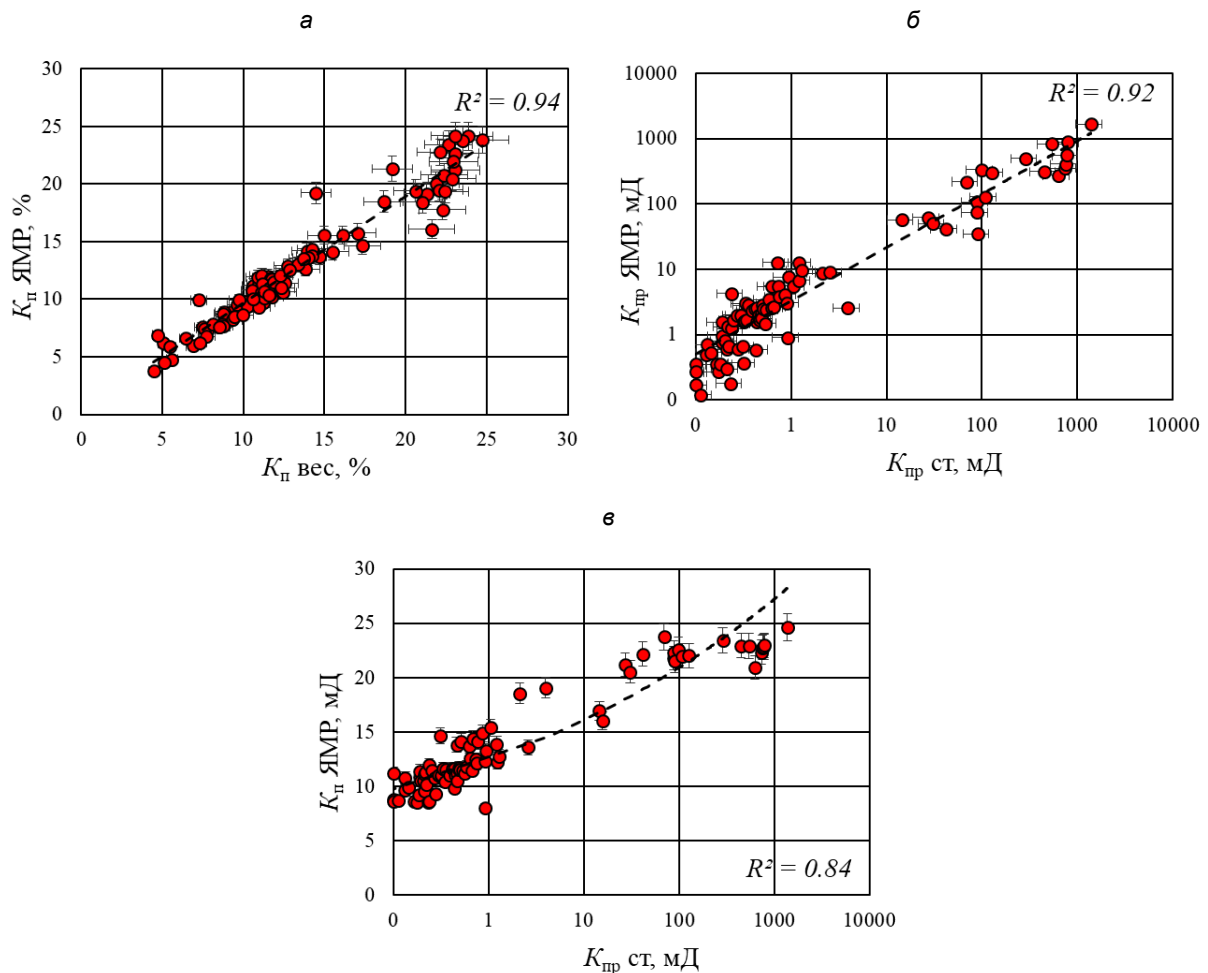


Рис. 5. Корреляционные связи $K_{пр}$ – $K_{пр}$ (а), $K_{пр}$ – $K_{пр}$ (б), $K_{пр}$ – $K_{пр}$ (в)

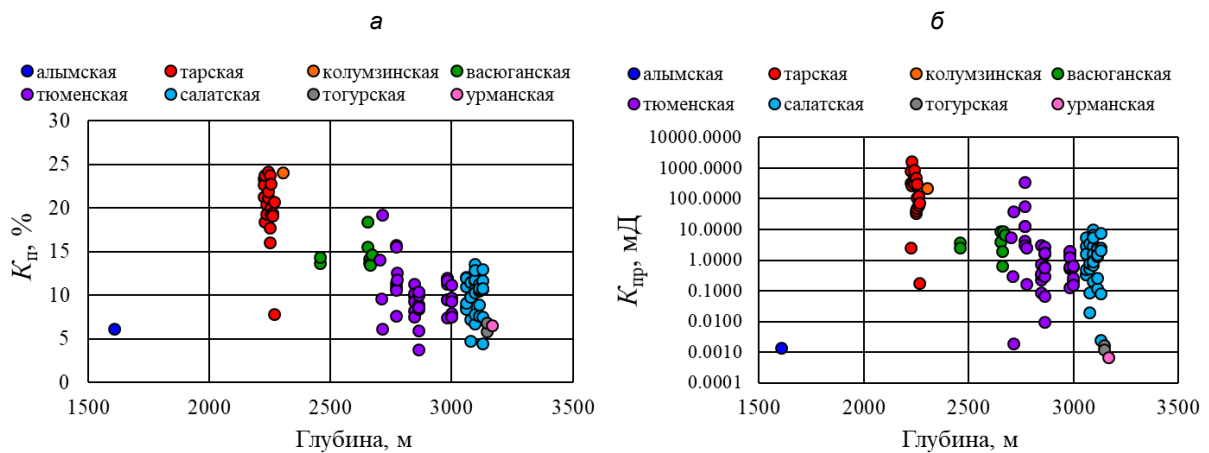


Рис. 6. Распределение значений коэффициентов пористости (а) и проницаемости (б) по свитам в зависимости от глубины

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Собрана база данных релаксационных характеристик образцов керн параметрической скважины Западно-Тымская № 1, включающая их основные петрофизические параметры, ЯМР-сигнал и результаты его интерпретации.

На примере параметрической скважины Западно-Тымская № 1 показано, что по ЯМР-данным можно оперативно получить информацию о распределении фильтрационно-емкостных свойств образцов керн

как по разрезу в целом, так и отдельно по каждой свите. Основные преимущества ЯМР-метода заключаются в оперативности получения характеристик структуры порового пространства, хорошей сходимости результатов ЯМР-релаксометрии с классическими лабораторными методами, возможности использовать метод для образцов неправильной формы, кроме того метод является неразрушающим, что позволяет использовать образцы для исследований другими методами и вовлекать ЯМР-релаксометрию в комплекс стандартных лабораторных исследований керна.

Исследование выполнено в рамках проекта ФНИ FWZZ-2022-0026.

ЛИТЕРАТУРА

- Абрагам А.** Ядерный магнетизм. – М.: Иностранная литература, 1963. – 551 с.
- Аксельрод С.М.** Ядерный магнитный резонанс в нефтегазовой геологии и геофизике – М.: Недра, 1990. – 192 с.
- Аксельрод С.М.** Петрофизическое обоснование ЯМР в поле постоянных магнитов. Методология и результаты лабораторных исследований ЯМР-свойств пород // Каротажник. – 1999. – № 59. – С. 28–46.
- Аксельрод С.М.** Ядерно-магнитные методы при изучении фильтрационных и емкостных свойств карбонатных коллекторов // Каротажник. – 2003. – № 110. – С. 8–37.
- Денисенко А.С.** Петрофизическое обеспечение ядерно-магнитного каротажа при разведке нефтегазовых месторождений // Каротажник. – 2012. – № 213 (3). – С. 66–82.
- Джафаров И.С., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф.** Применение метода ядерного магнитного резонанса для характеристики состава и распределения пластовых флюидов. – М.: Химия, 2002. – 439 с.
- Колесов В.А., Киселев В.М., Назаров Д.В., Чашков А.В., Николаев М.Ю.** Расчет коэффициента остаточного водонасыщения коллекторов Восточной Сибири по данным ядерно-магнитного каротажа // Каротажник. – 2014. – № 242 (8). – С. 50–58.
- Мезин А.А., Шумская М.И., Чернова Е.С., Бурухина А.И.** Физико-химические свойства нефти месторождений Восточной и Западной Сибири: комплексное изучение методами диэлектрической спектроскопии и ЯМР-релаксометрии // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – № 332 (2). – С. 106–115.
- Муравьев Л.А., Доломанский Ю.К.** Программное обеспечение ЯМР-релаксометра // Уральский геофизический вестник. – 2010. – № 1 (16). – С. 33–39.
- Померанцев Н.М., Рыжков В.М., Скроцкий Г.В.** Физические основы квантовой магнитометрии. – М.: Наука, 1972. – 448 с.
- Тихонов А.Н., Гончарский А.В., Степанов В.В., Ягола А.Г.** Численные методы решения некорректных задач. – М.: Недра, 1990. – 232 с.
- Тураханов А.Х., Глинских В.Н., Каширцев В.А., Фурсенко Е.А., Шумская М.И.** Применение ядерного магнитного резонанса – релаксометрии для экспресс-исследования реологических свойств и группового состава нефти и конденсата // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – № 12 (3). – 15 с.
- Фаррар Т., Беккер Э.** Импульсная и Фурье-спектроскопия ЯМР. – М.: Мир, 1973. – 165 с.
- Шумская М.И., Глинских В.Н.** Экспериментальное исследование зависимости ЯМР-характеристик от удельной поверхности и удельного электрического сопротивления песчано-алеврито-глинистых образцов // Геология и геофизика. – 2016. – № 57 (10). – С. 1911–1918.

- Шумская М.И., Глинских В.Н., Бортникова С.Б., Харитонов А.Н., Пермиков В.С.** Лабораторное изучение жидкостей, выносимых из скважин, методом ЯМР-релаксометрии // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – № 328 (2). – С. 59–66.
- Coates G., Xiao L., Prammer M.** NMR logging. Principles and application. – Houston: Halliburton energy Services, 2001. – 342 p.
- Dunn K.J., Bergman D.J., LaTorracca G.A.** Nuclear magnetic resonance. Petrophysical and logging application. – London: PERGAMON, 2002. – 294 p.
- Kenyon W.E.** Nuclear magnetic Resonance as a petrophysical measurements // Nuclear geophysics. – 1992. – Vol. 6 (2). – P. 153–171.
- Kleinberg R.L.** Pore size distribution. Pore coupling, and transverse relaxation spectra of porous rocks // Magnetic Resonance Imaging. – 1994. – Vol. 12 (2). – P. 271–274, doi: 10.1016/0730-725X(94)91534-2.
- Kozeny I.** Über kapillare leitend des wassers im bodem. – Sitzungsber. Akad. Wiss., 1927. – Bd. 136. – Adt. 11a. – P. 271–306.
- Turakhanov A.H., Shumskayte M.Y., Ildyakov A.V., Manakov A.Y., Smirnov V.G., Glinskikh V.N., Duchkov A.D.** Formation of methane hydrate from water sorbed by anthracite: An investigation by low-field NMR relaxation. – Fuel. – 2020. – Vol. 262. – P. 1–6, doi: 10.1016/j.fuel.2019.116656.

REFERENCES

- Abragam A.** The principles of nuclear magnetism. – Clarendon Press, Oxford, 1962. – 599 p.
- Axelrod S.M.** Nuclear magnetic resonance in oil and gas geology and geophysics. – Nedra, Moscow, 1990. – 192 p.
- Axelrod S.M.** Petrophysical substantiation of NML in the field of permanent magnets. Methodology and results of laboratory studies of NMR properties of rocks // Karotazhnik. – 1999. – Vol. 59. – P. 28–46.
- Axelrod S.M.** Nuclear-magnetic methods in studying the filtration and capacitance properties of carbonate reservoirs // Karotazhnik. – 2003. – Vol. 110. – P. 8–37.
- Coates G., Xiao L., Prammer M.** NMR logging. Principles and application. –Halliburton energy Services, Houston, 2001. – 342 p.
- Denisenko A.S.** Petrophysical support of nuclear magnetic logging in the exploration of oil and gas fields // Karotazhnik. – 2012. – Vol. 213 (3). – P. 66–82.
- Dunn K.J., Bergman D.J., LaTorracca G.A.** Nuclear magnetic resonance. Petrophysical and logging application. – PERGAMON, London, 2002. – 294 p.
- Dzhafarov I.S., Syngaevsky P.E., Khafizov S.F.** Application of the method of nuclear magnetic resonance to characterize the composition and distribution of reservoir fluids. – Chemistry, Moscow, 2002. – 439 p.
- Farrar T., Becker E.** Pulsed and Fourier NMR spectroscopy. – Mir, Moscow, 1973. – 165 p.
- Kenyon W.E.** Nuclear magnetic Resonance as a petrophysical measurements // Nuclear Geophysics. – 1992. – Vol. 6 (2). – P. 153–171.
- Kleinberg R.L.** Pore size distribution. Pore coupling, and transverse relaxation spectra of porous rocks // Magnetic Resonance Imaging. – 1994. – Vol. 12 (2). – P. 271–274, doi: 10.1016/0730-725X(94)91534-2.
- Kolesov V.A., Kiselev V.M., Nazarov D.V., Chashkov A.V., Nikolaev M.Yu.** Calculation of the coefficient of residual water saturation of reservoirs in Eastern Siberia according to nuclear magnetic logging // Karotazhnik. – 2014. – Vol. 242 (8) – P. 50–58.

- Kozeny I.** Über kapillare leitung des wassers im bodem // Sitzungsber. Akad. Wiss. – 1927. – Bd. 136. – Adt. 11a. – P. 271–306.
- Mezin A.A., Shumskayte M.Y., Chernova E.S., Burukhina A.I.** Physical/chemical properties of oil from Eastern and Western Siberia deposits: integrated study by dielectric spectroscopy and NMR relaxometry methods // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. – 2021. – Vol. 332 (2). – P. 106–115.
- Murav'ev L.A., Dolomansky Yu.K.** Software of the NMR relaxometry // Ural Geophysical Gazette. – 2010. – Vol. 1 (16). – P. 33–39.
- Pomerantsev N.M., Ryzhkov V.M., Skrotsky G.V.** Physical foundations of quantum magnetometry. – Nedra, Moscow, 1972. – 448 p.
- Shumskayte M.Y., Glinskikh V.N.** Relation of NMR parameters with specific surface and resistivity of shaly sandstone and siltstone samples: experimental study // Russian Geology and Geophysics. – 2016. – Vol. 57 (10) – P. 1509–1514, doi: 10.1016/j.rgg.2016.01.019.
- Shumskayte M.Y., Glinskikh V.N., Bortnikova S.B., Kharitonov A.N., Permyakov V.S.** NMR relaxometry laboratory study of fluids taken from boreholes // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. – 2017. – Vol. 328 (2). – P. 59–66.
- Tikhonov A.N., Goncharsky A.V., Stepanov V.V., Yagola A.G.** Numerical methods for solving ill-posed problems. – Nedra, Moscow, 1992. – 232 p.
- Turakhanov A.K., Glinskikh V.N., Kashirtsev V.A., Fursenko E.A., Shumskayte M.I.** The application of the magnetic resonance relaxometry method to express-study of rheological properties and composition of oil and gas condensate // Oil and gas geology. Theory and practice. – 2017. – Vol. 12 (3). – P. 1–15.
- Turakhanov A.H., Shumskayte M.Y., Ildyakov A.V., Manakov A.Y., Smirnov V.G., Glinskikh V.N., Duchkov A.D.** Formation of methane hydrate from water sorbed by anthracite: An investigation by low-field NMR relaxation. – Fuel. – 2020. – Vol. 262. – P. 1–6, doi: 10.1016/j.fuel.2019.116656.

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

ШУМСКАЙТЕ Мария Йоновна – кандидат технических наук, старший научный сотрудник. Область научных интересов: ядерный магнитный резонанс, петрофизические параметры пород-коллекторов, физико-химические свойств пластовых флюидов, релаксационные характеристики газовых гидратов, бурового шлама и образцов с искусственной пористостью.

ЯН Петр Александрович – кандидат геолого-минералогических наук, доцент, заведующий лабораторией. Область научных интересов: седиментология, литология, мезозойские осадочные бассейны Сибири.

ГОЛИКОВ Никита Александрович – кандидат технических наук, старший научный сотрудник. Область научных интересов: исследования горных пород для обоснования интерпретации данных скважинной геофизики.

Статья поступила в редакцию 2 сентября 2022 г.,
принята к публикации 17 ноября 2022 г.