Оригинальная статья / Original article УДК 550.8.055:550.8.014 DOI: http://dx.doi.org/10.21285/2686-9993-2020-43-3-364-374



Фильтрационно-емкостные свойства бурового шлама по данным ядерно-магнитной резонансной релаксометрии и диэлектрической спектроскопии

© А.А. Мезин^а, М.Й. Шумскайте^ь, В.Н. Глинских^с, Н.А. Голиков^d, Е.С. Чернова^е

^{а-d}Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, Россия «Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Резюме: Цель описанного исследования заключалась в расширении возможностей применения методов ядерномагнитной резонансной релаксометрии и диэлектрической спектрометрии на примере совместной интерпретации данных этих методов для оперативного получения дополнительной петрофизической информации о свойствах и структуре порового пространства бурового шлама. Актуальность работы обусловлена тем, что данные, полученные на буровом шламе при помощи комплекса этих методов, могут использоваться в качестве опорной (начальной) информации при интерпретации данных геофизических исследований скважин до проведения детальных петрофизических исследований керна или при его отсутствии в интервале отбора. Объектом исследования служили образцы бурового шлама с месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на предмет определения их фильтрационно-емкостных свойств при насыщении разными флюидами методами импульсной ядерномагнитной резонансной релаксометрии и диэлектрической спектрометрии. В рамках экспериментальных исследований выполнены ядерно-магнитные резонансные измерения образцов керна разной степени дискретизации для определения их фильтрационно-емкостных свойств в зависимости от степени измельчения. Показано, что результаты не зависят от размерности частиц измеряемого образца и согласуются с результатами стандартных петрофизических исследований. Установлены зависимости пористости от типа насыщающего флюида. На основе данных метода диэлектрической спектроскопии определено значение комплексной диэлектрической проницаемости образцов, которое показывает, как изменяется степень насыщения в зависимости от флюида и что происходит в поровом пространстве. Совместная интерпретации результатов данных этих двух методов позволяет получить дополнительную информацию о фильтрационно-емкостных свойствах бурового шлама и использовать ее в качестве априорной информации о свойствах пласта-коллектора.

Ключевые слова: буровой шлам, комплексная диэлектрическая проницаемость, релаксационные характеристики, фильтрационно-емкостные свойства, ядерно-магнитный резонанс

Информация о статье: поступила в редакцию 06 июля 2020 г.; поступила после рецензирования и доработки 03 августа 2020 г.; принята к публикации 01 сентября 2020 г.

Для цитирования: Мезин А.А., Шумскайте М.Й., Глинских В.Н., Голиков Н.А., Чернова Е.С. Фильтрационно-емкостные свойства бурового шлама по данным ядерно-магнитной резонансной релаксометрии и диэлектрической спектроскопии. *Науки о Земле и недропользование.* 2020. Т. 43. № 3. С. 364–374. https://doi.org/10.21285/2686-9993-2020-43-3-364-374

Reservoir properties of drill cutting by the nuclear magnetic resonance relaxometry and dielectric spectroscopy data

© Andrey A. Mezin^a, Mariya Y. Shumskayte^b, Vyacheslav N. Glinskikh^c, Nikita A. Golikov^d, Elena S. Chernova^e

a-dTrofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia eNovosibirsk National Research State University, Novosibirsk, Russia

Abstract: The purpose of the study is to extend the use of nuclear magnetic resonance relaxometry and dielectric spectrometry methods. This is realized through a complex interpretation of the data by the above methods to timely provide additional petrophysical information about the drill cuttings pore space properties and structure. The relevance of the study is that the data on the drill cuttings obtained by the NMR method can be used as prior information in the logging data



interpretation before a detailed petrophysical study of the core sample or in case of the core absence in the sampling interval. The objects of study are the drill cuttings samples from the fields of the West Siberian oil-and-gas province. The samples are saturated with different fluids, and their reservoir properties are determined by the nuclear magnetic resonance and dielectric spectrometry methods. As part of the experimental research, nuclear magnetic resonance investigations of the core samples of different discretization degrees have been carried out to determine the reservoir properties of the samples depending on the degree of their particle size reduction. It has been shown that the obtained results do not depend on the particle size of the measured sample and are consistent with the results of the standard petrophysical studies. The relationship between the porosity and the saturating fluid type has been established. Based on the data obtained by the dielectric spectroscopy method, the study has determined the value of the complex dielectric constant that shows how the degree of saturation changes depending on the fluid, and what happens in the pore space. The complex interpretation of the results obtained by the two methods provides additional information on the drill cuttings reservoir properties that can be used as a priori information on the formation properties.

Keywords: drill cuttings, complex dielectric constant, relaxation characteristics, reservoir properties, nuclear magnetic resonance

Information about the article: received July 06, 2020; revised August 03, 2020; accepted September 01, 2020.

For citation: Mezin AA, Shumskayte MY, Glinskikh VN, Golikov NA, Chernovae ES. Reservoir properties of drill cutting by the nuclear magnetic resonance relaxometry and dielectric spectroscopy data. *Nauki o Zemle i nedropol'zovanie = Earth sciences and subsoil use.* 2020;43(3):364–374. (In Russ.) https://doi.org/10.21285/2686-9993-2020-43-3-364-374

Введение

Ядерный магнитный резонанс (ЯМР) мощный физический эффект, широко использующийся в различных областях научных исследований для изучения свойств, структуры и состояния вещества. Метод ЯМР на сегодняшний день успешно применяется в крупнейших нефтегазовых компаниях и ведущих научных лабораториях мира для изучения фильтрационно-емкостных и физико-химических свойств горных пород и насыщающих их флюидов. Популярным становится комплексирование метода ЯМР с методами, отличающимися разной чувствительностью к определенным характеристикам породы и пластового флюида, что позволяет получить дополнительную информацию об изучаемом образце при совместной интерпретации результатов. К таким методам можно отнести диэлектрическую спектроскопию. При изучении флюидонасыщенной горной породы значительную роль в формировании диэлектрической проницаемости (ДП) играют поляризационные процессы, происходящие на границе породы и флюида. Релаксационные процессы, действующие на этих поверхностях, в значительной мере определяют и ядерно-магнитные свойства изучаемых пород.

При разработке нефтяных и газовых месторождений самой важной информацией о пласте-коллекторе являются данные о его фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС), детальный анализ которых проводится в лабораторных условиях на образцах керна. Достоверность и представительность полученной петрофизической информации зависит от качества отобранного кернового материала. На интервалах пласта-коллектора без отбора керна необходимую информацию о ФЕС могут дать исследования, проведенные на буровом шламе. Одним из методов оперативного изучения ФЕС бурового шлама является ядерно-магнитная резонансная релаксометрия (ЯМР-релаксометрия), которая хорошо зарекомендовала себя при изучении петрофизических параметров образцов породколлекторов произвольной формы и размера [1–7].

Работы многих исследователей посвящены изучению возможности определения ФЕС бурового шлама, в том числе по данным метода ЯМР. Петрофизические ЯМР-исследования бурового шлама сложны по двум причинам. Во-первых, маленькие обломки породы дают очень слабый сигнал и, соответственно, низкое отношение сигнал / шум, вовторых, процедура подготовки проб не позволяет достаточно быстро обрабатывать результаты и получать данные. С помощью ЯМР-исследований бурового шлама терригенных пород можно восполнить потерю петрофизической информации при интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС), которая возникает вследствие того, что петрофизическая модель создается по интегрированным параметрам объекта по всей площади залегания пласта и не учитывает неоднородность отложений [8–11].

Технология и возможности метода ЯМР позволяют использовать буровой шлам не только для оперативного решения геологических задач в процессе бурения, но и для восполнения потерь петрофизической информации для пластов, пробуренных без отбора керна. Эффективность использования метода ЯМР для исследования шлама определяется тем, что результаты измерений в этом случае практически не зависят от формы и размеров исследуемых образцов [12].

Широкое распространение методов ЯМР для измерений в открытом стволе скважины (ядерный магнитный каротаж) и для лабораторного исследования керна привело к использованию этого метода и для восстановления значений пористости коллекторов по шламу [1]. Результат сопоставления значения пористости, определенного с помощью метода ЯМР-релаксометрии на образцах бурового шлама, со значением пористости, полученным традиционными методами на керне, доказывает возможность использования ЯМР-пористости шлама для восстановления ФЕС породы. Достоинство метода ЯМР состоит в том, что, помимо определения общей пористости, интерпретация распределения времен поперечной релаксации полностью водонасыщенных обломков дает возможность оценить эффективную пористость и распределение пор по размерам. В процессе бурения поисковых и разведочных скважин, где чаще всего отсутствует петрофизическая база, данные, полученные непосредственно на скважине методом ЯМР-релаксометрии, можно использовать для оперативного петрофизического обеспечения интерпретации данных ГИС. Тем не менее даже в некоторых крупных компаниях, занимающихся геологотехнологическими исследованиями, этот метод в качестве стандартного пока не применяется.

Особенности диэлектрических свойств нефтенасыщенного шлама обусловлены наличием адсорбционных пленок на границе раздела фаз, образованных, как правило, из высокомолекулярных полярных соединений углеводородов – смол и асфальтенов. Адсорбционные пленки на поверхности гранул горных пород и капель воды увеличивают диэлектрические свойства всей системы [13]. Некоторые авторы изучали процессы образования и влияния на диэлектрические параметры системы разрушения адсорбционной пленки нефти на границах раздела «вода – нефть» [14]. При этом значение реальной части комплексной ДП растет во время образования адсорбционной пленки и не увеличивается с ростом толщины пленки [15].

В работах [16, 17] описано проведение математического моделирования образцов горных пород кварца и кальцита. Были построены модели зависимости ДП образца от пористости и насыщения водой. Результаты моделирования показали, что при насыщении образцов выше 20 % для кварца и 30 % для кальцита значение ДП линейно растет с увеличением пористости и количества воды. Однако при насыщении меньше 20 % для кварца значение ДП не зависит от изменений пористости и степени насыщения. А при концентрации меньше 30 % для кальцита значение ДП уменьшается при увеличении пористости и фиксированном значении доли воды.

Таким образом, целью работы является расширение возможностей применения методов ЯМР-релаксометрии и диэлектрической спектрометрии на примере совместной интерпретации данных этих методов для оперативного получения дополнительной петрофизической информации о свойствах и структуре порового пространства бурового шлама.

Объект и методы исследования

Объектом исследования настоящей работы служили образцы бурового шлама с месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на предмет определения их ФЕС методами импульсной ЯМР-релаксометрии и диэлектрической спектрометрии при насыщении разными флюидами.

Авторами выполнено экспериментальное изучение свойств 10 образцов бурового шлама с глубин 2480–3100 м. В табл. 1 приведено литологическое описание исследуемых образцов.

Номер образца	Глубина, м	Описание					
1	2480	Песок средне- и мелкозернистый, обломки алевролита, небольшое количество глины в виде взвеси					
2	2580	Песок средне- и мелкозернистый, обломки алевролита (30-40 %), глина тонет					
3	2680	Обломки аргиллита глинистого непрочные (растираются в пыль)					
4	2714	Песок мелкозернистый, обломки алевролита, обломки аргиллита (10–15 %)					
5	2800	Обломки алевролита, обломки аргиллита (40%), глина в виде взвеси					
6	2850	Обломки аргиллита, обломки алевролита (50 %), глина в виде взвеси					
7	2900						
8	2950						
9	3000	ООЛОМКИ АРГИЛЛИТА, ООЛОМКИ АЛЕВРОЛИТА (40 %), ПЛИНА В ВИДЕ ВЗВЕСИ					
10	3100						

Таблица 1. Литологическое описание образцов шлама Table 1. Lithological description of the drill cuttings samples

Измерения диэлектрических и ЯМР-характеристик проводились на следующих образцах:

– неизмененный шлам, насыщенный пластовым флюидом и фильтратом бурового раствора;

 – шлам после холодной экстракции хлороформом;

– шлам, насыщенный керосином.

Такая последовательность позволила изучить влияние на диэлектрические и ЯМР-характеристики насыщающего флюида и оценить открытую пористость путем взвешивания образцов после высушивания и после насыщения керосином.

ЯМР-измерения проводятся на ЯМР-релаксометре МСТ-05 с рабочей частотой 2,2 МГц и индукцией магнитного поля 55 мТл.

Сначала измерения проводились на неизмененных образцах. Пробы помещались в емкость объемом 20 см³, взвешивались, затем выполнялись диэлектрические и ЯМР-измерения. Аналогичные измерения были повторены после холодной экстракции хлороформом, высушивания шлама в печи в течение 8 ч при температуре 105 °С и после насыщения образцов керосином.

На этапе определения значений комплексной ДП исследуемый образец помещался в экспериментальную ячейку в виде плоского конденсатора с диаметром электродов 28 мм и расстоянием между электродами 10 мм. Ячейка подключалась проводами к измеряемому прибору (измерителю комплексного импеданса LCR-78105G производства компании GW Instek с диапазоном рабочих частот 0,02– 5000 кГц). После получения значений компонент импеданса были рассчитаны значения емкости пустой ячейки, а после и ячейки с образцом. По полученным данным было определено значение ДП на соответствующей частоте [18, 19].

Результаты экспериментальных исследований и их обсуждение

Физическое моделирование. Для подтверждения правомочности использования данных ЯМР, полученных на шламе, в качестве начальной петрофизической информации о пласте-коллекторе были приняты исследования образцов керна, выполненные на разных стадиях дискретизации. Сначала образец керна насыщался минерализованной водой (6 г/л) под вакуумом в течение 48 ч, выполнялось ЯМР-измерение. Затем образец аккуратно раскалывался пополам, помещался в емкость с водой на час, лишняя влага с поверхности удалялась с помощью фильтровальной бумаги и снова проводилось ЯМР-измерение. Далее каждая часть снова раскалывалась пополам. После разрушения образцов обломки просеивались через сито размером 1 мм для избавления от пыли, затем – через сито размером 2 мм для получения фракции 1-2 мм. Более крупные обломки добавлялись к отсеянной фракции. Все ЯМР-эксперименты проводились при одинаковых параметрах, чтобы учесть вклад от пор одного размера.

На каждом этапе регистрировалась релаксационная кривая, которая после математической обработки переводилась в распределение по временам поперечной релаксации *T*₂ (рис. 1), соответствующее распределению пор по размерам полностью флюидонасыщенной породы. 2020;43(3):364-374



Рис. 1. Спектры по временам Т₂ насыщенного образца керна в зависимости от степени дискретизации Дискретное состояние образца: 1 – 1; 2 – 1/2; 3 – 1/4; 4 – 1/8; 5 – 1/16; 6 – 1/32; 7 – 1/64 Fig. 1. T₂ spectra of saturated core sample as a function of discretization degree Discrete state of the sample: 1 – 1; 2 – 1/2; 3 – 1/4; 4 – 1/8; 5 – 1/16; 6 – 1/32; 7 – 1/64

На рисунке видно, что с изменением размерности спектры по временам *T*₂ меняются незначительно. Амплитуда спектров изменяется на 1–5 % с увеличением степени дискретизации, при этом разница амплитуд спектров исходного образца керна и его дискретного состояния 1/64 составляет 11 %. Вероятно, это связано с увеличением удельной поверхности образца, которая удерживает большее количество связанной воды. Изменение амплитуды также может быть связано с тем, что на поверхности мелких частиц остается пленка воды, которая не убирается фильтровальной бумагой.

По этим же причинам наблюдаются и некоторые отличия в параметрах образцов на разной стадии дискретизации – пористость и среднее логарифмическое времени поперечной релаксации T_2^{LM} незначительно увеличиваются. Доля капиллярно-связанного флюида меняется незначительно, тогда как доля свободного флюида становится меньше, а глинисто-связанного – больше.

Этот физический эксперимент показывает, что метод ЯМР-релаксометрии может успешно применяться при изучении ФЕС бурового шлама и позволяет использовать полученную информацию в качестве начальных данных о свойствах пласта-коллектора. Экспериментальные ядерно-магнитные резонансные и диэлектрические исследования образцов шлама. Как уже говорилось выше, объектом исследования стали 10 образцов бурого шлама с разных глубин (см. табл. 1), на которых поочередно проводились ЯМР и диэлектрические исследования. Основные ЯМР-характеристики (ЯМР-пористость и T_2^{LM}) исходного шлама, насыщенного смесью пластового флюида и бурового раствора, представлены в табл. 2. Из таблицы видно, что коэффициент пористости меняется от 14 до 23 % со средним значением 17,3 %. Среднее время поперечной релаксации меняется от 8 до 20 мс со средним значением 12,8 мс.

На рис. 2 представлены спектры по временам Т₂ исходного шлама. Видно, что спектры отличаются как по ширине, так и по амплитуде, что говорит о разной доле флюида в образцах и разной степени насыщения. Используя стандартные времена отсечки [20] для разделения глинисто- и капиллярно-связанного флюидов (3 мс), а также капиллярно-связанного и свободного флюидов (33 мс), можно сделать вывод, что в исследуемых образцах шлама большая часть флюида находится в капиллярно-связанном состоянии. С увеличением глубины увеличивается доля глинистосвязанного флюида и уменьшается доля свободного флюида, спектры смещаются в область коротких времен релаксации.



Номер образца	<i>h</i> , м	<i>т</i> , г	К _п , %	<i>Т</i> 2 ^{<i>LM</i>} , мс	FFI, %	BVI, %	CBW, %
1	2480	47,5917	22,18	15,2	29,2	59,7	11,1
2	2580	47,1232	22,62	19,9	39,1	52,5	8,4
3	2680	38,9229	18,29	17	32,5	58,1	9,4
4	2714	43,5759	15,4	10,8	19,3	63,8	16,9
5	2800	38,8566	13,98	16,3	31,3	58,7	10
6	2850	41,6932	15,1	11,2	22,7	60,5	16,9
7	2900	45,3793	18,12	10,9	18	66,4	15,6
8	2950	42,2841	15,59	8,9	13,2	66,9	19,9
9	3000	46,2395	18,6	10,6	18,8	65,4	15,9
10	3100	43,6207	17,92	9,6	14,8	65,9	19,3
_							

Таблица 2. Исходные параметры бурового шлама Table 2. Initial parameters of drill cuttings

Примечание: h – глубина; *m* – масса; *K_n* – ЯМР-пористость; *T*₂^{*LM*} – среднее логарифмическое время поперечной релаксации; *FFI* – доля свободного флюида; *BVI* – доля капиллярно-связанного флюида; *CBW* – доля глинисто-связанного флюида.

Note: h – depth; m – mass; K_n – NMR porosity; T_2^{LM} – average logarithmic time of transverse relaxation; *FFI* – free fluid fraction; BVI – capillary-associated fluid fractions; CBW – clay-associated fluid fraction.



Рис. 2. Спектры по временам поперечной релаксации бурового шлама до экстракции Глубина: 1 – 2480 м; 2 – 2580 м; 3 – 2680 м; 4 – 2714 м; 5 – 2800 м; 6 – 2850 м; 7 – 2900 м; 8 – 2950 м; 9 – 3000 м; 10 – 3100 м Fig. 2. Transverse relaxation time spectra of drill cuttings before extraction Depth: 1 – 2,480 m; 2 – 2,580 m; 3 – 2,680 m; 4 – 2,714 m; 5 – 2,800 m; 6 – 2,850 m; 7 – 2,900 m; 8 – 2,950 m; 9 – 3,000 m; 10 – 3,100 m

Холодная экстракция бурового шлама хлороформом показала, что пелитовая фракция легко вымывается из шлама. Песчанистые образцы «отмываются» после 1–2 промывок до состояния «чистых» песчинок с запахом нефти. Алевритовые образцы «отмываются» только после 3–4 промывок, при этом частицы крупные, темного цвета с резким запахом нефти. Спектры по временам поперечной релаксации показывают изменение коэффициента пористости и перераспределение пустотного пространства бурового шлама на каждом этапе экстракции (табл. 3, рис. 3).

На графиках видно, что спектр исходного образца характеризуется наибольшей амплитудой, то есть в образце содержится наибольшее количество флюида, который занимает не только поры, но и каналы, их соединяющие. Холодная экстракция хлороформом с последующей сушкой образца сопровождается уменьшением амплитуды, ЯМР-пористости и увеличением диапазона времен *T*₂. Спектр

Таблица 3. Значения коэффициента пористости бурового шлама на разных этапах экстракции и насыщения, % Table 3. Drill cuttings porosity ratio at different stages of extraction and saturation, %

Вид	Номер образца									
образца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Исходный	22,18	22,62	18,29	15,4	13,98	15,1	18,12	15,59	18,6	17,92
Промытый	1,23	2,57	1,99	1,18	0,88	0,49	0,87	2,34	0,85	1,1
Насыщенный	21,7	24,74	12,62	18,03	17,11	23,81	15,48	16,16	21,02	25,66



Рис. 3. Спектры по временам поперечной релаксации бурового шлама на разных этапах экстракции и насыщения Вид образца: 1 – № 3 исходный; 2 – № 3 промытый; 3 – № 3 насыщенный Fig. 3. Transverse relaxation time spectra of drill cuttings at different stages of extraction and saturation

Sample type: $1 - N \circ 3$ initial; $2 - N \circ 3$ washed; $3 - N \circ 3$ saturated

сухого шлама имеет незначительную амплитуду и очень короткие времена поперечной релаксации, характеризующие остаточный глинисто-связанный флюид. Последующее насыщение бурового шлама керосином приводит к изменению времен релаксации и естественному увеличению амплитуды и ЯМР-пористости, поскольку заполняется все освободившееся после промывки хлороформом пустотное пространство. Оцененные значения пористости неизмененного шлама и шлама, насыщенного керосином, согласуются. В керосинонасыщенных образцах бурового шлама большая часть флюида находится в свободном состоянии, глинисто-связанного флюида незначительное количество. Вышеописанные на примере образца № 3 закономерности аналогичны для всех образцов коллекции.

По результатам диэлектрических измерений имеем зависимости, отображенные на рис. 4. По графикам видно, что значения ДП после насыщения керосином превышают значение ДП шлама в начальном состоянии, самые низкие значения - у промытого шлама. После холодной экстракции хлороформом часть смеси пластового флюида и бурового раствора вымывается из порового пространства за исключением очень мелких и закрытых пор – в результате наблюдаем ненулевой сигнал от промытого образца. ДП у насыщенного керосином образца примерно в два раза выше, чем у нефтенасыщенного. Вероятно, это связано с разной степенью насыщения шлама на разных этапах насыщения. После промывки освобождается большая часть пустотного пространства, которую затем и заполняет керосин, что приводит к увеличению значений ДП.

Разведка и разработка месторождений полезных ископаемых Exploration and Development of Mineral Deposits



Рис. 4. Зависимость действительной части диэлектрической проницаемости бурового шлама от частоты на разных этапах экстракции и насыщения Вид образца: 1 – исходный; 2 – промытый; 3 – насыщенный Fig. 4. Real part of the drill cuttings dielectric constant as a function of the frequency at different stages of extraction and saturation Sample type: 1 – initial; 2 – washed; 3 – saturated

По данным методов ЯМР-релаксометрии и диэлектрической спектроскопии видно распределение флюида в поровом пространстве образца шлама как на этапе холодной экстракции хлороформом, так и при насыщении керосином. После экстракции флюид вымывается с поверхности зерен породы и из порового пространства, что приводит к уменьшению амплитуды ЯМР-сигнала и значения ДП, а также смещению в область малых времен поперечной релаксации. Соответственно, при насыщении освободившееся поровое пространство заполняется керосином, что приводит к росту амплитуды ЯМР-сигнала и значения ДП. Дополнительное смещение спектра ЯМР-сигнала в область больших времен релаксации характеризует увеличение количества флюида в поровом пространстве. Таким образом, методы ЯМР-релаксометрии и диэлектрической спектрометрии согласуются, что доказывает возможность совместного применения этих двух методов при изучении ФЕС пород-коллекторов на примере бурового шлама.

Заключение

В результате проведенных ЯМР-исследований образцов керна разной степени дискретизации авторами определены их ФЕС. Обнаружено, что ФЕС не зависят от степени измельчения образца и надежно определяются методом ЯМР-релаксометрии. Это позволяет создать основу петрофизической интерпретации данных ГИС на участках без выноса кернового материала. По результатам ЯМР и диэлектрических измерений бурового шлама с месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции определены его основные петрофизические характеристики, такие как коэффициент пористости, степень связанности флюида, доля свободного флюида, изменение структуры порового пространства на разных этапах экстракции и насыщения. Совместная интерпретации результатов двух рассмотренных методов позволяет получить дополнительную информацию о ФЕС бурового шлама и использовать ее в дальнейшем как априорную информацию о свойствах пластаколлектора.

Библиографический список

1. Аксельрод С.М. Современные тенденции в геолого-технологических исследованиях, проводимых в процессе бурения скважин (по материалам зарубежной литературы) // Каротажник. 2015. № 6. С. 77–110. 2. Белорай Я.Л., Кононенко И.Я. Использование ядерно-магнитных исследований для геоинформационного обеспечения строительства скважин // Каротажник. 2006. № 1. С. 53–65. 3. Мезин А.А., Шумскайте М.Й., Голиков Н.А., Бурухина А.И. Связь комплексной диэлектрической проницаемости нефти с ее физико-химическими свойствами и ЯМР-характеристиками // Геофизические технологии. 2019. № 4. С. 24–34. https://doi.org/10.18303/2619-1563-2019-4-24

4. 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. Iss 10. P. 1509–1544. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.01.019

5. Шумскайте М.Й., Глинских В.Н., Бортникова С.Б., Харитонов А.Н., Пермяков В.С. Лабораторное изучение жидкостей, выносимых из скважины, методом ЯМР-релаксометрии // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. Т. 328. № 2. С. 59–66.

6. Howard J.J. Quantitative estimates of porous media wettability from proton NMR measurements // Magnetic Resonance Imaging. 1998. Vol. 16. Iss. 5-6. P. 529–533. https://doi.org/10.1016/S0730-725X(98)00060-5

7. Toumelin E., Torres-Verdin C., Bona N. Improving petrophysical interpretation with wide-band electromagnetic measurements // SPE Journal. 2008. Vol. 13. Iss. 2. P. 205–215. https://doi.org/10.2118/96258-PA

8. Mirotchnik K., Kryuchkov S., Strack K. A novel method to determine NMR petrophysical parameters from drill cuttings // SPWLA 45th annual logging symposium: proc. of the conf. Noordwijk, 2004. 15 p.

9. Королев Н.Ю., Харисов Р.Ф., Степаненков Л.Е. Определение фильтрационно-емкостных свойств выбуренной породы (шлама) с помощью ядерно-магнитного релаксометра MST // Каротажник. 2009. № 9. С. 332–340.

10. Мухидинов Ш.В., Ибрагимова С.В. Петрофизические исследования в процессе бурения скважин для обеспечения геологической интерпретации данных ГИС // Каротажник. 2010. № 7. С. 95–102.

11. Керимов А-Г. Г. Методы оценки коэффициента пористости глинистых коллекторов в отложениях палеогена на площадях восточного Ставрополья // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. 2007. № 4. С. 5–9. 12. Вавилин В.А., Галиев Т.Р., Кунакасов А.А., Романов Ю.К., Сорокина Е.В. Опыт ЯМР-исследований структуры порового пространства пород из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2015: сб. статей. М.: EAGE, 2015. С. 259–274.

13. Kovaleva L.A., Minnigalimov R.Z., Zinnatullin R.R. Investigation of dielectric and rheological characteristics of water-oil emulsions // High Temperature. 2008. Vol. 46. Iss. 5. P. 728–730. https://doi.org/10.1134/ S0018151X08050210

14. Zinnatullin R.R., Fatkhullina Yu.I., Kamaltdinov I.M. Investigation of formation of an adsorption film by high-frequency dielectric spectrometry // High Temperature. 2012. Vol. 50. Iss. 2. P. 298–299. https://doi.org/10.1134/S0018151X1202023X

15. Cosenza P., Ghorbani A., Revil A., Zamora M., Schmutz M., Jougnot D., et al. A physical model of the lowfrequency electrical polarization of clay rocks // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. 2008. Vol. 113. Iss. B8. P. 1–9. https://doi.org/10.1029/2007JB005539

16. Lesmes D.P., Morgan F.D. Dielectric spectroscopy of sedimentary rocks // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. 2001. Vol. 106. Iss. B7. P. 13329–13346. https://doi.org/10.1029/2000JB900402

17. Martinez A., Byrnes A.P. Modeling dielectric-constant values of geologic materials: an aid to ground-penetrating radar data collection and interpretation // Current Research in Earth Sciences. 2001. Vol. 247. Iss. 1. P. 1–16.

18. Аксельрод С.М. Новые тенденции в диэлектрическом каротаже (по материалам зарубежной печати) // Каротажник. 2012. №. 4. С. 78–112.

19. Lapina A.S., Bobrov P.P., Golikov N.A., Repin A.V., Shumskayte M.Y. Hysteresis of the NMR response and the complex relative permittivity of the quartz granules powders and solid sandstones during the water imbibition and drainage // Measurement Science and Technology. 2017. Vol. 28. Iss. 1. P. 014007. https://doi.org/10.1088/1361-6501/28/1/014007

20. Coates J., Xiao L., Prammer M. NMR logging. Principles and applications. Houston: Gulf Publishing Company, 1999. 342 p.

References

1. Akselrod SM. Up-to-date trends in geologic and engineering surveys (mud logging) while drilling (based on foreign publications). *Karotazhnik*. 2015;6:77–110. (In Russ.)

2. Beloray YaL, Kononenko IYa. Use of nuclear-magnetic researches for geoinformation support of well construction. *Karotazhnik*. 2006;1:53–65. (In Russ.)

3. Mezin AA, Shumskayte MY, Golikov NA, Burukhina AI. Relation of integrated dielectric permeability of oil with its physical and chemical properties and NMR characteristics. *Geofizicheskie tekhnologii = Russian Journal of geophysical technologies.* 2019;4:24–34. (In Russ.) https://doi.org/10.18303/2619-1563-2019-4-24

4. Shumskayte MY, Glinskikh VN. Relation of NMR parameters with specific surface and resistivity of shaly sandstone and siltstone samples: experimental study. *Russian Geology and Geophysics*. 2016;57(10):1509–1544. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.01.019

5. Shumskayte MY, Glinskikh VN, Bortnikova SB, Kharitonov AN, Permyakov VS. NMR-relaxometry laboratory study of fluids carried out of boreholes. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring* georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. 2017;328(2):59–66. (In Russ.)

6. Howard JJ. Quantitative estimates of porous media wettability from proton NMR measurements. *Magnetic Resonance Imaging.* 1998;16(5-6):529–533. https://doi.org/10.1016/S0730-725X(98)00060-5

7. Toumelin E, Torres-Verdin C, Bona N. Improving petrophysical interpretation with wide-band electromagnetic measurements. *SPE Journal*. 2008;13(2):205–215. https://doi.org/10.2118/96258-PA

Мезин А.А., Шумскайте М.Й., Глинских В.Н. и др. Фильтрационно-емкостные свойства... Mezin A.A., Shumskayte M.Y., Glinskikh V.N., et al. Reservoir properties of drill cutting...

2020;43(3):364-374

8. Mirotchnik K, Kryuchkov S, Strack K. A novel method to determine NMR petrophysical parameters from drill cuttings. In: *SPWLA 45th annual logging symposium: proc. of the conf.* Noordwijk; 2004. 15 p.

9. Korolev NYu, Kharisov RF, Stepanenkov LE. Evaluation of drilled-out rock filtration and capacity properties by a nuclear magnetic relaxation meter MST. *Karotazhnik.* 2009;9:332–340. (In Russ.)

10. Mukhidinov ShV, Ibragimova SV. Petrophysical investigations while drilling boreholes for the purpose of providing geologic interpretation of well logs. *Karotazhnik*. 2010;7:95–102. (In Russ.)

11. Kerimov AGG. Methods for assessing the porosity ratio of clay reservoirs in Paleogene sediments in the eastern Stavropol areas. *Vestnik Severo-Kavkazskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta = Newsletter of North-Caucasus Federal University*. 2007;4:5–9. (In Russ.)

12. Vavilin VA, Galiev TR, Kunakasov AA, Romanov YuK, Sorokina EV. NMR study of the pore space structure for the rocks of the fields with hard-to-extract reserves. In: *Petrofizika slozhnykh kollektorov: problemy i perspektivy* 2015 = *Petrophysics of complicated reservoirs: problems and prospects 2015.* Moscow: EAGE; 2015. p.259–274. (In Russ.)

13. Kovaleva LA, Minnigalimov RZ, Zinnatullin RR. Investigation of dielectric and rheological characteristics of water-oil emulsions. *High Temperature*. 2008;46(5):728–730. https://doi.org/10.1134/S0018151X08050210

14. Zinnatullin RR, Fatkhullina Yul, Kamaltdinov IM. Investigation of formation of an adsorption film by

high-frequency dielectric spectrometry. *High Temperature*. 2012;50(2):298–299. https://doi.org/10.1134/ S0018151X1202023X

15. Cosenza P, Ghorbani A, Revil A, Zamora M, Schmutz M, Jougnot D, et al. A physical model of the low-frequency electrical polarization of clay rocks. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth.* 2008;113(B8):1–9. https://doi.org/10.1029/2007JB005539

16. Lesmes DP, Morgan FD. Dielectric spectroscopy of sedimentary rocks. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth.* 2001;106(B7):13329–13346. https://doi.org/10.1029/2000JB900402

17. Martinez A, Byrnes AP. Modeling dielectric-constant values of geologic materials: an aid to ground-penetrating radar data collection and interpretation. *Current Research in Earth Sciences*. 2001;247(1):1–16.

18. Akselrod SM. New trends in dielectric logging (based on foreign publications). *Karotazhnik*. 2012;4:78–112. (In Russ).

19. Lapina AS, Bobrov PP, Golikov NA, Repin AV, Shumskayte MY. Hysteresis of the NMR response and the complex relative permittivity of the quartz granules powders and solid sandstones during the water imbibition and drainage. *Measurement Science and Technology*. 2017;28(1):014007. https://doi.org/10.1088/1361-6501/28/1/014007

20. Coates J, Xiao L, Prammer M. *NMR logging. Principles and applications*. Houston: Gulf Publishing Company; 1999. 342 p.

Критерии авторства / Authorship criteria

Мезин А.А., Шумскайте М.Й., Глинских В.Н., Голиков Н.А., Чернова Е.С. написали статью, имеют равные авторские права и несут одинаковую ответственность за плагиат.

Andrey A. Mezin, Mariya Y. Shumskayte, Vyacheslav N. Glinskikh, Nikita A. Golikov, Elena S. Chernova are the authors of the article, hold equal copyright and bear equal responsibility for plagiarism.

Конфликт интересов / Responsibility for plagiarism

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

The authors declare that there is no conflict of interest regarding the publication of this article.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи. All authors have read and approved the final version of this manuscript.

Сведения об авторах / Information about the authors



Мезин Андрей Алексеевич,

младший научный сотрудник Лаборатории многомасштабной геофизики, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3, Россия, e-mail: mezinaa@ipgg.sbras.ru **Andrey A. Mezin,** Junior Researcher of Laboratory of Multiscale Geophysics, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 3 Koptug Ave., Novosibirsk 630090, Russia, e-mail: mezinaa@ipgg.sbras.ru



Шумскайте Мария Йоновна,

кандидат технических наук, старший научный сотрудник Лаборатории многомасштабной геофизики, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3, Россия, e-mail: shumskaitemi@ipgg.sbras.ru **Mariya Y. Shumskayte,** Cand. Sci. (Eng.), Senior Researcher of Laboratory of Multiscale Geophysics, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 3 Koptug Ave., Novosibirsk 630090, Russia, e-mail: shumskaitemi@ipgg.sbras.ru

Глинских Вячеслав Николаевич,

доктор физико-математических наук, член-корреспондент РАН, заведующий Лабораторией многомасштабной геофизики, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3, Россия, e-mail: glinskikhvn@ipgg.sbras.ru **Vyacheslav N. Glinskikh,** Dr. Sci. (Phys. & Math.), Corresponding member of the Russian Academy of Sciences, Head of Laboratory of Multiscale Geophysics, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 3 Koptug Ave., Novosibirsk 630090, Russia, e-mail: glinskikhvn @ipgg.sbras.ru

Голиков Никита Александрович,

кандидат технических наук, старший научный сотрудник Лаборатории многомасштабной геофизики, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3, Россия, e-mail: golikovna@ipgg.sbras.ru **Nikita A. Golikov,** Cand. Sci. (Eng.), Senior Researcher of Laboratory of Multiscale Geophysics, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 3 Koptug Ave., Novosibirsk 630090, Russia, e-mail: golikovna@ipgg.sbras.ru



Чернова Елена Сергеевна,

магистрант,

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1, Россия, e-mail: ellenchernova@yandex.ru Elena S. Chernova, Master Degree Student, Novosibirsk National Research State University, 1 Pirogov St., Novosibirsk 630090, Russia, e-mail: ellenchernova@yandex.ru

