

Определение граничных отсеков нефтей доманиковых отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции методом ЯМР

Максим Ильварович Загидуллин✉, Артем Геннадьевич Потапов,
Александр Михайлович Фадеев

ООО «РН – Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Контакт для переписки: MIZagidullin2@rn-gir.rosneft.ru✉

Аннотация. Отложения доманикового типа в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции представляют огромный интерес среди исследователей. Основная причина этого интереса заключается в том, что до сих пор отсутствует оптимальный комплекс лабораторных исследований, отсутствуют единые методики и стандарты. Особенности данных пород являются низкие фильтрационно-емкостные свойства и существенное содержание органического вещества в поровом пространстве. Цель исследования — изучение емкостного пространства отложений доманикового типа для определения граничных отсеков нефти и связанной воды на образцах керна с помощью комплексирования петрофизических и геохимических исследований. В работе определены индивидуальные и средние граничные отсеки на образцах керна отложений доманикового типа для выделения тяжелой нефти, легкой нефти и связанной воды. Усредненные отсеки применены для интерпретации ядерно-магнитного каротажа. Полученные данные на каротаже хорошо сопоставляются с результатами, полученными на керне.

Ключевые слова: граничные отсеки, доманиковые отложения, пиролиз, реторта, ЯМР, ЯМК, спектр T_2 , связанная вода, тяжелая нефть, легкая нефть

Цитирование: Загидуллин М. И., Потапов А. Г., Фадеев А. М. 2025. Определение граничных отсеков нефтей доманиковых отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции методом ЯМР // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 11. № 4 (44). С. 156–172. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2025-11-4-156-172>

Поступила 08.07.2025; одобрена 12.11.2025; принята 14.11.2025

Determination of boundary oil cut-offs of domanic deposits of the Volga-Ural oil and gas province by NMR method

Maxim I. Zagidullin✉, Artem G. Potapov, Alexander M. Fadeev

LLC “RN – Geology Research and Development”, Tyumen, Russia

Corresponding author: MIZagidullin2@rn-gir.rosneft.ru✉

Abstract. Domanic type deposits in the Volga-Ural oil and gas province are of great interest to researchers. The main reason for this interest is that there is still no optimal set of laboratory tests, and there are no unified methods or standards. These rocks are characterized by low filtration and capacity properties and a significant amount of organic matter in their pore space. The purpose of this study is to investigate the reservoir space of domanic type deposits in order to determine the boundary cut-offs of oil and bound water on core samples using a combination of petrophysical and geochemical studies. The work defines individual and average boundary cut-offs on core samples of domanic type deposits for the separation of heavy oil, light oil, and bound water. The averaged cut-offs are applied for the interpretation of NMR. The data obtained on logging are well correlated with the results obtained on the core.

Keywords: boundary cut-offs, domanic deposits, pyrolysis, retort, NMR, NMR logging, T₂ spectrum, bound water, heavy oil, light oil

Citation: Zagidullin, M. I., Potapov, A. G., & Fadeev, A. M. (2025). Determination of boundary oil cut-offs of domanic deposits of the Volga-Ural oil and gas province by NMR method. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 11(4), 156–172 <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2025-11-4-156-172>

Received Jul. 8, 2025; Reviewed Nov. 12, 2025; Accepted Nov. 14, 2025

Введение

Перспективы увеличения углеводородной сырьевой базы Волго-Уральской нефтегазовой провинции (НГП) во многом связаны с разработкой трудноизвлекаемых запасов доманиковых отложений, отличающихся аномально низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) при высокой концентрации органического углерода [Соболева, 2022; Гильманов, 2022]. Эти отложения имеют сложное строение и в литологическом плане представляют четырехкомпонентную систему (глины, карбонаты, кремнезем, органическое вещество), представлены преимущественно карбонатно-кремнистыми и кремнисто-карбонатными породами со сланцевой структурой [Прищепа и др., 2014].

Критерием отнесения пород к доманиковому типу является присутствие органического вещества (ОВ) в матрице породы. Минимальное содержание ОВ, служащее граничным значением для выделения доманиковых отложений, составляет 0,5% [Баженова, 1998], по мнению других авторов — 1% [Варламов и др., 2017].

Отнесение пород к доманиковому типу в стратиграфическом разрезе производится на основании установленных критериев при подтверждении данными лабораторных геохимических исследований кернового материала и результатами интерпретации комплекса геофизических исследований скважин (ГИС). Исследования показывают, что концентрационный диапазон ОВ в доманиковых отложениях составляет 0,1–50%. Содержание ОВ в породах доманиковой формации изменяется в очень широких пределах от десятых долей процента до 50 масс.%, что обусловлено комплексом геологических факторов: первичными условиями осадконакопления, диагенетическими и катагенетическими преобразованиями [Фадеева и др., 2015].

Достоверная оценка емкостных свойств доманиковых отложений¹ [Варламов и др., 2017] является ключевым этапом построения петрофизической модели (рис. 1). Согласно модели, порода состоит из минерального скелета, цементирующих минералов, ОВ, связанной воды, тяжелых и легких нефтей. В лаборатории свободное поровое пространство донасыщают флюидом, например керосином, для определения общей пористости методом ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) [Загидуллин и др., 2023; Зубков, Потапов, 2014; Althaus et al., 2019].



Рис. 1. Петрофизическая модель коллектора доманикового типа
Fig. 1. Petrophysical model of the domanic type reservoir

Целью исследования является изучение емкостного пространства отложений доманикового типа для определения граничных отсеков нефти и связанной воды на образцах керна с помощью комплексирования петрофизических и геохимических исследований.

¹ Петерсилье В. И., Гутман И. С., Пороскун В. И. 2023. «Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях». ФБУ «ГКЗ». Введены в действие 17 ноября 2023 г.

Методы и материалы

Объектом исследования являлись отложения доманикового типа кернового материала одного из месторождений Самарской области в Муханово-Ероховском прогибе северной части Бузулукской впадины. Стратиграфическое распространение доманиковых отложений в Муханово-Ероховском прогибе охватывает доманиковый горизонт среднефранкского подъяруса и заволжский надгоризонт верхнефаменского подъяруса [Соболева, 2022]. Доманиковые отложения Муханово-Ероховского прогиба характеризуются совместным залеганием нефтематеринских и коллекторских пород, отсутствием традиционных ловушек и региональной покрывки, сплошной нефтеносностью без водонефтяных контактов, формируя нетрадиционный резервуар сланцевого типа с диффузным распределением углеводородов.

Для проведения исследований использовали 81 образец керна с сохраненной насыщенностью, донасыщенных керосином.

Пиролитические исследования были выполнены от турнейского до мендымского горизонта (пласт D3dom) по методике Rock-Eval 6 Standard фирмы Vinci Technologies [Марков и др., 2022; Piedrahita, Aguilera, 2017]. Из исследованной коллекции 20 образцов имеют близкое место взятия, на которых был выполнен комплекс ЯМР+пиролиз. Аналогичные исследования были выполнены другими авторами [Зубков, 2023]. Кроме того, с этих же глубин были отобраны образцы на реторту для определения водонасыщенности. Комплексирование данных методов (пиролиз, ЯМР, реторта) позволило оценить отсеки $T_{2гр}$ для отделения фильтрующихся флюидов по ядерно-магнитному каротажу (ЯМК) [Гильманов и др., 2014; Загидуллин и др., 2023]. Для достижения максимальной корреляции данных ЯМР и ЯМК исследований необходимо обеспечить выполнение следующих условий:

1. Важным условием для получения корректных времен релаксации T_2 при лабораторных исследованиях керна является совпадение рабочих частот ЯМК-сканера и ЯМР-релаксометра, а также возможность проведения измерений при термобарических условиях, моделирующих пластовые параметры.
2. Для обеспечения корректной корреляции с данными ГИС необходимо моделирование в образцах керна параметров флюидонасыщенности с сохранением исходной структуры порового пространства и минерального состава матрицы.

Лабораторные ЯМР-измерения требуют использования магнитных полей с индукцией, идентичной или максимально приближенной к применяемой при скважинных исследованиях [Загидуллин и др., 2022; Коваленко, 2023]. Величина магнитной индукции имеет прямую связь с резонансной частотой прецессии атомов водорода, на которую настроен ЯМР-релаксометр [Аксельрод, 1999]. ЯМР-релаксометр GeoSpec DRX-HF настроен на частоту 2,3 МГц, которая близка к частоте большинства приборов ЯМК. Размер ячейки сопоставим с размером образца, что дало нам почти полное заполнение ячейки и способствовало быстрому набору высокого соотношения сигнал/шум. А короткое время между эхо-сигналами ($TE=180$ мкс) способствовало регистрации быстрых компонент, таких как ОВ и тяжелые нефти. Исследование образцов керна

с сохраненной насыщенностью [Галиев и др., 2018] обеспечивает максимальное подобие к условиям проведения ГИС.

Для оценки отсечек $T_{2гр.}$ по спектрам ЯМР необходимо знать объемное содержание конкретной величины, которую необходимо отсечь. Так, по пиролизу получили массовое содержание тяжелой и легкой нефти. Для перехода на объемные величины необходимо знать плотность соответствующих флюидов.

$$M_{S_2, S_1} = S_{2,1} \times M_{\text{сохр.нас. обр.}}, \text{ мг} \quad (1)$$

$$V_{S_2, S_1} = \frac{M_{S_2, S_1} \times 10^{-3}}{\rho}, \text{ см}^3 \quad (2)$$

где S_2 — массовое содержание ОБ и тяжелой нефти, мг/г; S_1 — массовое содержание легкой нефти, мг/г; $M_{\text{сохр.нас. обр.}}$ — масса образца с сохраненной насыщенностью, г; M_{S_2} — количество ОБ и тяжелой нефти в образце, мг; M_{S_1} — количество легкой нефти в образце, мг; V_{S_2} — объем ОБ и тяжелой нефти в образце, см^3 ; V_{S_1} — объем легкой нефти в образце, см^3 ; ρ — плотность нефти в образце (использовалась равной плотности нефти в поверхностных условиях), г/см^3 .

Для определения объемного содержания необходимо разделить объем флюида на объем образца.

$$K_{п\ S_2, S_1} = \frac{V_{S_2, S_1}}{V_{\text{обр.}}} \times 100, \% \quad (3)$$

где $K_{п\ S_2}$ — объемное содержание ОБ и тяжелой нефти в породе, %; $K_{п\ S_1}$ — объемное содержание легкой нефти в породе, %; $V_{\text{обр.}}$ — объем образца (геометрический), см^3 .

Для определения свободно фильтрующихся флюидов¹ [Варламов и др., 2017] необходимо из общей пористости по ЯМР вычесть объемные содержания тяжелой нефти, легкой нефти и связанной воды.

$$K_{п\ кер} = K_{п\ ямр} - K_{п\ S_2} - K_{п\ S_1} - K_{п\ св.в.}, \% \quad (4)$$

где $K_{п\ ямр}$ — общая пористость по ЯМР после донасыщения керосином; $K_{п\ св.в.}$ — объемное содержание связанной воды в породе (по данным реторты), %; $K_{п\ кер}$ — объемное содержание керосина, зашедшего в образец с сохраненной насыщенностью, %.

Рассчитав объемные содержания связанной воды, легкой нефти и тяжелой нефти в образцах, определили граничные отсечки. На рис. 2 приведен пример определения отсечек. Объемное содержание нефти и/или связанной воды находят на оси «Кп (кумулятивный)», проводят прямую линию до пересечения с кумулятивной кривой (красная пунктирная линия) и опускают перпендикуляр на ось времени T_2 . Полученное время T_2 и будет определяться в качестве граничной отсечки (см. рис. 2) [Singh et al., 2019].

¹ Петерсилье В. И., Гутман И. С., Порожун В. И. 2023. «Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях». ФБУ «ГКЗ». Введены в действие 17 ноября 2023 г.

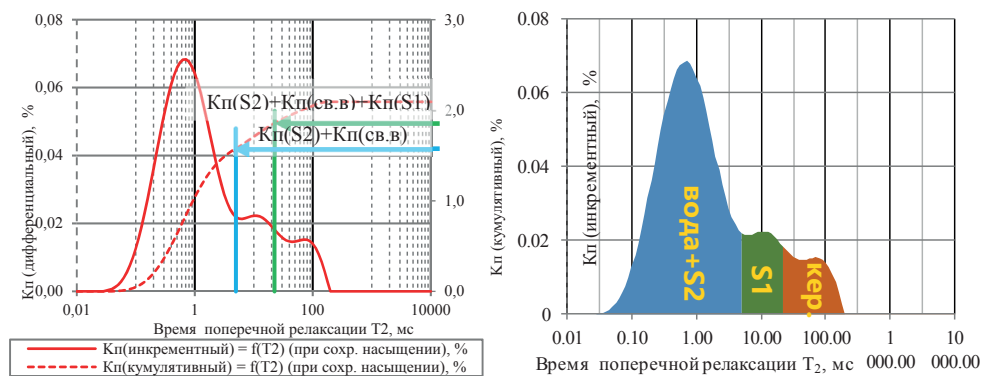


Рис. 2. Графическое представление определения отсечек $T_{2гр}$.

Fig. 2. Graphical representation of T_2 cut-offs

Результаты

На рис. 3 приведено изменение пиролитических параметров с глубиной от турнейского до мендымского горизонта.

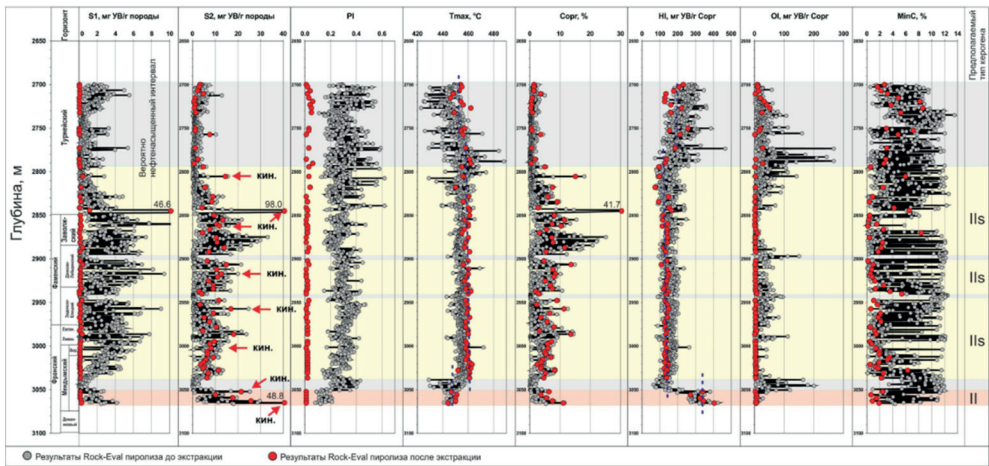


Рис. 3. Изменение пиролитических параметров с глубиной

Fig. 3. Change of pyrolytic parameters with depth

Изученные породы характеризуются очень широким диапазоном содержания органического углерода. Значения Cорг изменяются в диапазоне от 0,03 до 41,7%. Величина остаточного генерационного потенциала пород (параметр S2) тоже изменяется в широких пределах — от 0,07 до 100 мг углеводородов (УВ)/г породы. Органическое вещество пород характеризуется широким разбросом значений водородного индекса (HI) — от 64 до 467 мг УВ/г породы, и широким разбросом значений параметра Tmax — от 423 до 488 °C.

Для определения общей пористости по ЯМР коллекцию из 81 образца с сохраненной насыщенностью донасытили керосином, построили T_2 -распределения. Полученные спектры T_2 сгруппировали по форме распределений и по амплитудным значениям дифференциальной пористости (рис. 4).

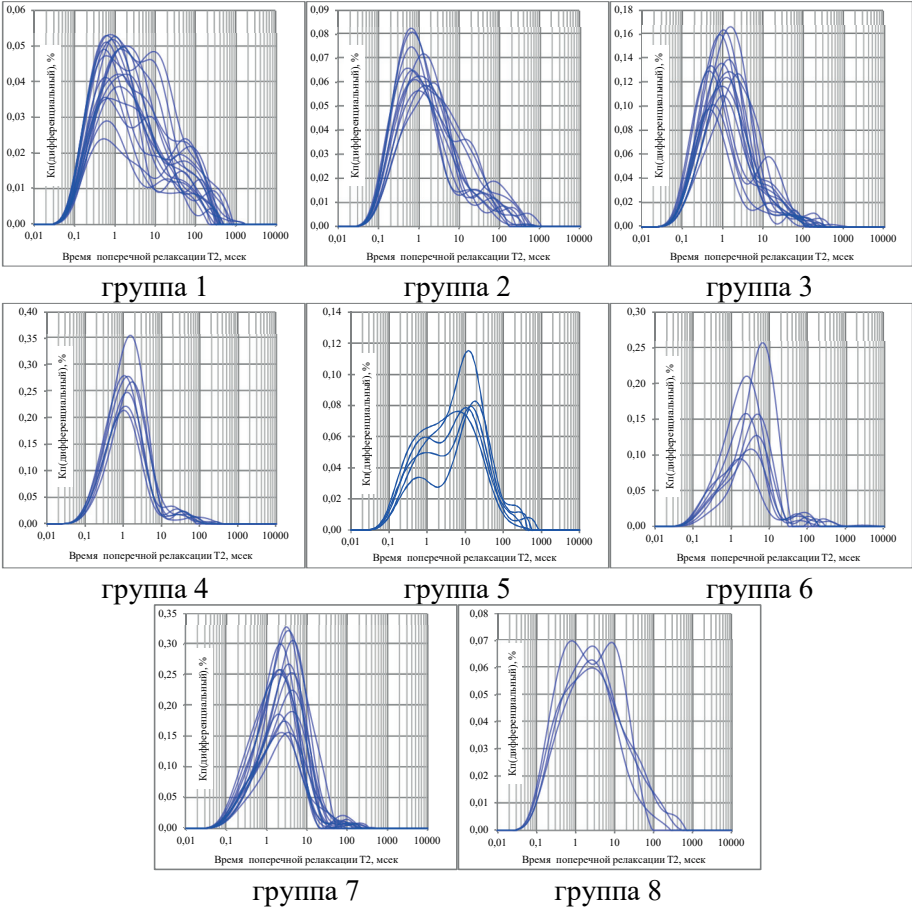


Рис. 4. Полученные спектры T_2 по группам

Fig. 4. The obtained T_2 spectra by groups

На исследуемой коллекции образцов определили открытую пористость по гелию после экстракции [Загидуллин и др., 2024] и сравнили ее с общей пористостью по ЯМР (см. рис. 5).

Из представленных на рис. 5 образцов выбрали 20, которые имеют близкое место взятия с образцами, отобранными на пиролитические исследования и реторту. На основании данных пиролиза и реторты рассчитали объемные содержания тяжелой нефти, легкой нефти и связанной воды соответственно с помощью формул (1)–(4). Применили полученные данные на спектры T_2 ЯМР после донасыщения керосином (рис. 4) и рассчитали граничные отсечки $T_{2гр.}$.

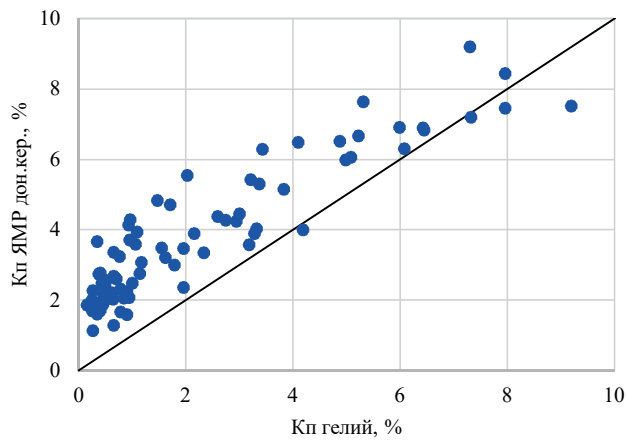


Рис. 5. Сопоставление общей пористости по ЯМР с открытой пористостью по гелию

Fig. 5. Comparison of total porosity by NMR with open porosity by helium

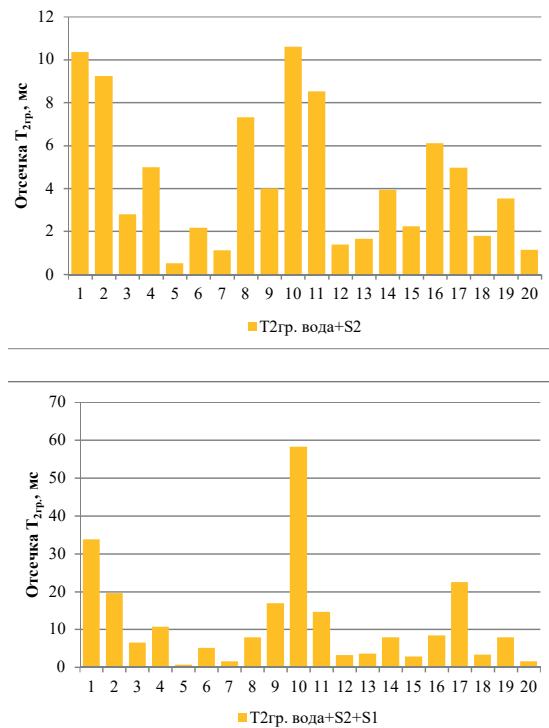


Рис. 6. Отсечки $T_{2гр.}$, отделяющие тяжелые нефти и связанную воду ($T_{2гр.}=4,4$ мс), и отсечки $T_{2гр.}$, отделяющие тяжелые нефти, легкие нефти и связанную воду ($T_{2гр.}=11,8$ мс)

Fig. 6. T_2 cut-offs that separate heavy oils and bound water ($T_2=4.4$ ms), and T_2 cut-offs that separate heavy oils, light oils, and bound water ($T_2=11.8$ ms)

Среднее значение отсечки, отделяющей тяжелые нефти и связанную воду, получилось равным 4,4 мс. Кроме того, нами рассчитаны отсечки $T_{2гр.}$, отделяющие тяжелые нефти, легкие нефти и связанную воду. С помощью них можно узнать, какая часть флюидов удаляется из керна при разгазировании нефти при подъеме керна на поверхность, среднее значение этой отсечки получилось равным 11,8 мс. Полученные отсечки $T_{2гр.}$ приведены на рис. 6.

Рассчитав граничные отсечки $T_{2гр.}$ для связанной воды, сравнили объемы связанной воды в образцах по результатам ЯМР и по данным реторты (рис. 7). Получена хорошая сходимость результатов измерений.

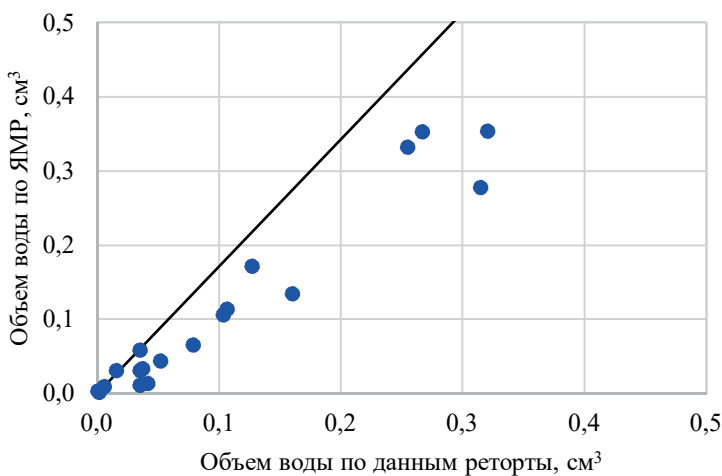


Рис. 7. Сопоставление объемов связанной воды по результатам ЯМР и по данным реторты

Fig. 7. Comparison of the volumes of bound water based on NMR and retort data

Усредненные отсечки $T_{2гр.}$, полученные на выборке из 20 образцов, применили для всех исследованных образцов и применили на каротаж ЯМК. Полученные данные по керну сравнили с каротажными данными. На рис. 8 приведен геолого-геофизический планшет одного из месторождений Самарской области. На первом треке приведены распределения T_2 по ЯМК с нанесенными отсечками $T_{2гр.}$, определенными по керну. На втором треке нанесена литология. На третьем треке представлены данные по пористости по ЯМК и пористости по ЯМР, полученные на керне (красные треугольники). В целом пористости между собой сопоставляются по всему разрезу, но есть расхождения, что объясняется наличием масштабного эффекта. Кроме того, на третьем треке приведена объемная модель по рассчитанным отсечкам (4,4 мс и 11,8 мс). На четвертом треке нанесены данные по содержанию органического углерода. На следующих треках приведены данные по содержанию урана, УЭС.

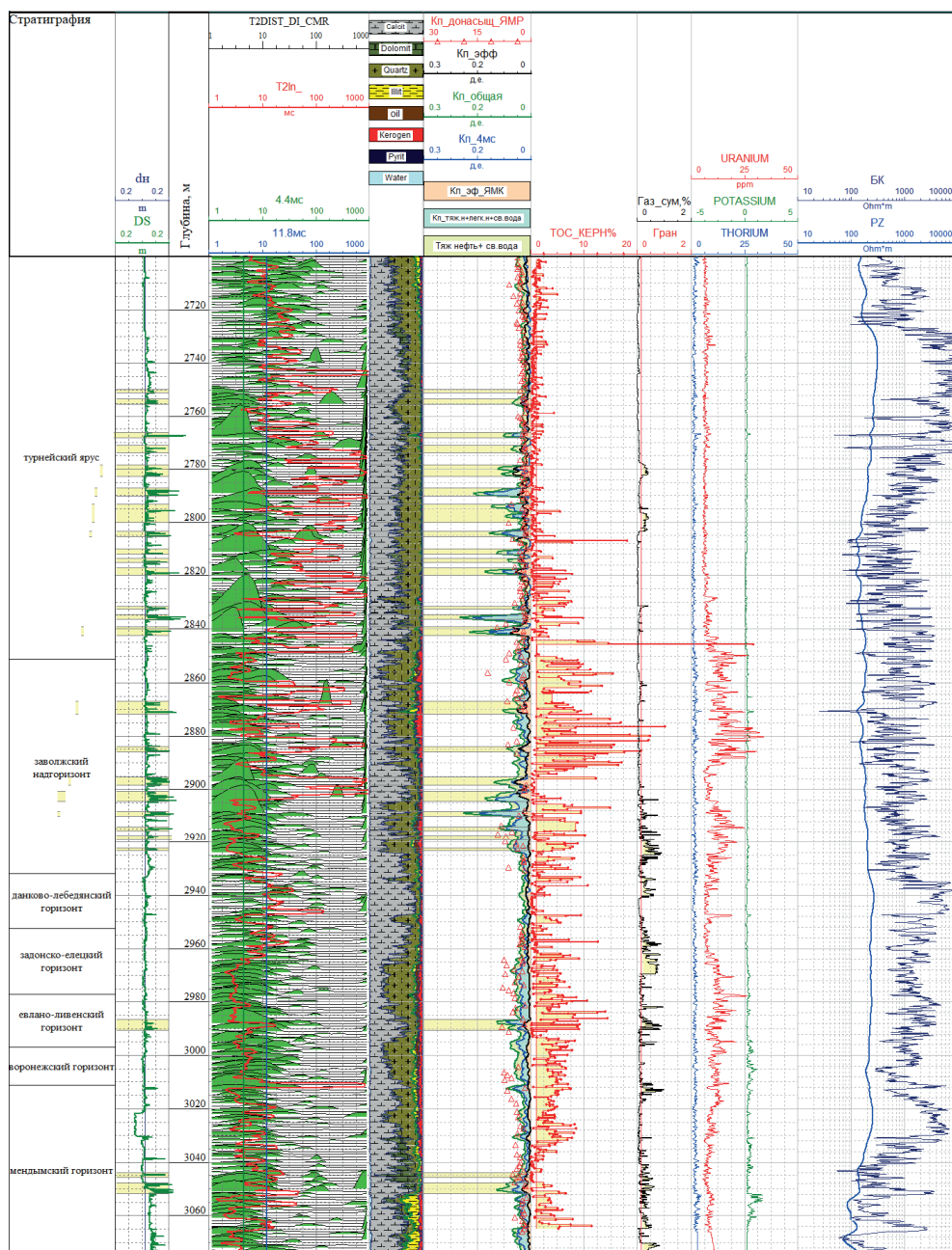


Рис. 8. Геолого-геофизический планшет одного из месторождений Самарской области

Fig. 8. Geological and geophysical tablet of one of the fields in the Samara region

Обсуждение

Полученные группы распределений T_2 (см. рис. 4) можно сравнить по их среднему логарифмическому времени ($T_{2\text{ср.лог.}}$). Для всех групп минимальное $T_{2\text{ср.лог.}}$ получилось равным 0,8 мс, максимальное $T_{2\text{ср.лог.}}$ — 7,1 мс, среднее $T_{2\text{ср.лог.}}$ — 2,2 мс. Из приведенных групп наибольшим потенциалом наличия пор с фильтрующимися флюидами обладает группа 5 ($T_{2\text{ср.лог.}}=4,8$ мс), что также видно по форме распределений T_2 (максимальное время T_2 доходит до 1000 мс, спектры смещены в сторону больших времен T_2). Дифференциальное распределение пористости по временам релаксации T_2 является прямой характеристикой распределения пор по размерам, поскольку время спин-спин-новой релаксации T_2 обратно пропорционально отношению поверхности к объему пор [Аксельрод, 2008, 2011; Джафаров и др., 2002; Топорков, Денисенко, 2008; Coates et al., 1999].

Корректное определение емкостных характеристик доманиковых отложений служит фундаментальной основой для создания достоверной петрофизической модели. Сравнение данных ЯМР показывает, что в высокопроницаемых коллекторах общая пористость по ЯМР и открытая пористость имеют близкие значения [Гильманов, 2022; Романов и др., 2015], однако при наличии ОВ и/или битумных включений общая пористость по ЯМР становится заметно выше. При сопоставлении общей пористости по ЯМР с открытой пористостью по гелию наблюдается завышение общей пористости по ЯМР (см. рис. 5). Причиной этого являются разрушение образцов в процессе экстракции, наличие трещинного пространства, неполное заполнение пор матрицы гелием (характерно для пород с порами предельно малого размера). Для получения корректных результатов рекомендуется определять общую пористость методом ЯМР на неэкстрагированном керне путем донасыщения свободного порового пространства флюидом (керосин / сырая нефть) или суммированием пористости керна при сохраненной насыщенности, определенной методом ЯМР, и пористости свободного порового пространства, определенной газовойолуметрическим методом.

Для пород доманиковых отложений ожидается, что тяжелые нефти могут быть распределены в поровом пространстве образцов как в самых мелких порах (сигнал тяжелых нефтей может располагаться левее сигнала от связанной воды), так и в порах большего размера (сигнал тяжелых нефтей располагается правее сигнала от связанной воды). Мы предполагаем, что для интерпретации результатов ЯМР, полученных на образцах доманиковых отложений, верным будет использовать граничную отсечку, отделяющую связанную воду и тяжелые фракции нефти вместе. С помощью нее можно отделить свободно фильтрующиеся флюиды. Как видно на рис. 8 (трек 3), получена неплохая сходимость керновых данных с результатами ЯМК (зеленая линия — данные по каротажу, красные треугольники — данные по керну). Расхождения между пористостью по керну и каротажу объясняется наличием масштабного эффекта. Увеличение содержания органического углерода (см. рис. 8, трек 4) потенциально указывает на наличие углеводородов для соответствующих интервалов, что подтверждается данными пиролиза (см. рис. 3).

Впервые удалось определить отсеки $T_{2гр}$ для тяжелой нефти, легкой нефти и связанной воды на образцах керна доманикового типа одного из месторождений Самарской области с помощью комплексирования петрофизических и геохимических исследований. Полученные данные возможно использовать для интерпретации ЯМК при необходимости.

Выводы:

1. Создана комплексная технология исследования порового пространства отложений доманикового типа, которая включает в себя комплексирование петрофизических и геохимических исследований.
2. Рассчитаны индивидуальные и средние граничные отсеки для выделения тяжелой нефти, легкой нефти и связанной воды отложений доманикового типа.
3. Рассчитанные отсеки использованы для интерпретации ЯМК. Полученные данные на каротаже хорошо сопоставляются с результатами, полученными на керне.
4. Для получения наилучших результатов на керне необходимо обеспечить максимальное подобие пластовым условиям. Для этого рекомендуется использовать нефть, привезенную со скважины, а также проводить исследования в термобарических условиях, что также позволяет минимизировать влияние трещин.

Список источников

- Аксельрод С. М. 1999. Петрофизическое обоснование ЯМК в поле постоянных магнитов. Методология и результаты лабораторных исследований ЯМР-свойств пород (по публикациям в американской геофизической печати) // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. Вып. 59. С. 28–47.
- Аксельрод С. М. 2008. Многомерные ЯМР-исследования разрезов скважин // Каротажник. Тверь: Изд. АИС. Вып. 172. С. 84–123.
- Аксельрод С. М. 2011. Современные тенденции развития ядерно-магнитных методов в петрофизике и геофизических исследованиях в скважинах // Труды Всероссийской научно-практической конференции “Состояние и перспективы развития ядерно-магнитных методов исследований нефтегазовых и рудных скважин, каменного материала и флюидов” М.: ГНЦ ВНИИГеосистем. С. 28–42.
- Баженова Т. К. 1998. Смешанные породы, содержащие некарбонатный углерод // Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов. СПб.: Недра. С. 265–269.
- Варламов А. И., Петерсилье В. И., Пороскун В. И., Фортунотова Н. К., Комар Н. В., Шве́ц-Тэ́нэ́та-Гу́рий А. Г. 2017. Методика оценки запасов нефти в отложениях доманикового типа // Геология нефти и газа. № 5. С. 51–65.
- Галиев Т. Р., Вавилин В. А., Кунакасов А. А., Уразгулов Р. Ю., Сорокина Е. В., Ким М. Е., Колпаков В. В., Романов Ю. К., Пустошкин Р. В. 2018. Применение ядерно-магнитного резонанса в изучении пород нетрадиционных коллекторов // «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО – Югры», 2018.

- Гильманов Я. И., Саломатин Е. Н., Николаев М. Ю. 2014. Опыт ТННЦ по изучению керн-на методом ЯМР // Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ». № 3. С. 22–25.
- Гильманов Я. И. 2022. Обзор методических подходов оценки пористости для образцов керн-на высокоуглеродистых формаций // Каротажник. № 6(320). С. 154. EDN KULWZW
- Гильманов Я. И., Шульга Р. С., Загидуллин М. И. 2022. Опыт ТННЦ в проведении межла-бораторного контроля измерений пористости на образцах керн-на методом ядерно-маг-нитного резонанса // Каротажник. № 6(320). С. 38–43. EDN SWFFDM
- Гильманов Я. И., Шульга Р. С. 2021. Оптимальная технология оценки пористости в нефте-материнских породах // Каротажник. № 8(314). С. 57–68. EDN JEGGFL
- Джафаров И. С., Сынгаевский П. Е., Хафизов С. Ф. 2002. Применение метода ядерно-маг-нитного резонанса для характеристики состава и распределения пластовых флюидов. М.: Химия. 437 с.
- Загидуллин М. И., Гильманов Я. И., Кукарский М. С. 2022. Способ определения общей пористости естественно-насыщенных образцов горных пород с использованием ме-тода ЯМР: патент 2780988 / Российская Федерация, МПК G01N 24/08 (2006.01). № 2021136997; заявл. 13.12.2021; опубл. 04.10.2022; бюллетень № 28; заявитель ООО «ТННЦ».
- Загидуллин М. И., Потапов А. Г., Гарипова К. Ф. 2023. Методика оценки содержания битума по данным исследований керн-на кембрийских отложений одного из месторождений Восточной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. Октябрь 6 (99). С. 23–30.
- Загидуллин М. И., Потапов А. Г., Молоков П. С., Дудник А. Н., Михайленко О. В. 2024. Новые подходы к пробоподготовке образцов керн-на битуминозных пород-коллекторов Восточной Сибири // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-ма-тематическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Т. 10. № 4(40). С. 132–148. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-4-132-148>
- Зубков М. Ю., Потапов А. Г. 2014. Спектры ЯМР различных типов пород, входящих в со-став бажено-абалакского комплекса Западной Сибири // Горные ведомости. № 9(124). С. 24–43.
- Зубков М. Ю. 2023. Проблемы оценки емкостных свойств пород баженовской свиты // «Геомодель 2023»: 25-я юбилейная научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Россия, Геленджик 4 - 7 сентября. С. 227–230. М.: Геомодель.
- Коваленко Е. В., Прохoshин А. С., Сычева А. С. 2023. Моделирование битуминозности по данным каротажа (ГИС) карбонатов венд-кембрия Восточной Сибири // Каротаж-ник. № 5(325). С. 16–25. EDN VDGJIK
- Марков В. В., Заночуев С. А., Рязанова Т. А. 2022. Способ выделения битумонасыщенных интервалов в карбонатных породах на основе результатов пиролитического исследова-ния // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. № 5(365). С. 32–36.
- Прищепа О. М., Суханов А. А., Макарова И. Р. 2014. Подходы к оценке доманиковых от-ложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции как нетрадиционных источ-ников углеводородов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. Т. 9. № 4. С. 1–27.

- Романов Ю. К., Вавилин В. А., Галиев Т. Р., Ким М. Е., Кунакасов А. А., Сорокина Е. В., Сулейманов Р. Ф., Качкин А. А. 2015. Применение ЯМР-релаксометра в изучении характеристик сложно построенных пород месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ» // «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО – Югры», 2015.
- Соболева Е. Н. 2022. Особенности геологического строения, оценка ресурсного потенциала и освоение залежей нефти в отложениях доманикового типа Муханово-Ероховского прогиба: дис. ... канд. наук. М. 120 с.
- Топорков В. Г., Денисенко А. С. 2008. Практическое применение данных ЯМР для оценки свойств структуры пород продуктивных нефтегазоносных залежей // Каротажник. Тверь: Изд. АИС. Вып. 177. С. 162–188.
- Фадеева Н. П., Козлова Е. В., Полудеткина Е. Н., Шарданова Т. А., Пронина Н. В., Ступакова А. В., Калмыков Г. А., Хомяк А. Н. 2015. Генерационный потенциал пород доманиковой формации волго-уральского нефтегазоносного бассейна // Вестник московского университета. Серия 4: геология. № 6. С. 44–52.
- Althaus S., Chen J.-H., Jacobi D., Brothers J. 2019. NMR signature and quantification of bitumen in unconventional source rocks // Proceedings of the 7th Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, USA, 22–24 July 2019. URTEC-2019-134-MS. <https://doi.org/10.15530/urtec-2019-134>
- Coates G. R., Xiao L., Prammer M. G. 1999. NMR Logging Principles and Applications. Houston: Halliburton Energy Services. 335 p.
- Piedrahita J., Aguilera R. 2017. Estimating oil saturation index OSI from NMR logging and comparison with rock-eval pyrolysis measurements in a shale oil reservoir // Proceedings of the SPE Unconventional Resources Conference, Calgary, Alberta, Canada, 15–16 February 2017. SPE-185073-MS. <https://doi.org/10.2118/185073-MS>
- Singh M., Dey S. K., Farooq U., Radwan El Sayed, Rajwade S., Tombokan X., Mendoza R., Hannon L., Watson R. 2019. A case study on reducing uncertainty by using correct procedure & desaturated reservoir fluid on NMR core T2 bound fluid cut-off analysis for Gaint Abu Dhabi Onshore carbonate to compute reliable field Wide Swirr Analysis from NMR logs // Proceedings of the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, 11–14 November 2019. SPE-197956-MS. Pp. 5620–5635. <https://doi.org/10.2118/197956-MS>

References

- Akselrod, S. M. (1999). Petrophysical substantiation of NMR in the field of permanent magnets. Methodology and results of laboratory studies of NMR properties of rocks (based on publications in the American Geophysical Press). *Karotazhnik = Logger*, (59), 28–47. [In Russian]
- Akselrod, S. M. (2008). Multidimensional NMR studies of sections. *Karotazhnik = Logger*, (172), 84–123. [In Russian]
- Akselrod, S. M. (2011). Current trends in the development of nuclear magnetic methods in petrophysics and geophysical research in wells. In *Proceedings of All-Russian Scientific and Practical Conference “The State and Prospects of Development of Nuclear Magnetic Research*

- Methods for Oil And Gas and Ore Wells, Rock Material and Fluids*" (pp. 28–42). VNIIGeosistem. [In Russian]
- Bazhenova, T. K. (1998) Mixed rocks containing non-carbonate carbon. In *Systematics and Classification of Sedimentary Rocks and Their Analogues*. Pp. 265–269. Nedra. [In Russian]
- Varlamov, A. I., Petersilye, V. I., Poroskun, V. I., Fortunotova, N. K., Komar, N. V., & Shvets-Teneta-Gurij, A. G. (2017). Methodology for estimating oil reserves in domanic deposits. *Oil and Gas Geology*, (5), 51–65. [In Russian]
- Galiev, T. R., Vavilin, V. A., Kunakasov, A. A., Urazgulov, R. Yu., Sorokina, E. V., Kim, M. E., Kolpakov, V. V., Romanov, Yu. K., & Pustoshkin, R. V. (2018). Application of nuclear magnetic resonance in the study of unconventional reservoir rocks. In *"Ways to Realize the Oil and Gas Potential of Khanty-Mansi Autonomous Okrug — Yugra" 2018*. [In Russian]
- Gilmanov, Ya. I., Salomatin, E. N., & Nikolaev, M. Yu. (2014). The TNSC's experience in studying the core using NMR. *Scientific and Technical Journal of OJSC "NK 'ROSNEFT'"*, (3), 22–25. [In Russian]
- Gilmanov, Ya. I. (2022). Review of methodological approaches to porosity evaluation on core samples from high-carbon formations. *Karotazhnik = Logger*, 6(320), p. 154. EDN KULWZW [In Russian]
- Gilmanov, Ya. I. Shulga, R. S., & Zagidullin, M. I. (2022). Experience of TNNTS (Tyumen Oil Research Center) in the interlaboratory control of core samples porosity measurements by nuclear magnetic resonance. *Karotazhnik = Logger*, 6(320), 38–43. EDN SWFFDM [In Russian]
- Gilmanov, Ya. I., & Shulga, R. S. (2021). An optimum technology for oil source rock porosity evaluation. *Karotazhnik = Logger*, 8(314), 57–68. EDN JEGGFL [In Russian]
- Dzhafarov, I. S., Syngaevskiy, P. E., & Khafizov, S. F. (2002). *Application of the Nuclear Magnetic Resonance Method to Characterize the Composition and Distribution of Reservoir Fluids*. Khimiya. [In Russian]
- Zagidullin, M. I., Gilmanov, Ya. I., & Kukarskij, M. S. Patent (2022). Method for determining the total porosity of naturally saturated rock samples using the NMR method (R. F. Patent No. 2780988). Russian Federation, IPC G01N 24/08 (2006.01). Applicant Tyumen Petroleum Research Center. [In Russian]
- Zagidullin, M. I., Potapov, A. G., & Garipova, K. F. (2023). Method for estimating bitumen content based on core studies of Cambrian sediments from one of the deposits in Eastern Siberia. *Exposition Oil Gas*, October 6 (99), 23–30. [In Russian]
- Zagidullin, M. I., Potapov, A. G., Molokov, P. S., Dudnik, A. N., & Mikhaylenko, O. V. (2024). New approaches to core samples preparation from bituminous reservoir rocks in Eastern Siberia. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 10(4), 132–148. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-4-132-148> [In Russian]
- Zubkov, M. Yu., & Potapov, A. G. (2014). NMR spectra of various types of rocks included in the Bazhenov-Abalak complex of Western Siberia. *Mining Vedomosti*, 9(124), 24–43. [In Russian]
- Zubkov, M. Yu. (2023). Problems of estimating the reservoir properties of rocks of the Bazhenov formation. In *Proceedings of the 25th Anniversary Scientific and Practical Conference on Geological*

- Exploration and Development of Oil and Gas Fields "Geomodel 2023"* (September 4–7, Gelendzhik, Russia) (pp. 227–230). Geomodel. [In Russian]
- Kovalenko, E. V., Prokhoshin, A. S., & Sycheva, A. S. (2023). Bitumenosity modeling from east Siberia Vendian-Cambrian carbonates logs. *Karotazhnik = Logger*, 5(325), 16–25. EDN VDGJIK. [In Russian]
- Markov, V. V., Zanochev, S. A., & Ryazanova, T. A. (2022). Method for isolating bitumen-saturated intervals in carbonate rocks based on the results of a pyrolytic study. *Geology, Geophysics, and Oil and Gas Development*, 5(365), 32–36. [In Russian]
- Prishchepa, O. M., Sukhanov, A. A., & Makarova, I. R. (2014). Approaches to the assessment of domanic deposits of the Timan-Pechora oil and gas province as unconventional sources of hydrocarbons. *Oil and Gas Geology. Theory and Practice*, 9(4), 1–27. [In Russian]
- Romanov, Yu. K., Vavilin, V. A., Galiev, T. R., Kim, M. E., Kunakasov, A. A., Sorokina, E. V., Suleymanov, R. F., & Kachkin, A. A. (2015). Application of the NMR relaxometer in the study of the characteristics of complexly constructed rocks of LUKOIL-WEST SIBERIA deposits. In *"Ways to Realize the Oil and Gas Potential of Khanty-Mansi Autonomous Okrug — Yugra" 2015*. [In Russian]
- Soboleva, E. N. (2022). *Features of the Geological Structure, Assessment of the Resource Potential and Development of Oil Deposits in The Domanic Deposits of the Mukhanovo-Erokhovsky Trough* [Cand. Sci. dissertation]. [In Russian]
- Toporkov, V. G., & Denisenko, A. S. (2008). Practical application of NMR data to assess the properties of the rock structure of productive oil and gas deposits. // *Karotazhnik = Logger*, (177), 162–188. [In Russian]
- Fadeeva, N. P., Kozlova, E. V., Poludetkina, E. N., Shardanova, T. A., Pronina, N. V., Stupakova, A. V., Kalmykov, G. A., Homyak, A. N. (2015). Petroleum generation potential of the domanik formation, Volga-Ural petroleum province. *Moscow University Geology Bulletin*, (6), 44–52. [In Russian]
- Althaus, S., Chen, J.-H., Jacobi, D., & Brothers, J. (2019). NMR signature and quantification of bitumen in unconventional source rocks. In *Proceedings of the 7th Unconventional Resources Technology Conference* (July 22–24, Denver, Colorado). URTEC-2019-134-MS. <https://doi.org/10.15530/urtec-2019-134>
- Coates, G. R., Xiao, L., & Prammer, M. G. (1999). *NMR Logging Principles and Applications*. Halliburton Energy Services.
- Piedrahita, J., & Aguilera, R. (2017). Estimating oil saturation index OSI from NMR logging and comparison with rock-eval pyrolysis measurements in a shale oil reservoir. In *Proceedings of the SPE Unconventional Resources Conference* (February 15–16, Calgary, Alberta, Canada). SPE-185073-MS. <https://doi.org/10.2118/185073-MS>
- Singh, M., Dey, S. K., Farooq, U., Radwan, El Sayed, Rajwade, S., Tombokan, X., Mendoza, R., Hannon, L., & Watson, R. (2019). A case study on reducing uncertainty by using correct procedure & desaturated reservoir fluid on NMR core T2 bound fluid cut-off analysis for Gaint Abu Dhabi Onshore carbonate to compute reliable field Wide Swirr Analysis from NMR logs. In *Proceedings of the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference* (November 11–14, Abu Dhabi, UAE) (pp. 5620–5635). SPE-197956-MS. <https://doi.org/10.2118/197956-MS>

Информация об авторах

Максим Ильварович Загидуллин, главный специалист, ООО «РН – Геология Исследования Разработка», центр исследования керна, Тюмень, Россия

MIZagidullin2@rn-gir.rosneft.ru, <https://orcid.org/0009-0009-7854-9320>

Артем Геннадьевич Потапов, заведующий лабораторией, ООО «РН – Геология Исследования Разработка», центр исследования керна, Тюмень, Россия

agpotapov@rn-gir.rosneft.ru, <https://orcid.org/0009-0007-3010-8070>

Александр Михайлович Фадеев, кандидат физико-математических наук, эксперт по физике пласта, ООО «РН – Геология Исследования Разработка», центр исследования керна, Тюмень, Россия

AMFadееv@rn-gir.rosneft.ru

Information about the authors

Maxim I. Zagidullin, Chief Specialist, LLC “RN – Geology Research and Development”, Tyumen, Russia

MIZagidullin2@rn-gir.rosneft.ru, <https://orcid.org/0009-0009-7854-9320>

Artem G. Potapov, Head of Laboratory, LLC “RN – Geology Research and Development”, Tyumen, Russia

agpotapov@rn-gir.rosneft.ru, <https://orcid.org/0009-0007-3010-8070>

Alexander M. Fadeev, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Expert in Reservoir Physics, LLC “RN – Geology Research and Development”, Tyumen, Russia

AMFadееv@rn-gir.rosneft.ru