ISSN 2712-8008
Том / Volume 25 №4 2025
Домашняя страница журнала: https://ered.pstu.ru/index.php/geo
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622+550.8.053, 550.832.582
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2025

Повышение информативности о коллекторских свойствах пласта на основе данных ядерно-магнитного каротажа в геомагнитном поле с применением новых алгоритмов обработки

Н.Н. Белоусова[1], М.М. Дорогиницкий[1], С.А. Жилин[1,3], В.М. Мурзакаев[1,3], К.Д. Шуматбаев[2]

[1]Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина (Российская Федерация, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 186А)
[2]ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина (Российская Федерация, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 75а)
[3]ФГБОУ ВО «Казанский национальный исследовательский технологический университет»
(Российская Федерация, 420015, г. Казань, ул. Карла Маркса, 68)

Increasing the Information Content of Reservoir Properties based on Nuclear Magnetic Logging Data in the Geomagnetic Field using New Processing Algorithms

Natalya N. Belousova[1], Mikhail M. Doroginitskii[1], Sergei A. Zhilin[1,3], Vladislav M. Murzakaev[1,3], Kirill D. Shumatbaev[2]

[1]TatNIPIneft R&D Institute of the PJSC TATNEFT named after V.D. Shashin (186a Sovetskaya st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation)
[2]PJSC TATNEFT named after V.D. Shashin (75a Lenina st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation)
[3]FSBEI HE "Kazan National Research Technological University" (68 Karla Marksa st., Kazan, 420015, Russian Federation)

Получена / Received: 02.06.2025. Принята / Accepted: 31.10.2025. Опубликована / Published: 21.11.2025

Ключевые слова:
ядерно-магнитный каротаж, ядерно-магнитный резонанс, спектры времен релаксации, время отсечки, скважина, геофизические исследования скважин, подвижный флюид, пористость, карбонатные отложения, программа обработки, геомагнитное поле, поле Земли, резонансная частота, буровой раствор, помеха, геологический разрез скважины.

Представлены результаты применения нового алгоритма обработки данных ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) в геомагнитном поле. Предлагаемое программное обеспечение применяется для решения проблемы выделения перспективных интервалов в карбонатном разрезе скважин, в которых зачастую одинаковым по стандартному комплексу геофизических исследований пластам соответствуют разные по качеству коллекторы и, как следствие, есть риск неправильного проведения прострелочно-взрывных мероприятий, приводящих к неэффективной разработке месторождения. С помощью ЯМК как одного из эффективных методов исследования на подвижный флюид с наилучшим качеством выделяются границы коллекторов, определяется объем флюида, потенциально способного к извлечению. Новое программное обеспечение дает возможность применить различные фильтры для предварительной обработки полевых данных, проводить персональные настройки планшетов данных, персонализировать пользователя и вести журнал работы. В ПО реализована возможность чтения полевых файлов от различных модификаций приборов ЯМК в геомагнитном поле, а также выгрузка результирующих файлов через настраиваемое меню для удобства пользователя. Обработка данных ЯМК с представлением их в виде спектров по временам релаксации позволила получать более корректную информацию о количестве подвижного флюида в карбонатном разрезе и выделять в интервале исследований наиболее перспективные объекты. Биновое представление результатов обработки информирует о преобладании пор того или иного размера в исследуемом разрезе скважин, то есть дает понимание структуры порового пространства. Данные о неоднородности распределения коллекторских свойств карбонатных отложений дают дополнительную информацию недропользователю для наиболее эффективного выбора прострелочно-взрывных работ, сокращая затраты на испытания непродуктивных интервалов и сохраняя целостность продуктивного коллектора, что в конечном счете позволяет максимально оптимизировать разработку месторождения.

Keywords:
nuclear magnetic logging, nuclear magnetic resonance, relaxation time spectra, cutoff time, well, well logging, mobile fluid, porosity, carbonate deposits, processing program, geomagnetic field, Earth's field, resonant frequency, drilling mud, interference, geological section of the well.

The paper presents the results of applying a new algorithm for processing nuclear magnetic logging (NML) data in a geomagnetic field. The proposed software is used to identify promising intervals in carbonate wells. These intervals, often identical according to standard geophysical surveys, often correspond to reservoirs of varying quality. Consequently, there is a risk of improper perforating and blasting operations, leading to inefficient field development. Using NML as an effective method for testing for mobile fluid, reservoir boundaries are identified with the highest quality and the volume of fluid potentially capable of recovery is determined. The new software enables the application of various filters for pre-processing field data, personalization of data tablets, user customization, and operation logging. The software supports reading field files from various NML instrument modifications in a geomagnetic field, as well as downloading resulting files through a customizable menu for user convenience. Processing NML data and presenting them as relaxation time spectra allowed us to obtain more accurate information on the amount of mobile fluid in the carbonate section and identify the most promising targets within the study interval. The binned representation of the processing results provides information on the prevalence of pores of a particular size within the studied well section, thereby providing an understanding of the pore space structure. Data on the heterogeneity of the distribution of reservoir properties in carbonate deposits provides additional information to the subsoil user for the most effective selection of perforating and blasting operations, reducing the cost of testing unproductive intervals and preserving the integrity of the productive reservoir, ultimately enabling the maximum optimization of field development.

Белоусова Наталья Николаевна – заместитель начальника отдела методического сопровождения и интерпретации данных геофизических исследований скважин (e-mail: Belousova-NN@tatnipi.ru, тел.: +007 (855) 947 88 86).
Дорогиницкий Михаил Михайлович – инженер-программист отдела ГИС и технологий в открытом стволе (e-mail: m_dorogin@bk.ru, тел.: +007 (855) 947 88 86).
Жилин Сергей Анатольевич – инженер-электроник отдела ГИС и технологий в открытом стволе, старший преподаватель кафедры менеджмента и гуманитарных дисциплин (тел.: +007 (855) 947 88 86).
Мурзакаев Владислав Марксович – кандидат технических наук, начальник отдела ГИС и технологий в открытом стволе (e-mail: Murzakaev.VM@tatnipi.ru, тел.: +007 (855) 947 88 86).
Шуматбаев Кирилл Дмитриевич – кандидат геолого-минералогических наук, главный эксперт по петрофизическим исследованиям (e-mail: Shumatbaevkd@tatneft.ru, тел.: +007 (855) 330 74 58).

Natalya N. Belousova – Deputy Head of the Department of Methodological Support and Interpretation of Well Geophysical Survey Data (tel.: +007 (855) 947 88 86, e-mail: Belousova-NN@tatnipi.ru). The contact person for correspondence.
Mikhail M. Doroginitskii (Author ID in Scopus: 57191755798) – Software Engineer in the Well Surveying and Open Hole Technologies Department (tel.: +007 (855) 947 88 86, e-mail: m_dorogin@bk.ru)
Sergei A. Zhilin – Electronics Engineer in the Well Surveying and Open Hole Technologies Department, Senior Lecturer of the Department of Management and Humanities (tel.: +007 (855) 947 88 86).
Vladislav M. Murzakaev (Author ID in Scopus: 56005783700) – PhD in Engineering, Head of the Well Surveying and Open Hole Technologies Department (tel.: +007 (855) 947 88 86, e-mail: Murzakaev.VM@tatnipi.ru)
Kirill D. Shumatbaev (Author ID in Scopus: 55531859800, ORCID: 0009-0005-2068-8505) – PhD in Geology and Mineralogy, Chief Expert for Petrophysical Research of the Department of Field Development (tel.: +007 (855) 330 74 58, e-mail: Shumatbaevkd@tatneft.ru)

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Повышение информативности о коллекторских свойствах пласта на основе данных ядерно-магнитного каротажа в геомагнитном поле с применением новых алгоритмов обработки / Н.Н. Белоусова, М.М. Дорогиницкий, С.А. Жилин, В.М. Мурзакаев, К.Д. Шуматбаев // Недропользование. – 2025. – Т.25, №4. – С. 296–302. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.4.2

Please cite this article in English as:
Belousova N.N., Doroginitskii M.M., Zhilin S.A., Murzakaev V.M., Shumatbaev K.D. Increasing the Information Content of Reservoir Properties based on Nuclear Magnetic Logging Data in the Geomagnetic Field using New Processing Algorithms. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2025, vol.25, no.4, pp. 296-302. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.4.2

Введение

Одной из важных задач любого недропользователя является эффективное планирование разработки месторождения, которое возможно в том числе за счет корректного определения границ коллекторов и оценки объема флюида, потенциально способного к извлечению без применения дополнительных способов обработки призабойной зоны [1]. Несмотря на то что бóльшая часть месторождений Татарстана хорошо изучена, стоит задача уточнения коллекторских свойств изучаемого разреза скважин в интервалах с неоднозначным заключением по стандартному комплексу геофизических исследований скважин (ГИС) или в интервалах со сложным геологическим строением. Например, в карбонатных отложениях, где по схожим пластовым характеристикам по ГИС результаты по испытаниям бывают неодинаковыми, подвижность флюида в разных его частях сильно отличается.

Одним из высокоинформативных методов оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) горных пород является ядерный магнитный каротаж [2–7]. В зависимости от используемого магнитного поля для формирования сигнала ядерного магнитного резонанса различают ЯМК в сильном поле [8], генерируемым магнитной системой прибора, и ЯМК в геомагнитном поле [9, 10]. Регистрируемый сигнал в ЯМК прямо пропорционален количеству ядер водорода ^1H в исследуемом пространстве и представлен мультиэкспоненциальным затуханием, которое можно описать спектром (распределением) времен поперечной ядерной (спин-спиновой) релаксации T_2.

Времена T_2 несущественно меняются в зависимости от внешнего магнитного поля [11]. Поэтому результаты ЯМК в геомагнитном поле и ЯМК в искусственном, сильном магнитном поле могут быть сопоставлены.

Сигнал ЯМК от ядер атомов ^1H, входящих в скелет порового пространства, имеет короткие, нерегистрируемые времена релаксации T_2, в то время как сигнал от ядер атомов водорода, входящих в состав подвижных молекул флюидов, имеет большие времена релаксации T_2, что позволяет полностью отнести сигнал к флюиду. Времена поперечной ядерной магнитной релаксации T_2 содержат информацию о типе и подвижности молекул или вязкости флюида [12, 12–15], о размере пор и проницаемости породы-коллектора [16–21], о смачиваемости поверхности флюида [22–26]. Для типизации флюида по данным ЯМК в сильном поле используется общепринятая модель пористости [5, 6, 12, 12–25, 27–30] с характерными временами отсечки $T_{2cutoff}$ и $T_{2residual}$, приведенная на рис. 1, *а*.

В этой модели пористости предполагается, что сигнал ЯМК формируется от молекул флюида, насыщающего поровое пространство породы. Такое условие соответствует ЯМК в сильном поле, так как область исследования для этого типа каротажных приборов фокусируется в породе, внутри прискважинной зоны. В отличие от этого, сигнал ЯМК в геомагнитном поле формируется не только от флюида в поровом пространстве породы, но и от бурового раствора, заполняющего ствол скважины. Для этого случая требуется уточнение модели пористости и переопределение характерных времен отсечки (времен разграничения спектра).

Для извлечения информации из данных ЯМК в геомагнитном поле до недавнего времени использовались два подхода: метод аппроксимации мультиэкспоненциального затухания детектированного сигнала ЯМК на заданном временном интервале и метод

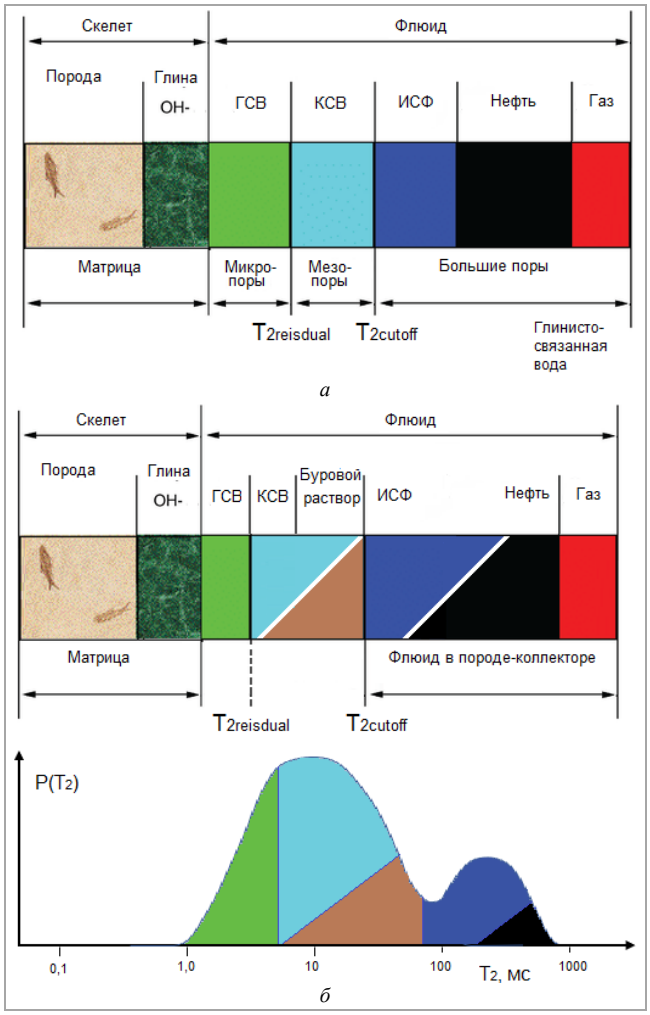


Рис. 1. Модель пористости: *а* – стандартная, используемая для типизации флюида по данным ЯМК в сильном поле; *б* – используемая для типизации флюида по данным ЯМК в геомагнитном поле

разделения Фурье-образа высокочастотного сигнала ЯМК. В то же время для анализа данных ЯМК широко используется регуляризационный метод вычисления спектра времен релаксации T_2 [31–34]. Одной из рассматриваемых проблем настоящей статьи является сравнительная оценка применения метода вычисления спектра времен релаксации T_2 к данным ЯМК в геомагнитном поле.

Предлагаемое решение

Для задачи типизации флюида по данным ЯМК в геомагнитном поле предлагается модель пористости, приведенная на рис. 1, *б*. В этой модели переопределяется время отсечки $T_{2cutoff}$. Сигнал ЯМК в геомагнитном поле включает в себя сигнал от бурового раствора и флюида в прискважинном поровом пространстве породы-коллектора. Для буровых растворов на глинистой основе характерны малые времена релаксации $T_2 < T_{2cutoff}$, обусловленные наличием парамагнитных примесей в глине. Аналогичное поведение характерно для вязких буровых растворов на полимерной или углеводородной основе.

Характерное время отсечки T_{2cutof} варьируется в диапазоне от 30 до 150 мс и предназначено для отсечки сигнала от бурового раствора и от малоподвижной части флюида в породе. Таким образом, в предлагаемой модели пористости часть сигнала с временами $T_2 > T_{2cutoff}$

относится к свободно движущемуся флюиду в поровом пространстве породы. Это означает, что метод ЯМК в геомагнитном поле позволяет регистрировать индекс свободного флюида (ИСФ).

Для вычисления ИСФ из данных ЯМК в геомагнитном поле в настоящее время используется метод аппроксимации мультиэкспоненциального затухания детектированного сигнала ЯМК на заданном временном интервале. Детектированный сигнал спада свободной индукции (ССИ) в однородном геомагнитном поле совпадает со спадом в результате поперечной ядерной магнитной релаксации, за исключением переходных процессов в начале спада. Для качественного выделения коллекторов на ССИ выделялись три амплитуды сигнала ССИ. Признаком коллектора в данном варианте представления являются положительные отклонения (более чем в 1,5 раза) кривых амплитуд сигнала ССИ от линии помехи (шумов). Начальная амплитуда сигнала ССИ вычисляется по формуле [10, 30], учитывающей амплитуды зарегистрированных сигналов (как правило, двух из трех зарегистрированных):

$$ИСФ \propto U_0 = \frac{{U_1}^m}{{U_3}^n}, \quad (1)$$

где степени m и n зависят от времен измерения ординат сигнала:

$$m = {t_3}/{(t_3 - t_1)}, \; n = {t_1}/{(t_3 - t_1)}.$$

Соответственно, время релаксации вычислялось по формуле

$$T_2 = \frac{t_3 - t_1}{lnU_1 - lnU_3}. \quad (2)$$

Рабочее окно используемой в настоящее время программы для обработки детектированного сигнала ССИ представлено на рис. 2, *а*.

Данный метод обработки имеет ряд недостатков, среди которых отсутствие возможности применения методов фильтрации, ограниченность получаемых данных, отсутствие возможности коррекции данных, отсутствие контроля технических параметров режима каротажа как одного из критериев оценки качества. Основными преимуществами данной программы являются скорость обработки и наглядность ее результатов [35, 36].

Отметим, что в предлагаемом методе неявно содержится предположение о двух экспоненциальных компонентах в детектированном ССИ: компоненте с временем $T_2 < T_{2cutoff}$, которая исключается из анализа, и компоненте с $T_2 > T_{2cutoff}$, которую относят к свободно движущемуся флюиду в породе-коллекторе.

Другим методом определения ИСФ по данным ЯМК в геомагнитном поле является метод разделения Фурье-образа высокочастотного сигнала ЯМК [35]. Рабочее окно используемой в настоящее время программы, предназначенной для обработки высокочастотного сигнала ССИ, представлено на рис. 2, *б*.

В этом методе предполагается, что огибающая высокочастотного сигнала ССИ представлена двумя экспонентами. Фурье-образ ССИ в таком предположении представляется в виде двух Лоренцевых линий: широкой линии, соответствующей коротким времени $T_2 < T_{2cutoff}$ и относящейся к буровому раствору и к связанному флюиду в породе-коллекторе; узкой линии, соответствующей большим $T_2 > T_{2cutoff}$ и относящейся к свободно движущемуся флюиду в породе. Время T_2 для свободно движущегося флюида определяется как

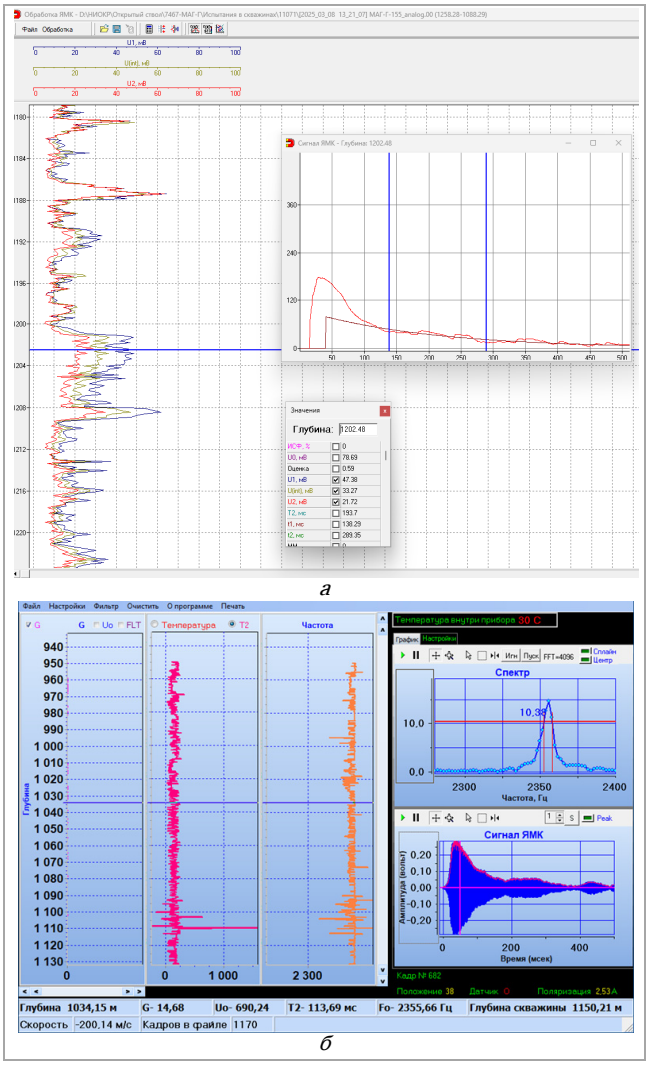


Рис. 2. Вид рабочего окна: *а* – программы NMC обработки детектированного сигнала ССИ методом аппроксимации на заданном временном интервале; *б* – программы для обработки высокочастотного сигнала ССИ методом разделения Фурье-образа

полуширина узкого Лоренцева пика, выделенного на фоне широкого Лоренцева пика. ИСФ пропорционален площади выделенного узкого Лоренцева пика. Метод позволяет использовать частотные фильтры для повышения отношения «сигнал/шум», однако математическая процедура разделения Фурье-образа на две Лоренцевы линии является неустойчивой.

Мультиэкспоненциальность детектированного сигнала ССИ позволяет использовать метод вычисления спектра времен релаксации $P(T_2)$, разработанный ранее для анализа данных ЯМК в сильном поле. Детектированный сигнал ССИ за исключением начального участка с переходными процессами связан со спектром времен релаксации посредством интегрального уравнения Фредгольма 1-го рода:

$$A(t) = \int_0^\infty P(T_2) e^{-\frac{t}{T_2}} dT_2. \quad (3)$$

Дискретизация этого уравнения в логарифмическом масштабе времен релаксации T_2 сводит задачу к системе линейных уравнений. Система является плохо обусловленной и требует применения регуляризационных методов решения. Основной априорной информацией для регуляризации этой задачи является требование

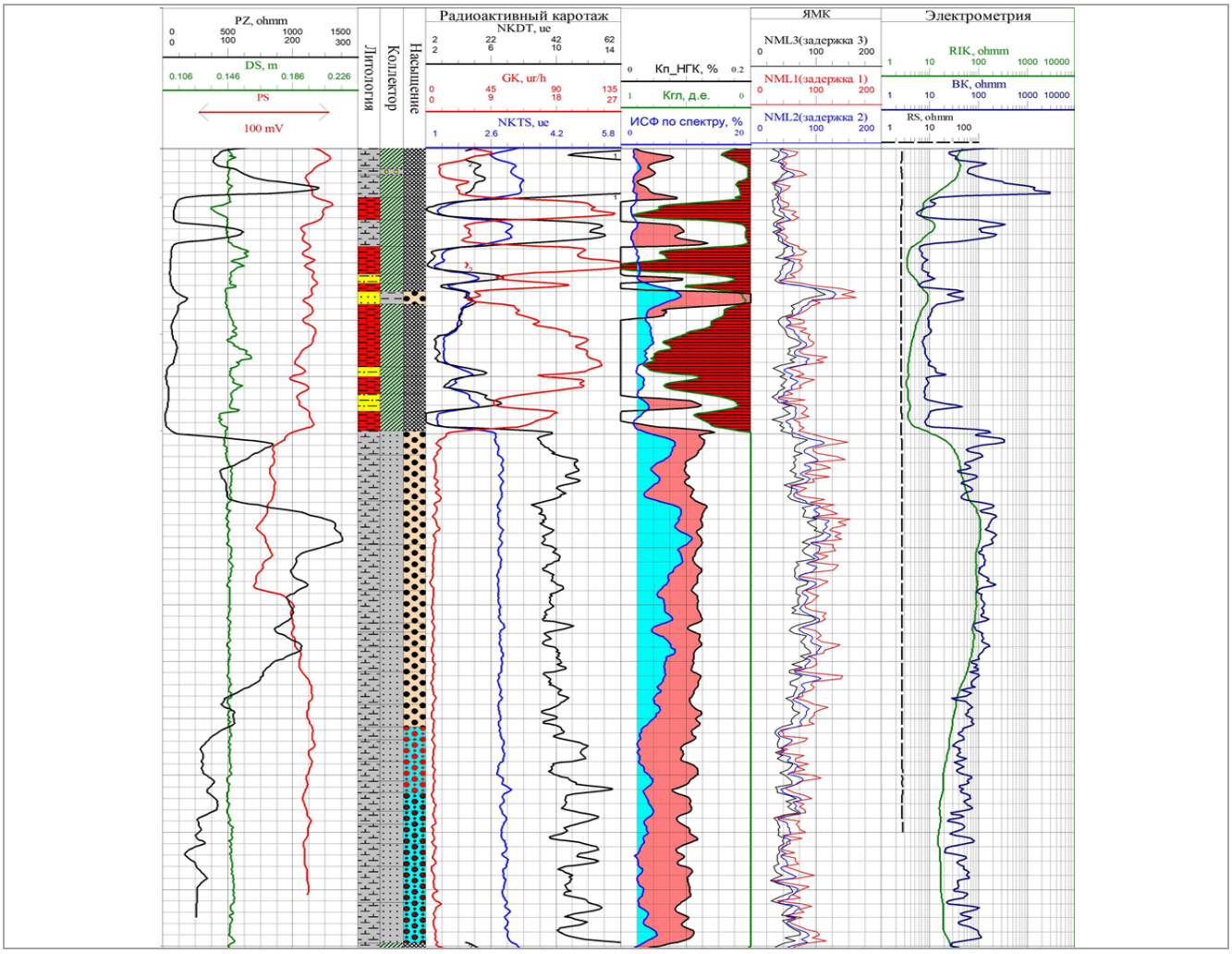


Рис. 3. Планшет ПО «Прайм» с результатами ЯМК в геомагнитном поле с применением нового алгоритма обработки данных

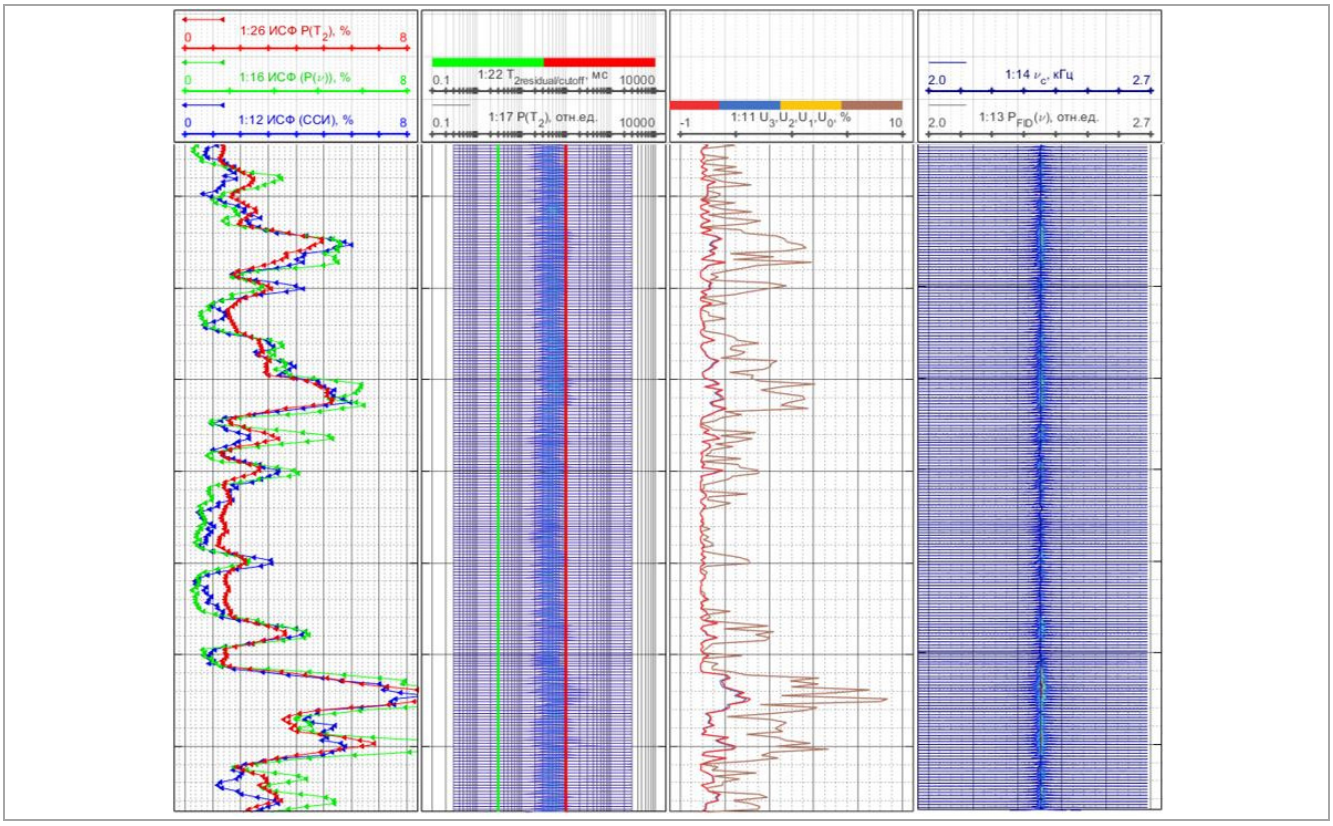


Рис. 4. Фрагмент планшета программы NT с результатом вычисления ИСФ тремя методами

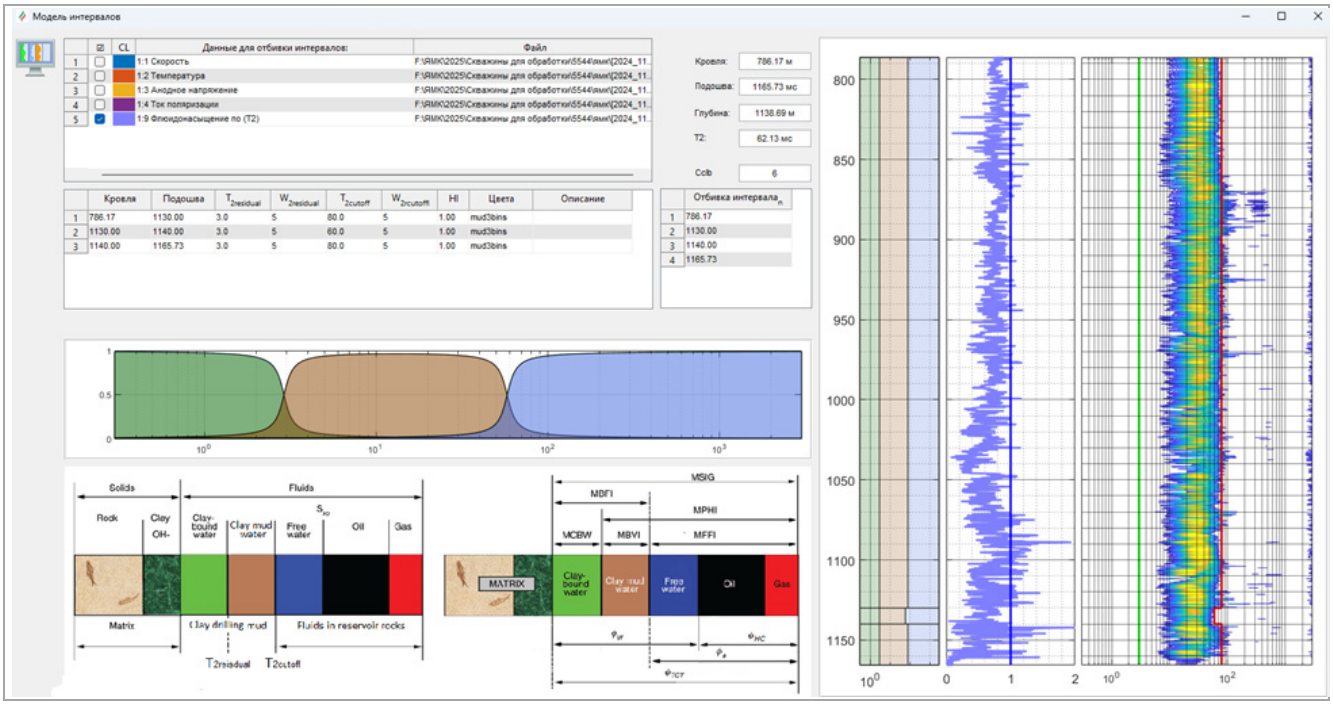


Рис. 5. Окно программы NT для настройки отсечек $T_{2\text{cutoff}}$

неотрицательности спектра $P(T_2)$, которое вносится на каждом шаге итерационного решения уравнения Тихонова. Анализ полученного спектра $P(T_2)$ в этом случае следует выполнять на основе предложенной на рис. 1, *б*, модели пористости. Соответствующий ИСФ и среднелогарифмическое время T_2 могут быть определены по части спектра с временами $T_2 > T_{2\text{cutoff}}$.

Реализация

Метод ЯМК в геомагнитном поле для исследования бурящихся скважин хорошо себя зарекомендовал и успешно применяется в ПАО «Татнефть». ЯМК включен в стандартный комплекс ГИС благодаря невысокой стоимости аппаратуры и, как следствие, – самих исследований.

Для решения задачи корректного извлечения информации из данных ЯМК в геомагнитном поле и сравнения ее с данными ЯМК в сильном поле и с данными других методов каротажа было разработано программное обеспечение TN (программа TN), включающее: все три перечисленных метода вычисления ИСФ по данным ЯМК в геомагнитном поле; методы анализа данных ЯМК в сильном поле; различные методы фильтрации геофизических данных; геофизический планшет для сравнительного анализа данных ЯМК и данных каротажа других методов; функции импорта и экспорта данных каротажа и результатов расчетов различного формата; функции администрирования и аудита действий пользователей в многопользовательском режиме работы. В программе реализована возможность сохранения и последующего использования пользовательских настроек параметров обработки данных. Имеется возможность обработки данных, поступающих в реальном режиме времени.

Результаты применения алгоритма вычисления ИСФ по спектру времен релаксации, полученные в модуле «Обработка данных ЯМК в геомагнитном поле» программы TN, представлены на рис. 3. Спектры времен релаксации разбивались в соответствии с предложенной моделью пористости с заданием граничных значений времен релаксации по необходимым интервалам, соответствующим разным по литологии отложениям [5, 7]. Для сравнения в треках планшета приведены данные нейтронного гамма-каротажа (НГК) и других методов стандартного комплекса ГИС. В треке «ЯМК» приведены результаты вычислений по методу аппроксимации мультиэкспоненциального затухания детектированного сигнала ЯМК на заданном временном интервале.

Согласно стандартной модели пористости метода ЯМР [5], для выделения составляющих пористости используется методика граничных значений времен релаксации, согласно которой временам ниже граничного соответствует связанный флюид, а временам большим, чем это граничное значение, – подвижный, свободный флюид. Для терригенных отложений это граничное значение составляет приблизительно 30 мс, для карбонатных – 100 мс (в разных литературных источниках времена немного отличаются). Поскольку при ЯМК в геомагнитном поле регистрируются сигналы с временем релаксации от 30 мс и больше, то для терригенных отложений весь регистрируемый сигнал соответствует объему свободного флюида [9, 12–25]. Этого нельзя сказать при интерпретации данных исследования карбонатных отложений, поскольку подвижный флюид соответствует временам большим, чем 100 мс. То есть в общем сигнале также частично регистрируется и связанный флюид, и, соответственно, объем свободного флюида с точки зрения ЯМК завышается.

Для данных, полученных методом ЯМК в геомагнитном поле, эта ситуация усложняется еще и из-за вклада в сигнал ССИ от ядер атомов водорода в составе молекул бурового раствора. Поэтому достоверные результаты получения ИСФ могут быть получены в случае, когда характерный спектр времен релаксации бурового раствора смещен в область $T_2 < T_{2\text{cutoff}}$. Отметим, что при интерпретации данных ЯМК в геомагнитном поле времена отсечки отличаются от принятых для ЯМК в сильном поле значений для различного типа пород-коллекторов и зависят от типа бурового раствора. Для разбивки спектра времен релаксации необходимо использовать предлагаемую на рис. 1, *б*, модель пористости.

По данным обработки ЯМК в геомагнитном поле и представленной на рис. 3 кривой индекса свободного флюида (ИСФ) можно сказать, что карбонатные отложения исследуемого интервала неоднородны по качеству коллектора, и этот интервал можно условно разделить на три пачки: верхняя – нефтяная, средняя – нефтяная, нижняя начинается с переходной зоны и до забоя. Верхняя часть имеет наилучшие коллекторские свойства – разница между общей и эффективной (кривая ИСФ по ЯМК) пористостями небольшая. Переходная часть имеет ухудшенные свойства коллектора, невысокие значения эффективной пористости на уровне фона, что может быть связано с наличием окисленной нефти. Нижняя часть имеет плохие коллекторские свойства – эффективная пористость на уровне помехи или фоновых значений. Подвижного флюида может не быть в нижней части данного интервала исследований. Полученная с помощью нового алгоритма обработки ЯМК информация о неравномерности распределения коллекторских свойств дает дополнительную информацию недропользователю для наиболее эффективного выбора прострелочно-взрывных работ, сокращая затраты на испытания непродуктивных интервалов и сохраняя целостность продуктивного коллектора.

В первом треке планшета, приведенного на рис. 4, показаны результаты вычислений предложенного метода оценки ИСФ по спектру времен релаксации $P(T_2)$ в сравнении с результатами вычислений по методу аппроксимации мультиэкспоненциального затухания детектированного сигнала ССИ и по методу разделения Фурье-образа высокочастотного сигнала ЯМК $P(v)$.

На следующих треках приведены результаты промежуточных вычислений: спектры времен релаксации $P(T_2)$, значения амплитуд детектированного сигнала ССИ $U_{0,1,2,3}$, высокочастотное спектры сигнала ЯМК $P(v)$.

Модель пористости, приведенная на рис. 1, *б*, и используемая при обработке спектров времен релаксации, позволяет применять граничные значения (отсечки) в зависимости от типа разреза поинтервально, что упрощает сам процесс обработки и делает его подстраиваемым под конкретный разрез и геолого-технологические условия. На рис. 5 представлено окно программы настроек отсечек $T_{2cutoff}$. Для уточнения результатов имеется возможность смещения и уширения граничных переходов.

Заключение

Опыт обработки данных ЯМК в сильном магнитном поле, перенесенный в область ЯМК в геомагнитном поле, позволил применить инструмент для уточнения объема свободного флюида за счет коррекции в спектрах по временам релаксации, что дает больше сведений о разрезе. Данные о неоднородности распределения коллекторских свойств карбонатных отложений предоставляют дополнительную информацию недропользователю для наиболее эффективного выбора прострелочно-взрывных работ, сокращая затраты на испытания непродуктивных интервалов и сохраняя целостность продуктивного коллектора, что в конечном счете позволит максимально оптимально планировать разработку месторождения.

Библиографический список

1. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – М.; Тверь: ВНИГНИ; НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 258 с.
2. Kenyon, W.E. Petrophysical principles of applications of NMR logging / W.E. Kenyon // The Log Analyst. –1997. – Vol. 38, iss. 02. – P. 21–43.
3. Аксельрод, С.М. Ядерный магнитный резонанс в нефтегазовой геологии и геофизике / С.М. Аксельрод, В.Д. Неретин. – М.: Недра, 1990. – 191 с.
4. Ядерные магнитные методы исследования скважин / С.М. Аксельрод [и др.]. – М.: Недра, 1976. – 127 с.
5. Джафаров, И.С. Применение метода ядерно-магнитного резонанса для характеристики состава и распределения пластовых флюидов / И.С. Джафаров, П.Е. Сынгаевский, С.Ф. Хафизов. – М.: Химия, 2002. – 439 с.
6. Coates, G.R. NMR Logging Principles and Applications / G.R. Coates, L. Xiao, M.G. Prammer. – Houston: Halliburton Energy Services, 1999. – 234 p.
7. Волков, В.Я. Применение импульсного метода ядерного магнитного резонанса к изучению трансляционных движений молекулжидкостей в пористых средах / В.Я. Волков, Н.Н. Непримеров // Георесурсы. – 2001. – № 1. – С. 8–12.
8. Brown, R.J.S. Nuclear Magnetism Logging / R.J.S. Brown, B.W. Gamson // Petroleum Transactions, AIME. – 1960. – Vol. 219. – P. 201–209. DOI: 10.2118/1305-G
9. Brown, R.J.S. The Earth's-field NML development at Chevron / R.J.S. Brown // Concepts in Magnetic Resonance, 2001. – Vol. 13(6). – P. 344–366. DOI: 10.1002/cmr.1020
10. A statistical learning perspective on the inversion of NMR relaxation data Open Access / H. Chen [et al.] // AIP Advances. – 2022. – Vol. 12. – P. 065230. DOI: 10.1063/5.0092178
11. Мурцовкин, В.А. Использование метода ядерного магнитного резонанса для определения смачиваемости горных пород / В.А. Мурцовкин // Каротажник – 2016. – Т. 1. – С. 35–44.
12. Rapid determination of fluid viscosity using low-field two-dimensional NMR / L. Xiao, W. Chen, H. Liu, G. Liao, M. Wang, Q. Xie // Journal of Magnetic Resonance, 2014. – Vol. 247. – P. 1–8. DOI: 10.1016/j.jmr.2014.08.00
13. Zega, J.A. Kobayashi Spin-Lattice Relaxation and Viscosity in Mixtures of N-Hexane and N-Hexadecane / J.A. Zega, V. Waylon, R. House // Industrial & Engineering Chemistry Research. – 1990. – Vol. 29, iss. 5. – P. 909–912. – DOI: 10.1021/ie00101a029
14. Hydrocarbon Saturation and Viscosity Estimation from NMR Logging in the Belridge Diatomite / C.E. Morriss [et al.] // The Log Analyst. – 1997. – Vol. 38. – P. 44–59.
15. Дорогиницкий, М.М. Температурная поправка для расчета вязкости нефти по данным ядерного магнитного поля / М.М. Дорогиницкий, Д.С. Иванов, В.М. Мурзакаев // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 9. – С. 12–16.
16. Some exceptions to default NMR rock and fluid properties / Q. Zhang [et al.] // SPWLA 39th Annual Logging Symposium, May 26–28, 1998, Keystone, Colorado. – Keystone, 1998. – SPWLA-1998-FF.
17. A New Method for Converting T2 Spectrum into Pore Radius / F. Zhang [et al.] // Journal of Earth Science. – 2023. – Vol. 34(4). – P. 966–974. DOI: 10.1007/s12583-021-1576-y
18. Microscopic Characteristic Analysis on Sandstone under Coupling Effect of Freeze-Thaw and Acidic Treatment: From Nuclear Magnetic Resonance Perspective / S. Yu [et al.] // Applied Sciences. – 2020. – Vol. 10, iss. 16. – P. 5699. DOI: 10.3390/app10165699
19. Lu, Y. Applying NMR T2 Spectral Parameters in Pore Structure Evaluation – An Example from an Eocene Low-Permeability Sandstone Reservoir / Y. Lu, K. Liu, Y. Wang // Applied Sciences – 2021. – Vol. 11, iss. 17. – P. 8027. – DOI: 10.3390/app11178027
20. Мурцовкин, В.А. Примеры использования капиллярно-решеточной модели для расчета петрофизических характеристик горных пород / В.А. Мурцовкин // Каротажник. – 2013. – Т. 3. – С. 177–192.
21. Мурцовкин, В.А. Примеры использования капиллярно-решеточной модели горных пород с двухфазным насыщением для расчета их петрофизических характеристик / В.А. Мурцовкин // Каротажник. – 2013. – Т. 8. – С. 74–93.
22. Davy, C.A. Three-Scale Analysis of the Permeability of a Natural Shale / C.A. Davy, P.M. Adler // Physical Review E. – 2017. – Vol. 96, iss. 6. – P. 063116. DOI: 10.1103/physreve.96.063116
23. Yao, Y.B. Comparison of Low-Field NMR and Mercury Intrusion Porosimetry in Characterizing Pore Size Distributions of Coals / Y.B. Yao, D.M. Liu // Fuel. – 2012. – Vol. 95. – P. 152–158. DOI: 10.1016/j.fuel.2011.12.039
24. The wettability of shale by NMR measurements and its controlling factors / S. Su [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 169. – P. 309–316. DOI: /10.1016/j.petrol.2018.05.067
25. A Study of Shale Wettability Using NMR Measurements / B. Zhang [et al.] // SCA2014-015 International Symposium of the SCA, 8-11 Sep, Avignon, France. – 2014. – 12 p.
26. Wettability effect of coatings on drag reduction and paraffin deposition prevention in oil / X. Zhang [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2002. – Vol. 36, iss. 1–2. – P. 87–95. DOI: 10.1016/S0920-4105(02)00267-X
27. An investigation of the effect of wettability on NMR characteristics of sandstone rock and fluid systems / S.H. Al-Mahrooqi [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2003. – Vol. 39, iss. 3 – P. 389–398. – DOI: 10.1016/S0920-4105(03)00077-9
28. Ускова, Е.И. Новые аспекты 2D корреляционной релаксометрии в ЯМР [Электронный ресурс] / Е.И. Ускова, М.М. Дорогиницкий, В.Д. Скирда // Ученые записки физического факультета МГУ. – 2019. – № 4. – 12 с. – URL: http://uzmu.phys.msu.ru/file/2019/4/1940503.pdf (дата обращения: 19.06.2025).
29. Water spectrum method of NMR logging for identifying fluids / F. Hu [et al.] // Petroleum Exploration and Development. – 2016. – Vol. 43, iss. 2. – P. 268–276. DOI: 10.1016/S1876-3804(16)30030-1

30. Xiao, L. Analysis of methods for determining NMR T2 cutoff and Its Applicability / L. Xiao, Z. Xiao // Progress in Geophysics. 2008. – Vol. 23. – P. 167–172.
31. The Saturation Calculation of NMR Logging Based on Constructing Water Spectrum Function / Y. Liu [et al.] // Processes. – 2024. – Vol. 12, iss. 11. – 16 p. DOI: 10.3390/pr12112518
32. Study on algorithms of low SNR inversion of T 2 spectrum in NMR / F. Lin [et al.] // Applied Geophysics. – 2011. – Vol. 8. – P. 233–238. DOI: 10.1007/s11770-011-0294-0
33. Zou, Y-L. Numerical estimation of choice of the regularization parameter for NMR T2 inversion / Y-L. Zou, R-H. Xie, A. Arad // Petroleum Science. – Vol. 13, iss. 2. – P. 237–246. DOI: 10.1007/s12182-016-0093-6
34. Chen, Sh. Study on Multi-Exponential Inversion Method for NMR Relaxation Signals with Tikhonov Segularization / Sh. Chen, H. Wang, X. Zhang // Engineering. – 2013. – Vol. 5. – P. 32–37. DOI: 10.4236/eng.2013.510B007
35. Тавризов, В.Е. Ядерный магнитный каротаж в поле Земли – источник новой дополнительной информации для обоснования промысловых параметров продуктивных пластов / В.Е. Тавризов // Территория «Нефтегаз». – 2023. – № 9-10. – С. 16–22.
36. Методическое руководство по проведению ядерно-магнитного каротажа и интерпретации его данных / НПО «Нефтегеофизика», ВНИИ ядер. геофизики и геохимии. – М.: ВНИИЯГГ, 1982. – 98 с.
37. Мурзакаев, В.М. Разработка технологии ядерно-магнитного каротажа в условиях применения новых типов промывочной жидкости: автореф. дис... канд. техн. наук: 25.00.10 / В.М. Мурзакаев; ООО «ТНГ-Групп»; науч. рук. Д.К. Нургалиев. – Екатеринбург, 2012. – 18 с.

References

1. Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefti i gaza ob"emnym metodom [Guidelines for calculating geological reserves of oil and gas using the volumetric method]. Ed. V.I. Petersil'e, V.I. Poroskun, G.G. Iatsenko. Moscow; Tver': VNIGNI; NPTs “Tver'geofizika”, 2003, 258 p.
2. Kenyon W.E. Petrophysical principles of applications of NMR logging. *The Log Analyst*, 1997, vol. 38, iss. 02, pp. 21-43.
3. Aksel'rod S.M., Neretin V.D. Iadernyi magnitnyi rezonans v neftegazovoi geologii i geofizike [Nuclear magnetic resonance in petroleum geology and geophysics]. Moscow: Nedra, 1990, 191 p.
4. Aksel'rod S.M. et al. Iadernye magnitnye metody issledovaniia skvazhin [Nuclear magnetic methods of borehole exploration]. Moscow: Nedra, 1976, 127 p.
5. Dzhafarov I.S., Syngaevskii P.E., Khafizov S.F. Primenenie metoda iaderno-magnitnogo rezonansa dlia kharakteristiki sostava i raspredeleniia plastovykh fliuidov [Application of nuclear magnetic resonance to characterize the composition and distribution of formation fluids]. Moscow: Khimiia, 2002, 439 p.
6. Coates G.R., Xiao L., Prammer M.G. NMR Logging Principles and Applications. Houston: Halliburton Energy Services, 1999, 234 p.
7. Volkov V.Ia., Neprimerov N.N. Primenenie impul'snogo metoda iadernogo magnitnogo rezonansa k izucheniiu transliatsionnykh dvizhenii molekulzhidkostei v poristykh sredakh [Application of the pulsed nuclear magnetic resonance method to the study of translational motions of liquid molecules in porous media]. *Georesursy*, 2001, no. 1, pp. 8-12.
8. Brown R.J.S., Gamson B.W. Nuclear Magnetism Logging. *Petroleum Transactions, AIME*, 1960, vol. 219, pp. 201-209. DOI: 10.2118/1305-G
9. Brown R.J.S. The Earth's-field NML development at Chevron. *Concepts in Magnetic Resonance*, 2001, vol. 13 (6), pp. 344-366. DOI: 10.1002/cmr.1020
10. Chen H. et al. A statistical learning perspective on the inversion of NMR relaxation data Open Access. *AIP Advances*, 2022, vol. 12, 065230 p. DOI: 10.1063/5.0092178
11. Murtsovkin V.A. Ispol'zovanie metoda iadernogo magnitnogo rezonansa dlia opredeleniia smachivaemosti gornykh porod [Using nuclear magnetic resonance for evaluation of rock wettability]. *Karotazhnik*, 2016, vol. 1, pp. 35-44.
12. Xiao L., Chen W., Liu H., Liao G., Wang M., Xie Q. Rapid determination of fluid viscosity using low-field two-dimensional NMR. *Journal of Magnetic Resonance*, 2014, vol. 247, pp. 1-8. DOI: 10.1016/j.jmr.2014.08.00
13. Zega J.A., Waylon V., House R. Kobayashi Spin-Lattice Relaxation and Viscosity in Mixtures of N-Hexane and N-Hexadecane. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 1990, vol. 29, iss. 5, pp. 909–912. DOI: 10.1021/ie00101a029
14. Morriss C.E. et al. Hydrocarbon Saturation and Viscosity Estimation from NMR Logging in the Belridge Diatomite. *The Log Analyst*, 1997, vol. 38, pp. 44-59.
15. Doroginitskii M.M., Ivanov D.S., Murzakaev V.M. Temperaturnaia popravka dlia rascheta viazkosti nefti po dannym iadernogo magnitnogo polia [Temperature correction for oil viscosity estimation from nuclear magnetic resonance logs]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2023, no. 9, pp. 12-16. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-9-12-16
16. Zhang Q. et al. Some exceptions to default NMR rock and fluid properties. *SPWLA 39th Annual Logging Symposium, May 26-28, 1998, Keystone, Colorado*. Keystone, 1998, SPWLA-1998-FF.
17. Zhang F. et al. A New Method for Converting T2 Spectrum into Pore Radius. *Journal of Earth Science*, 2023, vol. 34 (4), pp. 966-974. DOI: 10.1007/s12583-021-1576-y
18. Yu S. et al. Microscopic Characteristic Analysis on Sandstone under Coupling Effect of Freeze-Thaw and Acidic Treatment: From Nuclear Magnetic Resonance Perspective. *Applied Sciences*, 2020, vol. 10, iss. 16, 5699 p. DOI: 10.3390/app10165699
19. Lu Y., Liu K., Wang Y. Applying NMR T2 Spectral Parameters in Pore Structure Evaluation - An Example from an Eocene Low-Permeability Sandstone Reservoir. *Applied Sciences*, 2021, vol. 11, iss. 17, 8027 p. DOI: 10.3390/app11178027
20. Murtsovkin V.A. Primery ispol'zovaniia kapilliarno-reshetochnoi modeli dlia rascheta petrofizicheskikh kharakteristik gornykh porod [Examples of using a capillary-lattice simulation for calculation of petrophysical characteristics of the rock]. *Karotazhnik*, 2013, vol. 3, pp. 177-192.
21. Murtsovkin V.A. Primery ispol'zovaniia kapilliarno-reshetochnoi modeli gornykh porod s dvukhfaznym nasyshcheniem dlia rascheta ikh petrofizicheskikh kharakteristik [Examples of using a capillary-lattice simulation of the rock with two-phase saturation for calculation of their petrophysical characteristics]. *Karotazhnik*, 2013, vol. 8, pp. 74-93.
22. Davy C.A., Adler P.M. Three-Scale Analysis of the Permeability of a Natural Shale. *Physical Review E*, 2017, vol. 96, iss. 6, 063116 p. DOI: 10.1103/physreve.96.063116
23. Yao Y.B., Liu D.M. Comparison of Low-Field NMR and Mercury Intrusion Porosimetry in Characterizing Pore Size Distributions of Coals. *Fuel*, 2012, vol. 95, pp. 152-158. DOI: 10.1016/j.fuel.2011.12.039
24. Su S. et al. The wettability of shale by NMR measurements and its controlling factors. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 169, pp. 309-316. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.05.067
25. Zhang B. et al. A Study of Shale Wettability Using NMR Measurements. *SCA2014-015 International Symposium of the SCA, 8-11 Sep, Avignon, France*, 2014, 12 p.
26. Zhang X. et al. Wettability effect of coatings on drag reduction and paraffin deposition prevention in oil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2002, vol. 36, iss. 1-2, pp. 87-95. DOI: 10.1016/S0920-4105(02)00267-X
27. Al-Mahrooqi S.H. et al. An investigation of the effect of wettability on NMR characteristics of sandstone rock and fluid systems. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2003, vol. 39, iss. 3, pp. 389-398. DOI: 10.1016/S0920-4105(03)00077-9
28. Uskova E.I., Doroginitskii M.M., Skirda V.D. Novye aspekty 2D korreliatsionnoi relaksometrii v IaMR [New aspects of 2D correlation relaxometry in NMR]. *Uchenye zapiski fizicheskogo fakul'teta Moskovskogo gosudarstvennogo universiteta*, 2019, no. 4, 12 p., available at: http://uzmu.phys.msu.ru/file/2019/4/1940503.pdf (accessed 19 June 2025).
29. Hu F. et al. Water spectrum method of NMR logging for identifying fluids. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, vol. 43, iss. 2, pp. 268-276. DOI: 10.1016/S1876-3804(16)30030-1
30. Xiao L., Xiao Z. Analysis of methods for determining NMR T2 cutoff and Its Applicability. *Progress in Geophysics*, 2008, vol. 23, pp. 167-172.
31. Liu Y. et al. The Saturation Calculation of NMR Logging Based on Constructing Water Spectrum Function. *Processes*, 2024, vol. 12, iss. 11, 16 p. DOI: 10.3390/pr12112518
32. Lin F. et al. Study on algorithms of low SNR inversion of T 2 spectrum in NMR. *Applied Geophysics*, 2011, vol. 8, pp. 233-238. DOI: 10.1007/s11770-011-0294-0
33. Zou Y-L., Xie R-H., Arad A. Numerical estimation of choice of the regularization parameter for NMR T2 inversion. *Petroleum Science*, 2016, vol. 13, iss. 2, pp. 237-246. DOI: 10.1007/s12182-016-0093-6
34. Chen Sh., Wang H., Zhang X. Study on Multi-Exponential Inversion Method for NMR Relaxation Signals with Tikhonov Segularization. *Engineering*, 2013, vol. 5, pp. 32-37. DOI: 10.4236/eng.2013.510B007
35. Tavrizov V.E. Iadernyi magnitnyi karotazh v pole Zemli - istochnik novoi dopolnitel'noi informatsii dlia obosnovaniia promyslovykh parametrov produktivnykh plastov [Earth’s field nuclear magnetic logging as a source of new additional information to substantiate the field parameters of reservoirs]. *Territoriia “Neftegaz”*, 2023, no. 9-10, pp. 16-22.
36. Metodicheskoe rukovodstvo po provedeniiu iaderno-magnitnogo karotazha i interpretatsii ego dannykh [Methodological guidelines for conducting nuclear magnetic logging and interpreting its data]. NPO “Neftegeofizika”, VNII iadernoi geofiziki i geokhimii. Moscow: VNIIIaGG, 1982, 98 p.
37. Murzakaev V.M. Razrabotka tekhnologii iaderno-magnitnogo karotazha v usloviiakh primeneniia novykh tipov promyvochnoi zhidkosti [Development of nuclear magnetic logging technology using new types of drilling fluid]. Abstract of Ph. D. thesis. Ekaterinburg, 2012, 18 p.

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.
Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
Вклад авторов равноценен.