

Результаты исследований и работ ученых и конструкторов

УДК 550.832.582

А. С. Зеленов, С. С. Сошин, С. Ю. Тарасов
ООО «Нефтегазгеофизика»

ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК, ПОЛУЧЕННЫХ МЕТОДОМ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО КАРОТАЖА В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОЙ ЗАШУМЛЕННОСТИ ПЕРВИЧНЫХ ДАННЫХ

Рассматриваются вопросы обработки данных ядерно-магнитного каротажа в сложных геологических условиях. Предпринимаются попытки оценить неизбежно возникающие при этом погрешности определения петрофизических характеристик горных пород.

Ключевые слова: ядерно-магнитный каротаж, петрофизические характеристики, моделирование, погрешность.

В настоящее время метод ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) все чаще применяется в практике геофизических исследований скважин. Большое количество исследователей стремятся использовать ту богатую петрофизическую информацию, которую данный метод способен предоставить [1, 3, 9]. В связи с этим поднимаются вопросы о степени достоверности петрофизических характеристик горных пород, получаемых с его помощью. Эти вопросы особенно актуальны в тех

случаях, когда каротаж проводится в сложных скважинных условиях и зашумленность первичных сигналов достаточно велика. От ответа на эти вопросы зависит область применимости метода, возможности использования полученных данных, в частности при подсчете запасов.

Реализация метода ЯМК – это сложный комплекс аппаратурных, программных и интерпретационных решений, каждый компонент которого влияет на окончательный результат. Следовательно, и точность определения петрофизических величин обусловлена не только применяемой аппаратурой, но зависит также от применяемого программного обеспечения для обработки первичных данных и от используемых интерпретационных моделей.

В аппаратуре ядерно-магнитного томографического каротажа (ЯМТК), работающей в сильном магнитном поле [7], для регистрации сигналов применяются специальные импульсные последовательности. Приемопередающая катушка прибора регистрирует сигналы спин-эхо, которые интегрируются вычислительным модулем прибора и окончательно представляются в виде релаксационных кривых (рис. 1).

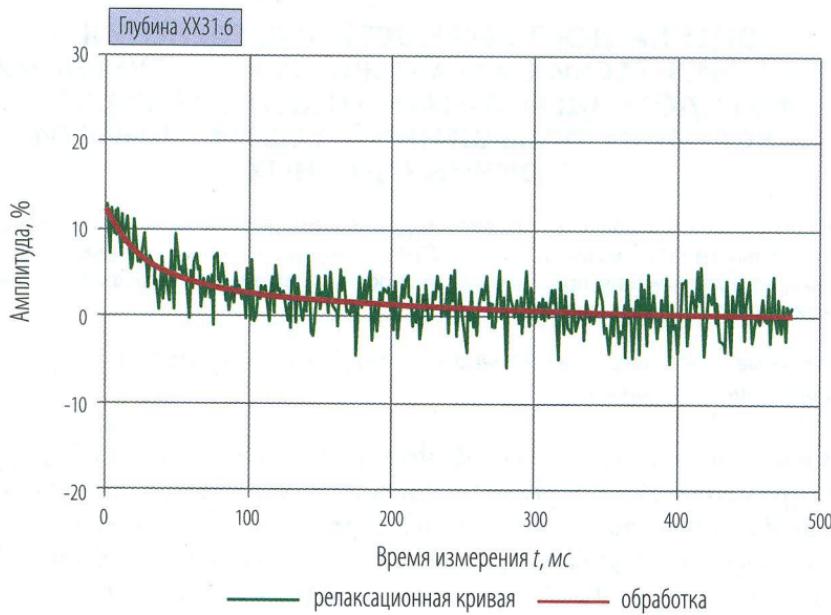


Рис. 1. Релаксационная кривая $A(t)$

Эти кривые и являются первичными данными. С точки зрения физики процесса, по начальной амплитуде они пропорциональны содержанию атомов водорода в объеме исследования, а по времени затухания характеризуют времена поперечной релаксации флюида, заполняющего поровое пространство. Времена поперечной релаксации, в свою очередь, зависят как от свойств самого флюида, так и от размера пор, в которых они находятся. Таким образом, аппаратура ЯМТК, после проведения соответствующей калибровки [2], регистрирует величину общей пористости, а также дает возможность получить распределение пористости по временем релаксации.

Особенностью регистрации первичных данных ядерно-магнитного каротажа является увеличение зашумленности релаксационных кривых в скважинных условиях относительно данных, полученных при калибровке. Иногда это явление незначительно, иногда выражено сильно. Среди факторов, влияющих на величину зашумленности исходных сигналов ЯМК, выделяют два основных – это температура среды и проводимость бурого раствора в интервале исследования.

Влияние температуры на регистрируемую релаксационную кривую объясняется действием двух механизмов. Во-первых, повышение температуры исследуемого флюида приводит к снижению его намагниченности [12] и, как следствие, к уменьшению амплитуд сигналов спин-эха. Во-вторых, повышение температуры прибора увеличивает собственные шумы его электронных цепей. Второй фактор – проводимость бурого раствора вызывает электромагнитное экранирование катушки и снижение ее добротности. В результате наблюдаются падение амплитуды возбуждающего поля в зоне исследования, уменьшение принимаемого катушкой сигнала ядерно-магнитного резонанса, ухудшение усиительных свойств приемопередающего контура и рост тепловых шумов.

В самом неблагоприятном случае при сочетании высокой температуры в скважине с высокой проводимостью бурого раствора (высокая минерализация, наличие проводящих примесей) зашумленность релаксационных кривых может достигать предельных значений.

Характеристикой уровня шума служит среднее квадратичное отклонение (СКО) зарегистрированных данных от аппроксимиру-

ющей функции. Величина СКО показывает качество регистрации, но не является параметром, напрямую характеризующим погрешность определения петрофизических характеристик, получаемых по результатам каротажа. Причиной этого является то обстоятельство, что сигнал регистрируется во временной области, а затем преобразуется в спектр времен поперечной релаксации. После этого полученное распределение, как правило, неявным образом переводится в распределение пористости по размерам пор. Такое двойное преобразование приводит к тому, что погрешность определения петрофизических величин методом ЯМК не совпадает с погрешностью регистрации первичных данных. Так, например, увеличение СКО в несколько раз не окажет существенного влияния на качество интерпретации одноэкспоненциального сигнала (при правильном выборе алгоритмов обработки релаксационных кривых), в то время как подобное увеличение СКО при применении алгоритмов поиска непрерывного спектра (например, применяемый при интерпретации данных ЯМК алгоритм регуляризации) может вносить существенное искажение в полученное решение.

В сигнале ядерного магнитного резонанса, получаемом от реальных горных пород, предполагается наличие целого спектра сигналов от пор разных размеров. Для обработки таких сигналов применяются специальные алгоритмы.

Основная задача обработки релаксационных кривых ($A(t)$) состоит в их обратном преобразовании распределения компонент зарегистрированного сигнала по временам поперечной T_2 релаксации. С точки зрения математики подобная процедура сводится к решению интегрального уравнения Фредгольма 1-го рода:

$$A(t) = \int_{T_2 \min}^{T_2 \max} B(T_2) \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} dT_2, \quad (1)$$

то есть к нахождению распределения $B(T_2)$, и относится к классу так называемых некорректно поставленных задач [8].

Здесь t – время измерения; $T_2 \min$ и $T_2 \max$ – соответственно минимальное и максимальное время поперечной релаксации.

Результатом решения этого уравнения является искомый спектр времен релаксации $B(T_2)$, типичный вид которого для горных пород представлен на рис. 2.

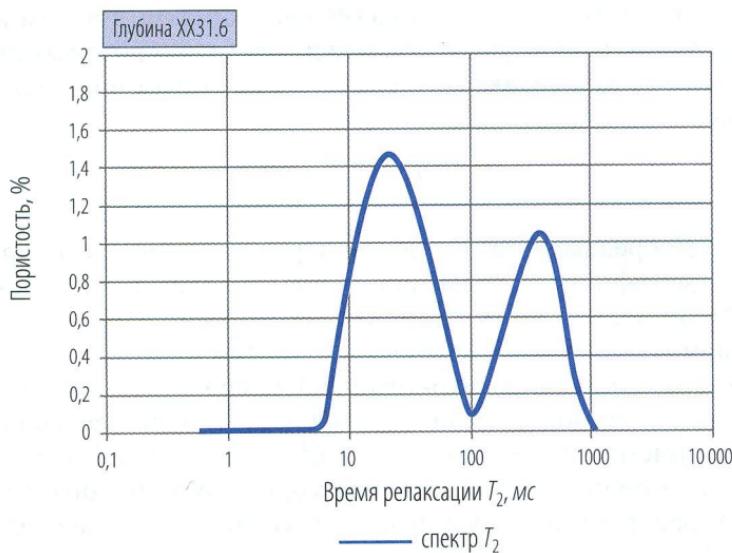


Рис. 2. Типичный вид спектра времен поперечной релаксации B (T_2) для горных пород

Вопрос оценки погрешности при получении спектров времен поперечной релаксации на сегодняшний момент остается открытым. Поскольку, как было сказано, данная задача является некорректно поставленной (то есть одному и тому же набору первичных данных соответствует множество решений), то, используя, например, невязку между исходными данными ЯМК и обратным преобразованием полученного спектра в релаксационную кривую, определить погрешность восстановления затруднительно.

Единственная петрофизическая характеристика, которая может быть получена методом ЯМК без определения спектров времен релаксации, – это общая пористость. Тем не менее на практике, из соображений единства применяемых схем обработки и моделей интерпретации, она также определяется из спектра времен поперечной релаксации как его интегральная сумма. Остальные петрофизические характеристики, определяемые с использованием спектров времен поперечной релаксации, по своей сути являются величинами, получаемыми с использованием тех или иных петрофизических моделей.

При этом все модели имеют одно общее свойство: в явном или неявном виде они используют связь между временем релаксации и размерами пор. Время релаксации связано с размером пор следующим соотношением [10, 13]:

$$T_2 = \frac{1}{\rho} \cdot \frac{V}{S}, \quad (2)$$

где T_2 – время релаксации; V – объем поры; S – площадь поверхности поры; ρ – коэффициент релаксационной активности поверхности.

Из (2) видно, что в эту связь входит коэффициент релаксационной активности, который комплексно характеризует как структуру поверхности, так и ее физико-химические свойства. Значения этого коэффициента индивидуальны для различных пород, а его оценка с использованием данных керна является непростой задачей. По этой причине прямой перевод времен релаксации в размер пор не получил широкого распространения в практике геофизических исследований методом ЯМР.

Примером неявного использования этой связи при интерпретации данных ЯМР является модель отсечек, с помощью которой определяются составляющие пористости. В зависимости от свойств горной породы для разделения спектра на составляющие используются разные значения отсечек. Так, для песчаников используется типовое значение отсечки 33 мс, для карбонатов – 80–110 мс [1, 13]. Такая разница обусловлена разной релаксационной активностью этих пород, а следовательно, и разной зависимостью между размером пор и зарегистрированным временем релаксации. Этот метод, использующий различные интерпретационные параметры (отсечки) для различных типов горных пород, считается наиболее удобным для определения составляющих пористости.

Другим примером является использование моделей определения проницаемости по данным ЯМР. В настоящее время используются несколько методик определения проницаемости [11, 13]. Все они в той или иной степени основаны на эмпирических соотношениях, полученных в результате обобщения данных лабораторных исследований образцов горных пород. В качестве примера можно привести часто используемую модель среднего логарифмического времени релаксации T_2 :

$$k_{np} (mD) = ck_n^a T_{2ML}^b, \quad (3)$$

где среднее логарифмическое время T_{2ML} (мс) определяется непосредственно из спектра времен поперечной релаксации по формуле:

$$T_{2ML} = \exp \left(\frac{\sum \Delta k_{ni} \cdot \ln T_{2i}}{k_n} \right), \quad (4)$$

где Δk_{ni} – часть общей пористости, соответствующая времени релаксации T_{2i} (мс). Значения эмпирических констант для этой модели приближенно равны $c \sim 10^{-4}$; $a \approx 4$ и $b \approx 2$.

Именно эти значения, полученные в результате построения петрофизических зависимостей, и устанавливают связь между временем релаксации и размерами пор.

Всего одна эмпирическая константа используется в капиллярно-решеточной модели порового пространства [4], которая описывает пористую среду как трехмерную кубическую капиллярную решетку, характеристики которой определяются аналитически из спектра времен поперечной релаксации. В рамках этой модели возможно определение не только проницаемости, но и других петрофизических величин, что относится к несомненным плюсам использования этого подхода. Тем не менее для определения проницаемости этим методом необходимо знать коэффициент релаксационной активности исследуемых горных пород, определение которого, как было отмечено выше, является непростой задачей.

Очевидно, что при неверном выборе интерпретационных параметров погрешности при определении петрофизических величин могут быть достаточно высоки. Тем не менее полученные характеристики могут быть в любой момент уточнены при получении априорной информации. При этом, соответственно, и данная погрешность может быть уменьшена.

В таблице перечислены основные петрофизические характеристики, определяемые по результатам каротажа ЯМТК в стандартном режиме.

За исключением общей пористости, приведенные петрофизические характеристики вычисляются из спектров времен релаксации по петрофизическим моделям и, следовательно, имеют составной тип погрешности. В связи с этим оценка погрешности, а как следствие и достоверности определения получаемых петрофизических величин, представляется достаточно сложной задачей.

Таблица

Основные петрофизические характеристики,
определенные методом ЯМТК

Величина	Диапазон значений
Общая пористость, %	0–100
Эффективная пористость, %	0–100
Пористость капиллярно-связанной воды, %	0–100
Пористость глин, %	0–100
Остаточная водонасыщенность (k_{vo}), %	0–100
Проницаемость, модель Тимура–Коатса, мД	0,001–10 000
Проницаемость, модель среднего T_2 , мД	0,00–10 000
Проницаемость, капиллярно-решеточная модель, мД	0,001–10 000

В настоящей работе для оценки погрешности петрофизических величин предлагается использовать комплексный подход, основанный на исследовании отклика программно-методического комплекса обработки первичных данных на модельные сигналы. При этом для разных типов пород оценка ожидаемой погрешности предполагается с использованием различных моделей. Такой подход не отвечает на вопрос – насколько точно принятая модель интерпретации соответствует реальной поровой системе, однако позволяет оценить влияние погрешности регистрации на результаты обработки.

Оценка погрешности осуществляется в следующем порядке. Сначала, исходя из свойств исследуемой горной породы, моделируется ее типичный спектр с заданными параметрами: соотношением и положением мод (пиков спектра), пористостью. По данному спектру определяются петрофизические характеристики, например, проницаемость, составляющие пористости, k_{vo} и т. п., которые принимаются за истинные значения для данной породы. Затем решается прямая задача – генерируется соответствующий смоделированному спектру сигнал ЯМК (релаксационные кривые), на который накладывается специально сгенерированный шум с уровнем, характерным для данных условий. После этого по зашумленной релаксационной кривой проводится восстановление исходного спектра и по нему снова определяются те же петрофизические характеристики и сравниваются со значениями, принятыми за истинные. Для того чтобы получить статистически значимый результат, восстановление спектра проводится не единожды,

а не менее сотни раз с разными вариантами сгенерированного шума. Таким образом, в результате можно оценить погрешность любой из определяемых по данным ЯМК петрофизических характеристик.

На рис. 3 приведен модельный спектр полностью водонасыщенной двухкомпонентной пористой системы (спектры, характерные для кварцевых песчаников) с заданной пористостью 25% и эффективной пористостью 16%.

На рис. 4 показан пример моделирования пласта-коллектора с использованием полученного модельного спектра. Первичные данные (релаксационные кривые) были искусственно искажены хаотичным для сложных скважинных условий шумом. На планшете приведены восстановленные спектры времен поперечной релаксации, восстановленные значения составляющих пористости и проницаемости, а также заданные значения пористости и проницаемости.

Зная истинные значения величин и используя механизмы статистического анализа [5], можно оценить вероятность того, с какой точностью эти значения восстановлены. Таким образом, задаваясь определенной вероятностью, можно говорить о достоверности определения петрофизических характеристик.

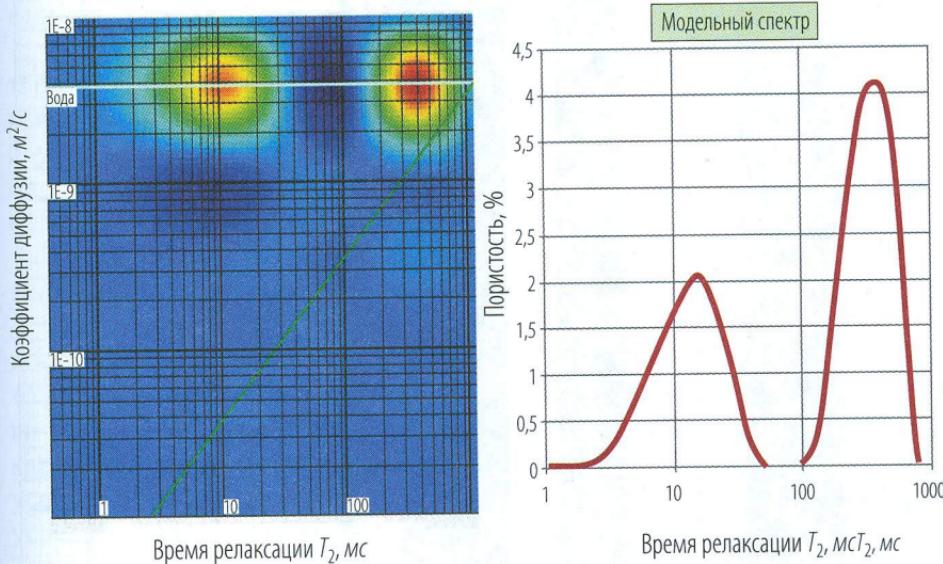


Рис. 3. Модельный спектр водонасыщенного кварцевого песчаника

Статистический анализ восстановленных величин показывает, что моды восстановленных значений общей и эффективной пористости стремятся к заданным значениям (для выборки, приведенной на рис. 4, они равны соответственно 24,82 и 15,88), а закон их распределения близок к нормальному. При этом среднеквадратичное отклонение для величины восстановленной общей пористости составляет 1,14, а эффективной пористости – 0,77.

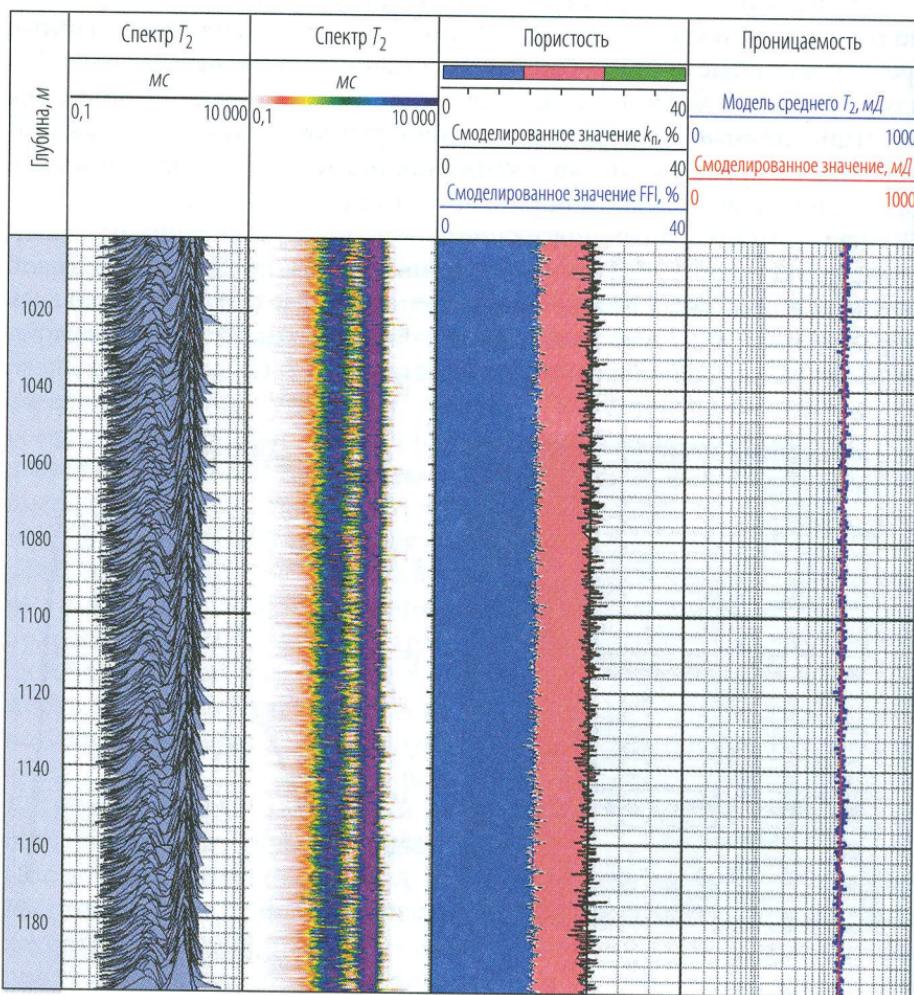


Рис. 4. Пример моделирования пласта-коллектора

Можно также сказать, что с вероятностью 0,68 ошибка в определении общей пористости не превысит 1,14%, а для величины эффективной пористости – 0,77%. С вероятностью 95% ошибка не превысит 2,28% и 1,54% для общей и эффективной пористости соответственно. Разница в точности определения общей и эффективной пористости в данном примере обусловлена большей устойчивостью последнего параметра к аддитивно наложенному случайному сигналу с нормальным распределением. Помеха такого типа вносит гораздо большую неопределенность в восстановление коротких времен релаксации, чем в восстановление длинных времен, характерных для эффективной пористости.

Аналогичные механизмы анализа применимы и к моделям проницаемости. Приведенная в данном примере модель среднего логарифмического времени релаксации с вероятностью 0,68 даст ошибку не более 10 мД для проницаемости порядка сотни мД, то есть ошибка составит менее 10%, что является хорошим показателем при определении проницаемости по данным каротажа с использованием петрофизических моделей.

Необходимо иметь в виду, что полученные результаты справедливы для конкретного программно-методического комплекса [6], смоделированного типа отложений и используемой интерпретационной модели.

Таким образом, устойчивость определения петрофизических характеристик при завышенном уровне шума для отложений смоделированного типа (кварцевых песчаников) достаточно высока и в данном случае не превысит предельных значений, при этом погрешность определения эффективной пористости не превышает погрешности определения общей пористости.

Аналогичные исследования могут быть проведены и для других типов отложений, ЯМР-характеристики которых известны.

Подводя итоги сказанного, можно утверждать, что гарантировать достоверность определения петрофизических характеристик можно только в том случае, когда величина СКО зарегистрированных первичных данных не превышает заданного уровня. При проведении каротажа этого добиваются, используя релаксационные кривые, усредненные по глубине методом скользящего среднего. Количество усредненных кривых варьируется исходя из уровня их зашумленности. Таким методом можно добиться приемлемого уровня СКО первичных данных, принятых для обработки, и обеспечить заданную погрешность

определения петрофизических характеристик. Для рабочих значений проводимости бурового раствора и его температуры необходимое увеличение усреднений по глубине не приводит к критическому ухудшению разрешающей способности.

На практике такая устойчивость оценивается в процессе тестирования аппаратуры ЯМТК в условиях, имитирующих работу прибора в буровом растворе с максимально допустимой проводимостью при высоких температурах. Если при тестировании уровень аппаратурных шумов (СКО единичной исходной релаксационной кривой) не превышает установленного предела, то данные, зарегистрированные прибором в процессе каротажа, являются пригодными для получения петрофизических характеристик исследуемого разреза.

Заключение

При оценке качества материалов ядерно-магнитного каротажа необходимо учитывать, что оно зависит не только от аппаратурной погрешности и самого первичного материала, но и от погрешности, которая вносится при обработке первичных данных и последующего применения интерпретационных моделей. Достоверность получаемых петрофизических характеристик во многом зависит от правильности выбора интерпретационной модели и качества работы алгоритмов обработки первичных данных каротажа и может быть оценена с использованием механизмов моделирования. При этом метод ЯМК предоставляет возможность многократной последующей переобработки и переинтерпретации данных в случае получения дополнительной информации, что позволяет в конечном итоге повысить достоверность результата. Также необходимо отметить, что в корректность интерпретации существенный вклад вносят опыт проведения работ и наработанная база данных, помогающая специалистам-интерпретаторам при поиске правильных решений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аксельрод С. М. 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. 1999. Вып. 59. С. 28–47.

2. Зеленов А. С., Сошин С. С., Тарасов С. Ю. Метрологическое обеспечение аппаратуры ядерно-магнитного каротажа в искусственном магнитном поле // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2019. Вып. 2 (296). С. 45–57.
3. Кононенко И. Я., Белорай Я. Л. Эффективность ядерно-магнитных исследований при поисках, разведке и разработке месторождений нефти и газа // Геоинформатика. 2006. № 3. С. 83–90.
4. Мурцовкин В. А. Использование мультирешеточной капиллярной модели для расчета проницаемости по данным ядерно-магнитного резонанса // Коллоидный журнал. 2009. Т. 71. № 5. С. 685–692.
5. Рыжсов П. А., Гудков В. М. Применение математической статистики при разведке недр. М.: Недра, 1966. 236 с.
6. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2003612705. NMR Processor / Зеленов А. С., Мурцовкин В. А., Пантиухин В. А., Лобода Д. Р., Велижанин В. А., Тарасов С. Ю., Шеин Ю. Л. Заявка № 2003612597 от 10 декабря 2003 г. Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 24 декабря 2003 г.
7. Сошин С. С., Хаматдинов Р. Т., Митюшин Е. М., Малинин А. В. Состояние и развитие ядерно-магнитного каротажа сильного поля в ООО «Нефтегазгеофизика» // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2015. Вып. 7. С. 102–106.
8. Тихонов А. Н., Арсенин В. Я. Методы решения некорректных задач. М.: Наука, 1979. 286 с.
9. Хабаров А. В., Иванцов И. М., Саймон Р., Полушкин С. В. Особая роль ядерно-магнитного каротажа при построении модели литологии и проницаемости коллекторов с переменным газонасыщением // Недропользование XXI век. 2017. № 4.
10. Kenyon W. E. Petrophysical Principles of Applications of NMR Logging // The Log Analyst. 1997. Vol. 38. No. 2. P. 21–43.
11. Kubica P. Statistical Tests of Permeability Estimates Based on NMR Measurements. Paper VVV, in 36th Annual Logging Symposium Transactions. 1995: SPWLA.
12. Latour L. L., Kleinberg R. L., Sezginer A. Nuclear Magnetic Resonance Properties of Rocks at Elevated Temperatures // Journal of Colloid and Interface Science. 1994. V. 150. No 2. P. 271–274.
13. Straley C., Rossini D., Vinegar H., Tutunjian P., Morriss C. Core Analysis by Low-Field NMR // The Log Analyst. 1997. V. 38. No. 2. P. 84–94.

Рецензент канд. техн. наук С. Ю. Рудаковская