

ГЕОФИЗИКА, ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

УДК 550.84.02:550.8.053

Комплексное определение петрофизических свойств продуктивных отложений методом ЯМР

А.В. Разницын, Н.А. Попов

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми
614066, Пермь, ул. Советской Армии, 29. E-mail: alexandrznitsyn@gmail.com
Nikita.Popov@pnn.lukoil.com

(Статья поступила в редакцию 30 января 2020 г.)

Представлены результаты комплексного определения петрофизических свойств продуктивных отложений одного из месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции методом ЯМР. Показана эффективность экспрессной оценки определения коэффициента пористости методом ЯМР, позволяющая пропустить этап экстрагирования образцов керн. Получены эмпирические зависимости для прогнозирования коэффициента объемной глинистости по результатам ЯМР-исследований для визейских терригенных отложений изучаемого месторождения.

Ключевые слова: ЯМР, петрофизические свойства, глинистость, коэффициент пористости.

DOI: 10.17072/psu.geol.19.2.132

Введение

Начиная с 90-х гг. XX в. метод ядерного магнитного резонанса (ЯМР) получил широкое распространение при изучении петрофизических свойств коллекторов нефти и газа (как в лаборатории, так и в скважине – ядерный магнитный каротаж), а также исследовании свойств пластовых флюидов (Джафаров и др., 2002).

Исследования горных пород и флюидов методом ЯМР основаны на изучении резонансного поглощения электромагнитной энергии ядрами атомов водорода. Метод ЯМР является уникальным неразрушающим методом исследования горных пород и позволяет определять такие важные характеристики коллекторов, как коэффициенты пористости и остаточной водонасыщенности, структуру пустотного пространства, распределение по типам пористости, смачиваемость и другие (Коатес и др., 1999; Борисенко и др., 2017; Вавилин и др., 2011; Кулявцев, Федорцов, 2017; Looyestijn и др., 2017;

Brandimarte и др., 2017; Valori, Nicot, 2018; Dick и др., 2018).

Цель данной работы – комплексное изучение петрофизических характеристик продуктивных отложений одного из месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции методом ЯМР.

Объектом исследования являются турнейские, визейские (радаевские, бобриковские и тульские терригенные), башкирские и московские отложения, изученные по керну одной из разведочных скважин месторождения, расположенного на территории Пермского края.

Экспресс-оценка коэффициента пористости методом ЯМР

Пористость горных пород определяют различными методами: жидкостенасыщения (метод И. А. Преображенского), ядерного магнитного резонанса (ЯМР), газоволюметрическим, а также парафинизации (метод Мельчера). Наибольшее распространение в

практике лабораторных исследований получили первые три способа (Иванов, Калмыков и др., 2008).

Согласно ГОСТ 26450.0–85, перед проведением исследований пустотное пространство образцов необходимо очистить от содержащихся в нем нефти, битумов, а также солей (экстрагирование породы). Процесс очистки может продолжаться от нескольких часов до нескольких суток и более. Помимо этого, в ходе экстракции слабосцементированные образцы могут разрушиться. При определении пористости породы методом жидкостенасыщения или газоволюметрическим методом игнорирование этапа экстракции образцов может привести к занижению коэффициента пористости (особенно в случае нефтенасыщенных образцов) из-за того, что часть пустотного пространства занята остаточными флюидами или битумом. Однако метод ЯМР позволяет решить данную проблему: сигнал, получаемый при исследованиях, будет учитывать нефть, воду и битум, занимающие часть пустотного пространства.

С целью апробации методики экспресс-оценки коэффициента пористости методом

ЯМР были проведены ЯМР-исследования 53 неэкстрагированных образцов керна одной из скважин изучаемого месторождения.

Предварительно все образцы были высушены в сушильном шкафу для удаления легких фракций углеводородов и адсорбированной из воздуха воды, а затем донасыщены керосином. После проведения ЯМР-исследований образцы были проэкстрагированы и определен коэффициент открытой пористости методом жидкостенасыщения, согласно ГОСТ 26450.1–85, с целью сравнения полученных результатов. Абсолютная разность между значениями коэффициента пористости, определенного методом жидкостенасыщения, и значениями, полученными методом ЯМР, изменяется в диапазоне от 0,01 до 3,35 %, составляя в среднем 0,36 %. Для наглядного представления полученных результатов на рис. 1 изображен график сравнения значений коэффициента пористости, определенных методом жидкостенасыщения на экстрагированных и насыщенных моделью пластовой воды образцах и методом ЯМР на неэкстрагированных и насыщенных керосином образцах.

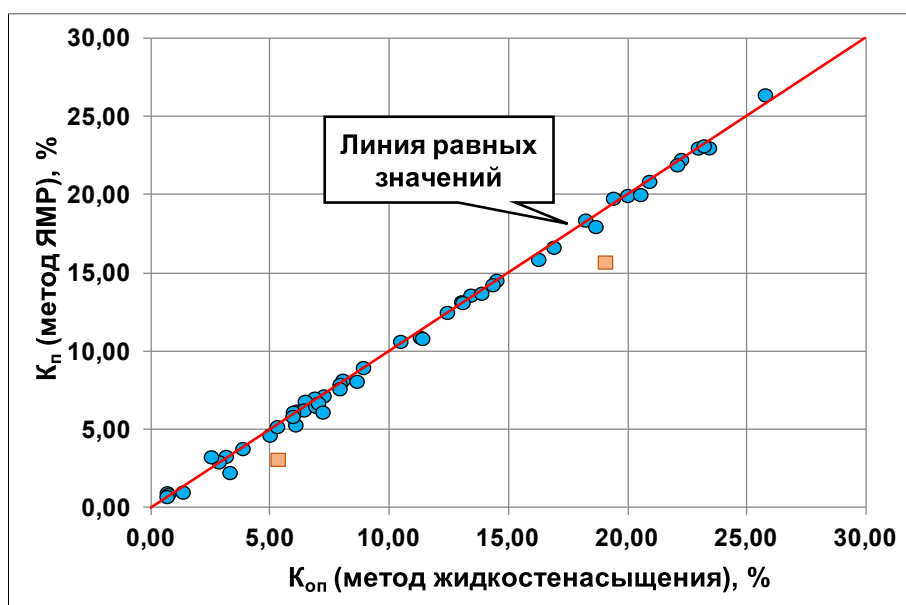


Рис. 1. Сравнение значений коэффициента пористости, определенных методами ЯМР и жидкостенасыщения

По рис. 1 видно, что из общей зависимости выделяются два образца (обозначены оранжевыми квадратами). Разность между значениями коэффициента пористости,

определенными различными методами, составляет 3,35 и 2,21 % соответственно. Возможной причиной расхождения результатов может быть закупоривание пор неэкстраги-

рованных образцов твердыми углеводородными соединениями (асфальтены, смолы, парафины и т.д.), а также солями, которые не регистрируются ЯМР-релаксометром.

В целом проведенные исследования показывают хорошую сходимость результатов, полученных методом ЯМР на неэкстрагированных насыщенных керосином образцах, с данными, определенными стандартным методом жидкостенасыщения, что говорит об эффективности экспрессной оценки коэффициента пористости методом ЯМР и возможности ее внедрения в практику лабораторных исследований.

Исследование структуры пустотного пространства горных пород методом ЯМР

При условии полного насыщения образца ядра одним флюидом и отсутствии градиента магнитного поля время поперечной релаксации T_2 , измеряемое в ходе эксперимента, определяется следующим выражением (Коатес и др., 1999):

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

где T_2 – время поперечной релаксации, мс;

ρ – релаксационная активность породы, мкм/мс;

S/V – площадь удельной поверхности порового пространства, мкм²/мкм³.

Как видно из выражения (1), время поперечной релаксации пропорционально размеру поры (площади удельной поверхности), что позволяет рассматривать ЯМР в качестве одного из методов изучения структуры пустотного пространства.

На 72 стандартных образцах ядра продуктивных отложений изучаемого месторождения были проведены комплексные ЯМР-исследования, включающие в себя определение коэффициентов общей пористости и остаточной водонасыщенности, построение распределений различных типов пористости по временам поперечной релаксации T_2 , определение времен граничных отсечек $T_{2гр}$, отделяющих свободную воду от связанной.

В таблице представлены основные статистические характеристики результатов проведенных исследований.

Основные статистические характеристики результатов ЯМР-исследований отдельно по продуктивным отложениям

| Возраст | $K_{пн}, \%$ | $K_{об}, \%$ | $T_{2гр}, \text{мс}$ | Вклад в общую пористость, % | | | |
|------------|---------------------------------------|-----------------------------------------|--------------------------------------------|-------------------------------------------|-----------------------------------------|-----------------------------------------|----------------------------------------|
| | | | | Глинисто-связанная вода и микропористость | Капиллярно-связанная вода | Эффективная пористость | Каверновая пористость |
| C_{2vr} | $\frac{11,53 \pm 5,82}{1,51 - 20,14}$ | $\frac{57,20 \pm 28,14}{20,37 - 93,74}$ | $\frac{181,13 \pm 123,38}{30,66 - 419,66}$ | $\frac{9,35 \pm 18,95}{0,06 - 61,93}$ | $\frac{47,85 \pm 23,82}{18,75 - 79,42}$ | $\frac{26,13 \pm 15,51}{4,46 - 52,99}$ | $\frac{16,67 \pm 19,23}{0,35 - 50,95}$ |
| C_{2b} | $\frac{4,10 \pm 3,02}{1,03 - 10,61}$ | $\frac{69,47 \pm 22,96}{23,72 - 90,77}$ | $\frac{268,55 \pm 214,79}{49,25 - 679,04}$ | $\frac{11,17 \pm 10,06}{0,31 - 27,13}$ | $\frac{58,30 \pm 16,94}{23,20 - 79,23}$ | $\frac{12,30 \pm 7,84}{3,52 - 35,77}$ | $\frac{18,23 \pm 22,26}{0,00 - 69,13}$ |
| C_{1tlr} | $\frac{12,50 \pm 8,11}{0,89 - 20,77}$ | $\frac{63,23 \pm 24,07}{5,67 - 84,19}$ | $\frac{31,46 \pm 18,23}{7,49 - 61,92}$ | $\frac{25,77 \pm 23,32}{0,74 - 71,86}$ | $\frac{37,46 \pm 20,13}{4,93 - 74,12}$ | $\frac{36,77 \pm 24,07}{15,81 - 94,33}$ | - |
| C_{1bb} | $\frac{14,70 \pm 5,60}{7,65 - 23,58}$ | $\frac{55,82 \pm 31,72}{4,24 - 86,42}$ | $\frac{30,07 \pm 26,40}{3,45 - 71,00}$ | $\frac{35,88 \pm 37,60}{0,22 - 85,49}$ | $\frac{19,94 \pm 20,04}{0,93 - 62,81}$ | $\frac{44,18 \pm 31,72}{13,58 - 95,76}$ | - |
| C_{1rd} | $\frac{12,76 \pm 2,85}{9,50 - 14,74}$ | $\frac{83,93 \pm 3,20}{80,25 - 86,12}$ | $\frac{38,41 \pm 38,55}{10,87 - 82,47}$ | $\frac{30,34 \pm 26,32}{7,38 - 59,07}$ | $\frac{53,59 \pm 24,26}{26,35 - 72,87}$ | $\frac{16,07 \pm 3,20}{13,88 - 19,75}$ | - |
| C_{1t} | $\frac{6,59 \pm 4,18}{0,97 - 14,63}$ | $\frac{47,33 \pm 21,52}{16,43 - 93,55}$ | $\frac{193,02 \pm 103,78}{10,17 - 408,15}$ | $\frac{8,43 \pm 12,57}{0,85 - 49,90}$ | $\frac{38,86 \pm 16,20}{15,14 - 80,00}$ | $\frac{32,43 \pm 13,11}{5,95 - 55,40}$ | $\frac{20,27 \pm 18,22}{0,00 - 64,31}$ |

Примечание: в числителе указаны среднее арифметическое значение \pm среднее квадратическое отклонение, в знаменателе – размах значений.

По результатам проведенных исследований выявлено, что наибольшим содержанием свободного флюида (сумма эффективной и каверновой пористостей) в объеме пустотного пространства характеризуются отложения турнейского века, а самые высокие значения

остаточной водонасыщенности (сумма глинисто-связанной воды, микропористости и капиллярно-связанной воды) присущи радевским отложениям. Следовательно, продуктивные отложения неоднородны по структуре пустотного пространства.

В качестве примера на рис. 2 наглядно представлен вклад различных типов пористости в общее пустотное пространство в зависимости от глубины отбора образцов для турнейских отложений. По графику видно, что в разрезе встречаются как зоны развития коллекторов, так и пород-флюидоупоров

(граница коллектор – неколлектор проведена условно).

На рис. 3 приведено сопоставление коэффициентов пористости и остаточной водонасыщенности, определенных методом ЯМР и стандартными методами (жидкостенасыщения и капилляриметрии). Стоит отметить хорошую сходимость полученных результатов.

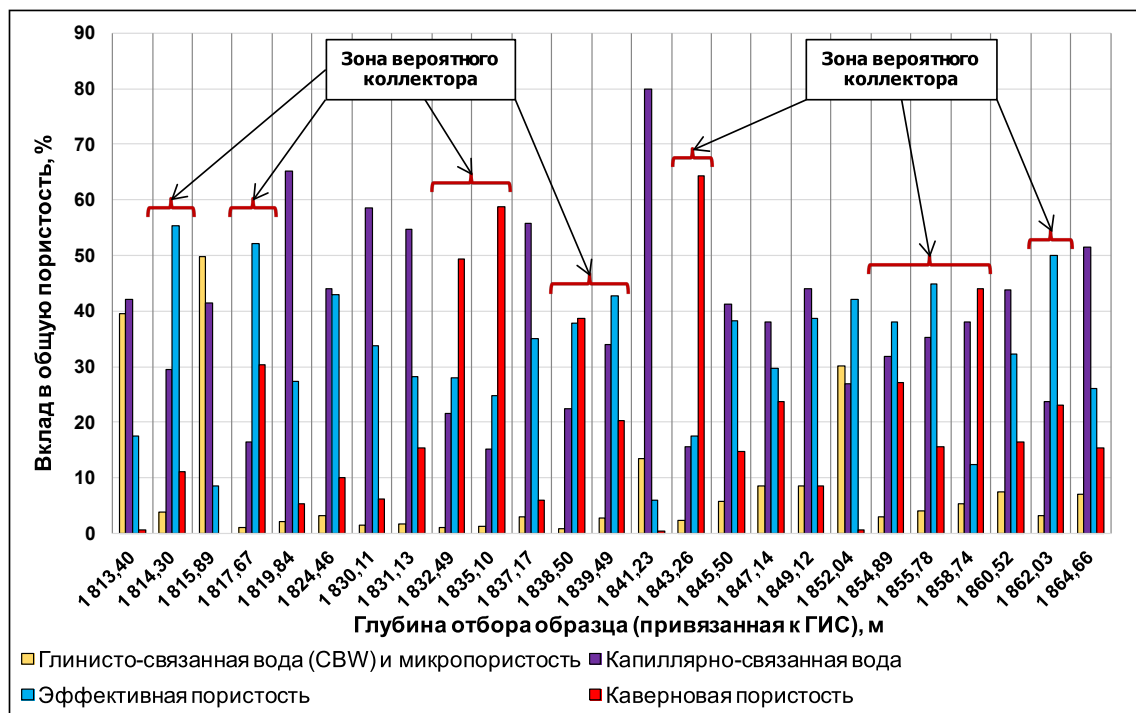


Рис. 2. Вклад в общую пористость различных типов пористости в зависимости от глубины отбора образца (C_{1t})

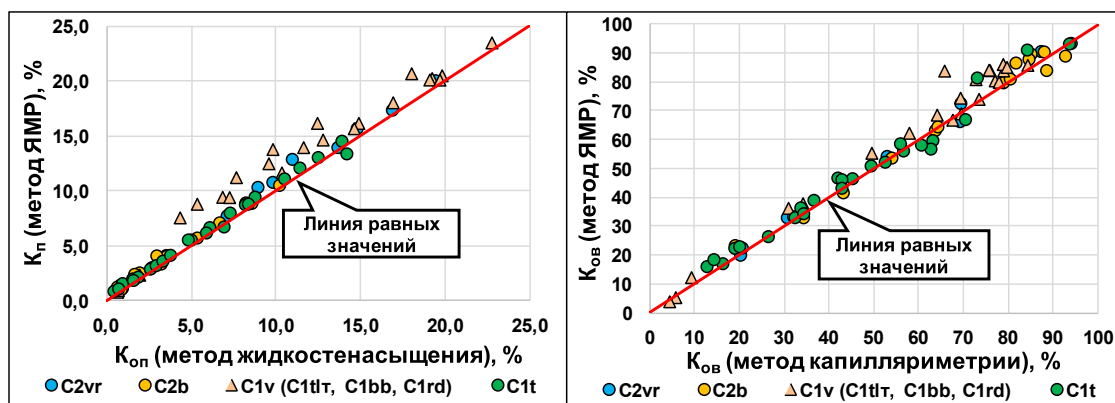


Рис. 3. Сравнение коэффициентов пористости и остаточной водонасыщенности, определенных стандартными методами и методом ЯМР

Определение глинистости терригенных пород по данным ЯМР

Одним из параметров, оказывающих существенное влияние на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), водоудержива-

ющую способность и другие характеристики коллекторов, является глинистость (Добрынин и др., 2004). Под глинистостью пород понимается их свойство содержать частицы с эффективным диаметром менее 0,01 мм (Кобранова, 1986). Содержание частиц дан-

ного размера определяют в рамках гранулометрического анализа терригенных пород. Гранулометрический состав пород изучают различными методами: ситовым, седиментационным, а также методом лазерной дифракции (Иванов, Бурлин и др., 2008). Указанные методы достаточно трудоемки и занимают продолжительное время.

Вопросы оценки количественного содержания глинистых частиц в породах методом ЯМР в литературе практически не освещены. Определение глинистости пород по результатам ЯМР-исследований возможно в силу того, что аппаратура данного метода позволяет регистрировать сигнал от воды, адсорбируемой на поверхности глинистых частиц (Коатес и др., 1999; Джафаров и др., 2002). Так как протоны, которые содержатся в пленке, обволакивающей глинистые частицы, релаксируют очень быстро, то времена их поперечной релаксации T_2 крайне малы: общепринятой отсечкой, разделяющей глинисто-связанную и капиллярно-связанную воду в спектре времен T_2 , являются 3 мс (Петерсилье и др., 2003). Следовательно, с увеличением количества глинистых частиц в породе среднее логарифмическое значение времен поперечной релаксации $T_2 \log \text{mean}$ будет смещаться в область малых значений. Данный показатель определяется по формуле

$$T_2 \log \text{mean} = 10 \frac{\sum K_{ni} \log(T_{2j})}{\sum K_{ni}},$$

где $T_2 \log \text{mean}$ – среднее логарифмическое значение времен поперечной релаксации T_2 , мс;

K_{ni} – i -я пористость, д. ед., соответствующая j -му значению времени поперечной релаксации T_{2j} , мс.

В работе М.И. Шумскайте «Определение петрофизических параметров песчано-глинистых образцов ядра и типизация пластовых флюидов методом ЯМР-релаксометрии» (2017) показана возможность прогнозирования объемного содержания глинистых частиц и определения типа глинистых минералов по данным ЯМР для песчано-алевритовых образцов ядра из терригенных разрезов Западной Сибири. Для

территории Пермского края такие исследования не проводились.

С целью изучения возможности определения содержания глинистых частиц в терригенных породах методом ЯМР был проведен гранулометрический анализ 16 образцов ядра визейских терригенных отложений изучаемого месторождения методом лазерной дифракции, по результатам которого было вычислено объемное содержание глинистых частиц в породе. Гранулометрический состав был определен у образцов, на которых проводились ЯМР-исследования.

Для наглядного представления влияния количества глинистых частиц в образце на спектр времен поперечной релаксации T_2 на рис. 4 представлено распределение ЯМР пористости по временам поперечной релаксации T_2 для двух полностью насыщенных образцов. Коэффициенты объемной глинистости составляют 42,3 и 13,2 % соответственно. По графику видно, что модальное значение времени поперечной релаксации T_2 образца, характеризующегося большей глинистостью, смещено в область меньших значений, что указывает на высокое содержание пелитовых частиц.

В результате аппроксимации экспериментальных данных получены следующие регрессионные уравнения, позволяющие на основе результатов ЯМР-исследований прогнозировать значения коэффициента глинистости:

1. $K_{\text{гл}} = 8,548e^{0,016\text{CBW}}$, $R^2 = 0,71$;
 2. $K_{\text{гл}} = 29,974T_2 \log \text{mean}^{-0,314}$, $R^2 = 0,64$ (для полностью водонасыщенных образцов);
 3. $K_{\text{гл}} = 24,507T_2 \log \text{mean}^{-0,425}$, $R^2 = 0,64$ (для частично водонасыщенных образцов),
- где $K_{\text{гл}}$ – коэффициент объемной глинистости, %;

$T_2 \log \text{mean}$ – среднее логарифмическое значение времен поперечной релаксации T_2 , мс;

CBW – вклад в общую пористость глинисто-связанной воды, %.

Видно, что наиболее тесная связь коэффициента объемной глинистости установлена с вкладом в общую пористость глинисто-связанной воды (CBW) (рис. 5).

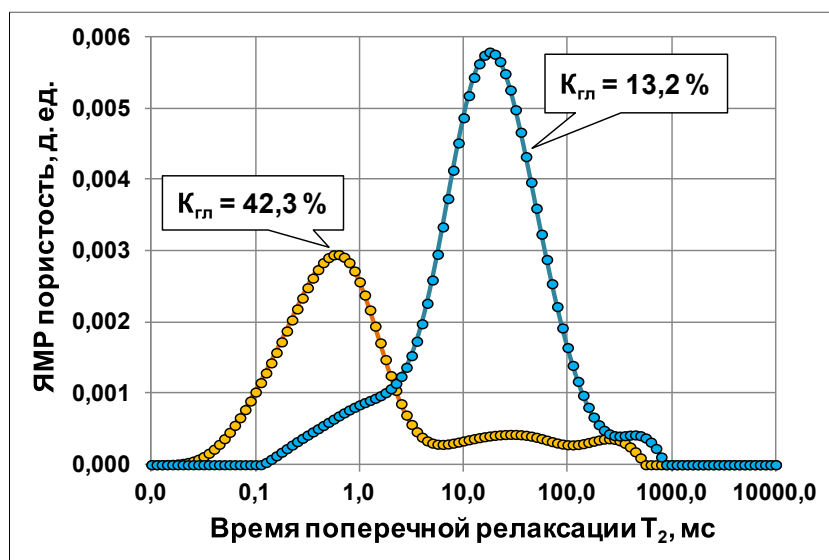


Рис. 4. Распределение ЯМР пористости по временам поперечной релаксации T_2 для двух терригенных образцов с различной глинистостью

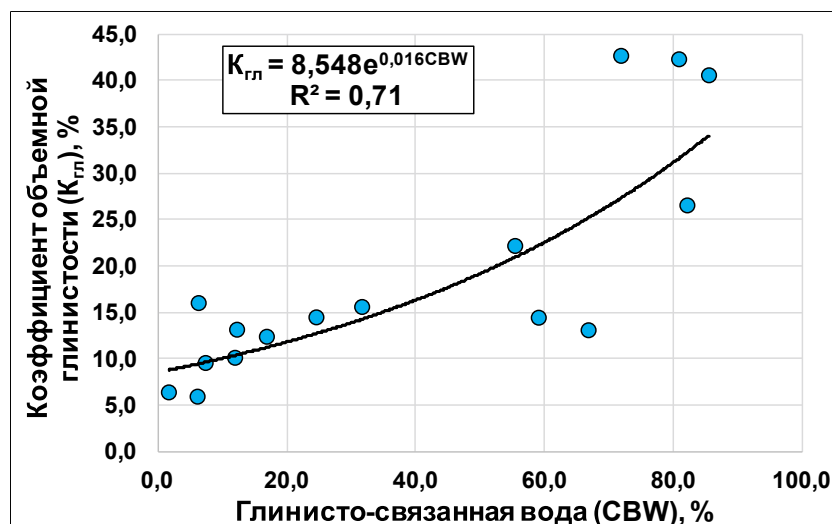


Рис. 5. График зависимости коэффициента объемной глинистости от вклада в общую пористость глинисто-связанной воды

Выводы

Проведенные ЯМР-исследования керн продуктивных отложений одного из месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции показали эффективность метода ЯМР при определении свойств горных пород, необходимых для петрофизического обеспечения подсчета запасов, а также разработки залежей углеводородов.

В результате исследований опробована и показана эффективность методики экспресс-оценки коэффициента пористости методом ЯМР, которая позволяет оперативно (2 дня вместо нескольких недель) определять ем-

костные характеристики пород, пропустив этап экстрагирования образцов (актуально для слабосцементированных отложений). Определены коэффициенты пористости и остаточной водонасыщенности, вклад различных типов пористости в общую пористость, времена граничных отсечек $T_{2гр}$. Получены эмпирические зависимости для определения коэффициента объемной глинистости по данным ЯМР-исследований для визейских терригенных отложений.

Библиографический список

Борисенко С.А., Богданович Н.Н., Козлова

Е.В., Спасенных М.Ю., Заграновская Д.Е. Оценка лиофильности пород бажендовской свиты методами адсорбции и ядерной магнитной релаксометрии // Нефтяное хозяйство. 2017. №3. С. 12–16.

Вавилин В.А., Кунакасов А.А., Галиев Т.Р., Сорокина Е.В. Эффективность применения метода ядерно-магнитного резонанса при лабораторных петрофизических исследованиях керна и шлама // Нефтяное хозяйство. 2011. №8. С. 21–23.

ГОСТ 26450.0–85. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. М.: Изд-во стандартов, 1985. 4 с.

ГОСТ 26450.1–85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением. М.: Изд-во стандартов, 1985. 8 с.

Джафаров И.С., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Применение метода ЯМР для характеристики состава и распределения пластовых флюидов. М.: Химия, 2002. 439 с.

Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (Физика горных пород). М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. 368 с.

Иванов М.К., Бурлин Ю.К., Калмыков Г.А., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И. Петрофизические методы исследования кернового материала (терригенные отложения): учеб. пособие в 2 кн. Кн. 1. М.: Изд-во Моск. ун-та, 2008. 112 с.

Иванов М.К., Калмыков Г.А., Белохин В.С., Корост Д.В., Хамидуллин Р.А. Петрофизические методы исследования кернового материала: учеб. пособие в 2 кн. Кн. 2: Лабораторные методы петрофизических исследований кернового материала. М.: Изд-во Моск. ун-та, 2008. 112 с.

Кобранова В.Н. Петрофизика: учебник для вузов. М.: Недра, 1986. 392 с.

Кулявцев А.В., Федорцов И.В. Результаты опытно-промышленных работ по использованию ЯМР-релаксометра GeoSpec для измерения общей и эффективной пористости горных пород // Нефтяное хозяйство. 2017. №9. С. 34–36.

Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье. В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко / ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика». М.; Тверь, 2003.

Шумскаяйте М.Й. Определение петрофизических параметров песчано-глинистых образцов керна и типизация пластовых флюидов методом ЯМР-релаксометрии: дис. канд. техн. наук. Новосибирск, 2017. 136 с.

Brandimarte F., Eriksson M., Moss A. How to obtain primary drainage capillary pressure curves using NMR T2 distributions in a heterogeneous carbonate reservoir // International Symposium of the Society of Core Analysts. Vienna, Austria, 2017. P. 1–9.

Coates G. R., Xiao L., Prammer M. G. NMR Logging. Principles and Applications. Houston: Halliburton Energy Services, 1999. 253 p.

Dick M.J., Veselinovic D., Kenney T., Green D. Measuring relative permeability with NMR // International Symposium of the Society of Core Analysts. Trondheim, Norway, 2018. P. 1–10.

Looyestijn W., Zhang X., Hebing A. How can NMR assess the wettability of a chalk reservoir // International Symposium of the Society of Core Analysts. Vienna, Austria, 2017. P. 1–12.

Valori A., Nicot B. A review of 60 years of NMR wettability // International Symposium of the Society of Core Analysts. Trondheim, Norway, 2018. P. 1–13.

Comprehensive Determination of Petrophysical Properties of the Productive Deposits Using the NMR Method

A.V. Raznitsyn, N.A. Popov

The Branch of OOO «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm
29 Sovetskoy Armii Str., Perm 614066, Russia
E-mail: alexandrraznitsyn@gmail.com. Nikita.Popov@pnn.lukoil.com

The paper presents the results of comprehensive determination of productive deposits petrophysical properties using the NMR method. The subject of research is the productive deposits of one of the Volga-Ural oil-and-gas province fields. Efficiency of the short-time porosity estimation by NMR technique is shown. This approach allows excluding of cleaning core process. The author computed the empirical relationships of clay content and NMR results for the Viséan terrigenous deposits of the study field.

Keywords: *NMR; petrophysical properties; clay content; porosity factor.*

References

- Borisenko S.A., Bogdanovich N.N., Kozlova E.V., Spasennykh M.Yu., Zagranovskaya D.E.* 2017. Otsenka liofilnosti porod bazhenovskoy svity metodami adsorbtsii i yadernoy magnitnoy relaksometrii [Estimation of the lyophilic properties of the Bazhenovskaya formation rocks by adsorption and NMR methods]. *Neftyanoye khozyaystvo*. 3:12–16. (in Russian)
- Vavilin V.A., Kunakasov A.A., Galiev T.R., Sorokina E.V.* 2011. Effektivnost primeneniya metoda yaderno-magnitnogo rezonansa pri laboratornykh petrofizicheskikh issledovaniyakh kerna i shlama [Effectiveness of nuclear magnetic resonance method for the core samples and drilling sludge laboratory petrophysical study]. *Neftyanoye khozyaystvo*. 8:21–23. (in Russian)
- GOST 26450.0–85.* Porody gornye. Obshchie trebovaniya k otboru i podgotovke prob dlya opredeleniya kollektorskikh svoystv [State standard 26450.0–85. Rocks. General requirements to specimens sampling and preparation for reservoir properties determination]. *Izdatelstvo standartov, Moskva*, 4 p. (in Russian)
- GOST 26450.1–85.* Porody gornye. Metod opredeleniya koeffitsienta otkrytoy poristosti zhidkostenasyshteniem [State standard 26450.1–85. Rocks. Method of porosity factor determination with fluid saturation]. *Izdatelstvo standartov, Moskva*, 8 p. (in Russian)
- Dzhafarov I.S., Syngaevskiy P.E., Hafizov S.F.* 2002. Primenenie metoda YAMR dlya kharakteristiki sostava i raspredeleniya plastovykh flyuidov [Application of the NMR method for characterization of reservoir fluids composition and distribution]. *Himiya, Moskva*, p. 439. (in Russian)
- Dobrynin V.M., Vendelshteyn B.Yu., Kozhevnikov D.A.* 2004. Petrofizika (Fizika gornyh porod) [Petrophysics (Physics of rocks)]. *Neft i gas, Moskva*, p. 368. (in Russian)
- Ivanov M.K., Burlin Yu.K., Kalmykov G.A., Karnyushina E.E., Korobova N.I.* 2008. Petrofizicheskie metody issledovaniya kernovogo materiala (terrigennye otlozheniya) [Petrophysical methods of core material analysis (terrigenous deposits). Book 1]. *Moskovskiy universitet, Moskva*, p. 112. (in Russian)
- Ivanov M.K., Kalmykov G.A., Belohin V.S., Korost D.V., Hamidullin R.A.* 2008. Petrofizicheskie metody issledovaniya kernovogo materiala. Kn. 2: Laboratornye metody petrofizicheskikh issledovaniy kernovogo materiala [Petrophysical methods of core material analysis. Book 2: Laboratory methods of core material petrophysical analysis]. *Moskovskiy universitet, Moskva*, p. 112. (in Russian)
- Kobranova V.N.* 1986. Petrofizika [Petrophysics]. *Nedra, Moskva*, p. 392. (in Russian)
- Kulyavtsev A.V., Fedortsov I.V.* 2017. Rezultaty opytno-promyshlennykh rabot po ispolzovaniyu YAMR-relaksometra GeoSpec dlya izmereniya obshchey i effektivnoy poristosti gornyx porod [Results of pilot-industrial works on the use of the GeoSpec NMR-relaxometer to measure the total and effective porosity of rocks]. *Neftyanoye khozyaystvo*. 9:34–36. (in Russian)
- Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefti i gaza obyemnym metodom* [Methodological recommendations for oil and gas reserves estimation with volumetric method]. *Petersilye V.I., Poroskuna V.I., Yacenko G.G. Eds. VNIGNI, NPC Tvergeophizika, Moskva-Tver*, 2003. (in Russian)
- Shumskajte M.J.* 2017. Opredelenie petrofizicheskikh parametrov peschano-glinistykh obraztsov kerna i tipizatsiya plastovykh flyuidov metodom YAMR-relaksometrii [Determination of core samples petrophysical parameters and reservoir fluids typization with NMR-relaxometry]. *Dis. kand. tekhn. nauk. Novosibirsk*, p. 136. (in Russian)
- Brandimarte F., Eriksson M., Moss A.* 2017. How to obtain primary drainage capillary pressure curves using NMR T2 distributions in a heterogeneous carbonate reservoir. *International Symposium of the Society of Core Analysts*, pp. 1–9.
- Coates G. R., Xiao L., Prammer M. G.* 1999. *NMR Logging. Principles and Applications*. *Houston: Halliburton Energy Services*, p. 253.
- Dick M.J., Veselinovic D., Kenney T., Green D.* 2018. Measuring relative permeability with NMR. *International Symposium of the Society of Core Analysts*, pp. 1–10.
- Looyestijn W., Zhang X., Hebing A.* 2017. How can NMR assess the wettability of a chalk reservoir. *International Symposium of the Society of Core Analysts*, pp. 1–12.
- Valori A., Nicot B.* 2018. A review of 60 years of NMR wettability. *International Symposium of the Society of Core Analysts*, pp. 1–13.