

## Информативность методов ядерного магнитного резонанса и прямоточной капиллярной пропитки для определения динамической пористости газонасыщенных коллекторов

Н.И. Самохвалов<sup>1\*</sup>, К.В. Коваленко<sup>1,2</sup>, Л.Ф. Зарипова<sup>1,2\*\*</sup>, Н.А. Скибицкая<sup>1</sup>, О.О. Марутян<sup>1</sup>

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия

2 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

E-mail: \*hikz1@mail.ru, \*\*Lia1999na16@mail.ru

**Аннотация.** Повышение информативности выделения коллекторов имеет большое значение при оценке подсчета запасов залежей нефти и газа. На практике распространена методика оценки коллекторских свойств пород по их характеристике, описываемой динамической и эффективной пористостью. Для более широкой комплексной оценки характеристик емкостного пространства в работе рассмотрены специальные методы исследований керна: метод прямоточной капиллярной пропитки и метод ядерного магнитного резонанса. Показана высокая оперативность и эффективность использования этих методов.

**Ключевые слова:** эффективная пористость, динамическая пористость, заземленная (при обводнении) пористость, остаточная водонасыщенность, капиллярная пропитка, ядерно-магнитный метод, прямоточная капиллярная пропитка.

**Для цитирования:** Самохвалов Н.И., Коваленко К.В., Зарипова Л.Ф., Скибицкая Н.А., Марутян О.О. Информативность методов ядерного магнитного резонанса и прямоточной капиллярной пропитки для определения динамической пористости газонасыщенных коллекторов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 1(40). С. 3–13. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-40.art1>

### Введение

При обосновании количественного критерия «коллектор-неколлектор» корреляционным способом используются сопоставления с открытой пористостью эффективной и динамической (фильтрующей) пористости соответственно. Распространенные методы определения остаточной флюидонасыщенности пород (капилляриметрия, получение относительных фазовых проницаемостей) отличаются своей трудоемкостью, длительностью и необходимостью использования дорогостоящего оборудования.

Главным преимуществом метода ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) для определения остаточной водонасыщенности является его оперативность [1–4].

Целью работы является разработка способа определения эффективной и динамической пористости горных пород по данным метода ядерно-магнитного резонанса на основе комплексного анализа результатов использования лабораторных данных методов прямоточной капиллярной пропитки (ПКП) и ядерно-магнитного резонанса [4, 5].

Измерения проводились в специализированной петрофизической лаборатории кафедры геофизических информационных систем РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. ЯМР-релаксометр позволяет в короткие сроки набрать статистику данных, помогая экономить время при проведении керновых исследований.

В комплексе с методом ЯМР в работе использовался способ определения заземленной при обводнении эффективной пористости, а значит и заземленной остаточной нефтенасыщенности или газонасыщенности за фронтом прямоточной капиллярной пропитки, с помощью установки прямоточной капиллярной пропитки, разработанной в петрофизическом центре ИПНГ РАН.

Объект исследования – сложные карбонатные коллекторы Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

#### Методика проведения измерений в ЯМР-релаксometре и его калибровка

Для определения скорости релаксации ядерной намагниченности использовался ЯМР-релаксometр Bruker Minispec mq10. Данный анализатор позволяет детектировать водород ( $^1\text{H}$ ), фтор ( $^{19}\text{F}$ ) и другие природные ЯМР-активные ядра.

Измерение пористости при помощи ЯМР-релаксometра основано на различии начальных амплитуд спада, получаемых при аппроксимации сигнала (ввиду присутствия мертвого времени), для стандартного образца и водонасыщенного керна. Определение открытой пористости образца горной породы импульсным методом ЯМР проводится при 100% его насыщенности и основано на следующем: при полном насыщении порового пространства горной породы жидкостью объем последней равен объему пор, поэтому амплитуда сигнала ЯМР, пропорциональная объему водородосодержащей жидкости, насыщающей поровую среду, характеризует открытую пористость исследуемой породы. Определение открытой пористости горной породы по образцам стандартного размера выполняется по формуле:

$$K_{\text{по}} = K_{\text{по со}} \cdot \frac{V_{\text{со}} \cdot A_u}{V_u \cdot A_{\text{со}}},$$

где  $K_{\text{по}}$  – коэффициент открытой пористости,  $K_{\text{по со}}$  – коэффициент пористости стандартного образца,  $A_{\text{со}}$  и  $A_u$  – амплитуды стандартного образца и изучаемого соответственно,  $V_{\text{со}}$  и  $V_u$  – их объемы.

При калибровке ЯМР-оборудования для измерения пористости используются стандартные образцы, различные по своей природе, специально изготовленные совместно кафедрой геофизических информационных систем (Лазуткина Н.Е., Шумейко А.Э., Козко М.Ю.) и кафедрой физической и коллоидной химии (Копицын Д.С. и др.) РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

С целью построения калибровочной зависимости были использованы стандартные образцы декана в четыреххлористом углероде  $\text{C}_{10}\text{H}_{22} + \text{CCl}_4$  с разным объемом водородсодержащего флюида. Параметры стандартных образцов представлены в табл. 1.

Таблица 1

#### Паспорт стандартного образца $\text{C}_{10}\text{H}_{22} + \text{CCl}_4$

Стандартный образец	W, %	$\text{C}_{10}\text{H}_{22}$ , мл	Объем стандартного образца, мл
1	1,12	0,24	21,20
2	9,26	1,95	21,07
3	16,6	3,45	20,81
4	24,4	5,04	20,65
5	31,9	6,53	20,46
6	38,1	7,67	20,14

Для снижения погрешности измерений, возникающей из-за влияния температуры окружающей среды, стандартные образцы нагревались до температуры измерительной камеры ЯМР-релаксометра (40 °С). Для построения спектров распределения  $T_2$  использовалась стандартная программа, предоставляемая разработчиком релаксометра.

### Проведение измерений

В качестве объекта исследования были выбраны карбонатные коллекторы ассельского ( $P_{Iass}$ ), сакмарского ( $P_{Ism}$ ) и артинского ( $P_{Iar}$ ) ярусов отложений нижнепермской системы Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ). На коллекции образцов керна были проведены измерения на определение пористости, коэффициента остаточной водонасыщенности и заземленной при обводнении остаточной нефтегазонасыщенности.

Сравнение пористости, определенной методом ЯМР, с пористостью по данным метода гидростатического взвешивания, показывает согласие величин между собой и подтверждает возможность использования прибора для данных измерений (рис. 1).

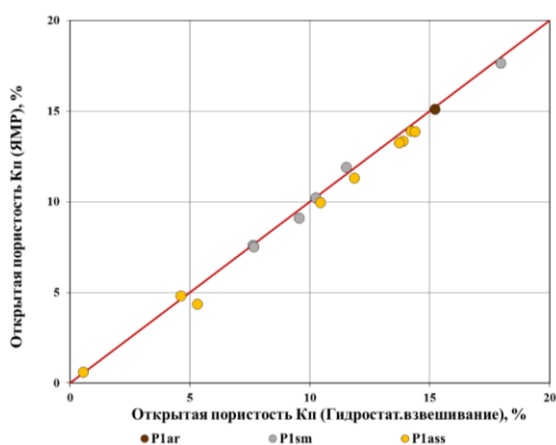


Рис. 1. Сопоставление открытой пористости, определенной методом ЯМР, с открытой пористостью по данным метода гидростатического взвешивания

Дальнейшее сравнение результатов исследований было проведено при достижении остаточной водонасыщенности образцов с помощью метода центрифугирования. В качестве сравнения использовались характеристики остаточной водонасыщенности и эффективной пористости, которые для метода ЯМР рассчитаны по формулам:

$$K_{во \text{ ямр}} = \frac{K_{п \text{ ост вод ямр}}}{K_{п \text{ ямр}}},$$

где  $K_{во \text{ ямр}}$  – остаточная водонасыщенность,  $K_{п \text{ ост вод ямр}}$  – объемная водонасыщенность («пористость») пород при остаточной водонасыщенности,  $K_{п \text{ ямр}}$  – коэффициент открытой пористости,

и

$$K_{п \text{ эф ямр}} = K_{п \text{ ямр}} - K_{п \text{ ост вод ямр}},$$

где  $K_{п \text{ эф ямр}}$  – коэффициент эффективной пористости или эффективная пористость,  $K_{п \text{ ямр}}$  – коэффициент открытой пористости или открытая пористость,  $K_{п \text{ ост вод ямр}}$  – объемная водонасыщенность («пористость») пород при остаточной водонасыщенности.

Результат сравнения остаточной водонасыщенности, определяемой методами центрифугирования и ЯМР, представлен на рис. 2а, показывающем совпадение между величинами. Сравнение значений рассчитанных эффективных пористостей приведено на рис. 2б. Как видно, значения эффективной пористости, полученные различными методами, сопоставимы.

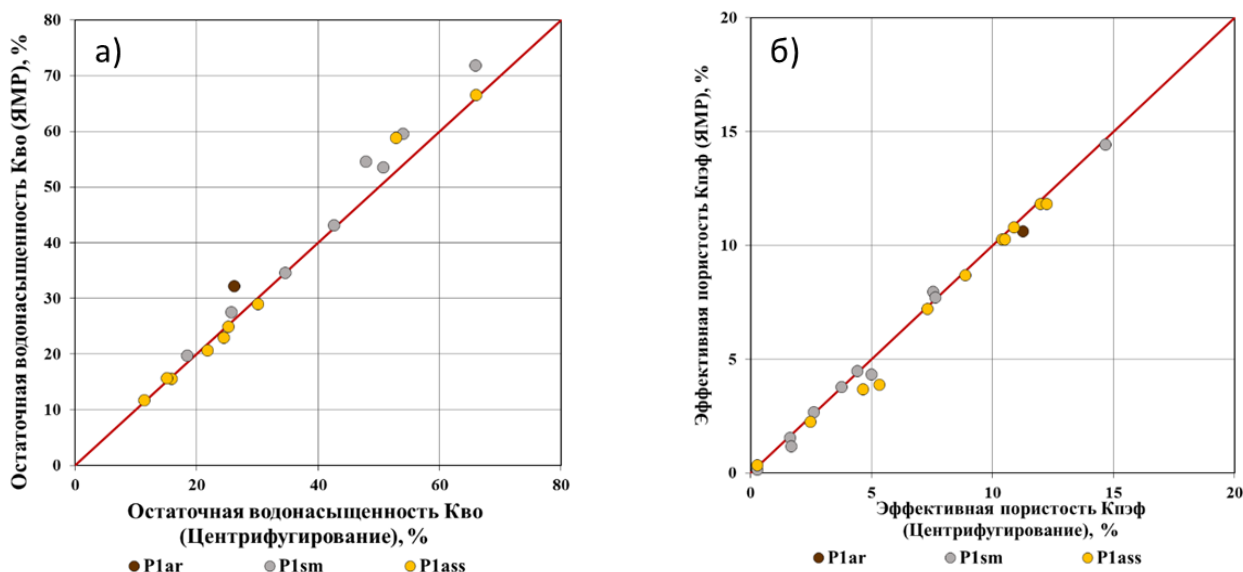


Рис. 2. Сопоставление параметров, определенных методом ЯМР и методом центрифугирования: а – остаточной водонасыщенности; б – эффективной пористости

На третьем этапе исследования сравнивались характеристики остаточной, заземленной газонасыщенности, сформированной за фронтом прямоточной капиллярной пропитки, и динамической пористости, определенных по методике прямоточной капиллярной пропитки и методом ядерно-магнитного резонанса. Характеристики заземленной пористости и динамической пористости по данным ЯМР были рассчитаны по формулам:

$$K_{го\ ямр} = 1 - \frac{K_{п\ ост\ газ\ ямр}}{K_{п\ ямр}},$$

где  $K_{го\ ямр}$  – заземленная газонасыщенность,  
 $K_{п\ ост\ газ\ ямр}$  – объемная заземленная пористость пород при заземленной газонасыщенности,  
 $K_{п\ ямр}$  – коэффициент открытой пористости,

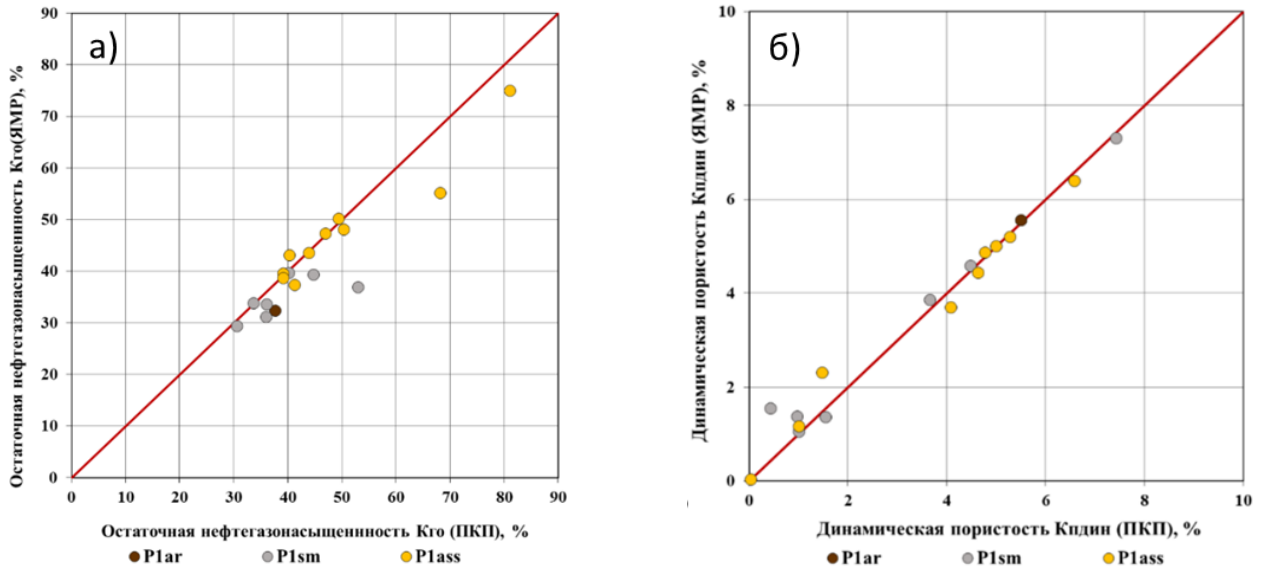
и

$$K_{п\ дин\ ямр} = K_{п\ ямр} (1 - K_{во\ ямр} - K_{го\ ямр}),$$

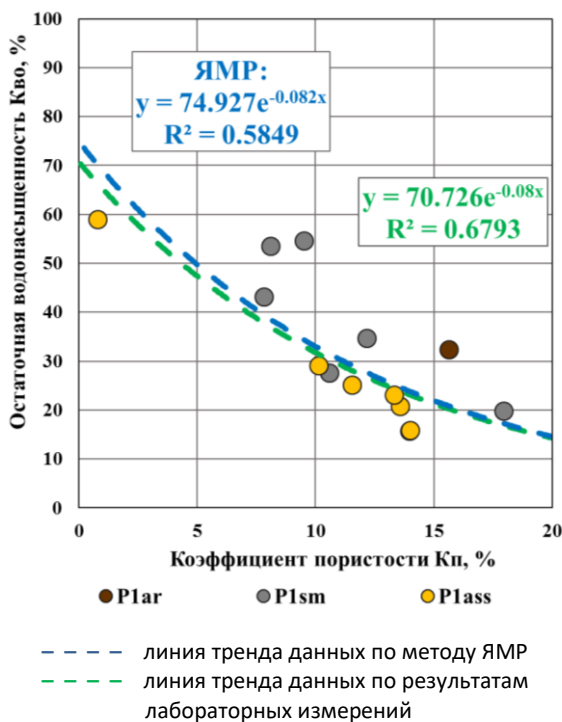
где  $K_{п\ дин\ ямр}$  – динамическая пористость,  
 $K_{п\ ямр}$  – коэффициент открытой пористости,  
 $K_{во\ ямр}$  – остаточная водонасыщенность,  
 $K_{го\ ямр}$  – заземленная при обводнении остаточная газонасыщенность.

Сравнение результатов определения заземленной при обводнении остаточной газонасыщенности и динамической пористости по двум методикам представлено на рис. 3.

На рис. 4 представлена связь коэффициента остаточной водонасыщенности с коэффициентом открытой пористости. Корреляционная связь, полученная по методу ядерно-магнитного резонанса, близка к корреляционной связи по методике центрифугирования.



**Рис. 3.** Сопоставление параметров, определенных методом ЯМР, с полученными по данным метода ПКП: а – заземленной при обводнении остаточной газонасыщенности; б – динамической пористости



**Рис. 4.** Сопоставление остаточной водонасыщенности и пористости, определенных методом ЯМР и по лабораторным измерениям

На рис. 5 представлено сопоставление эффективной и динамической пористости с открытой пористостью.

Также заметно, что корреляционные связи, полученные по методу ядерно-магнитного резонанса, близки к корреляционным связям по методикам прямоточной капиллярной пропитки и центрифугирования.

По данным исследований Скибицкой Н.А., Кузьмина В.А., Большакова М.Н. и др., превышение значений остаточной водонасыщенности для образцов пород артинских отложений над значениями  $K_{во}$  для ассельских отложений обязано повышенной концентрации в артинских отложениях Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения дифильных асфальтенов и тяжелых смол, преобразованных в ассельских отложениях ОНГКМ до неполярных углеводородных осмоленных компонентов и масел, формирующих гидрофобные свойства пород [6].

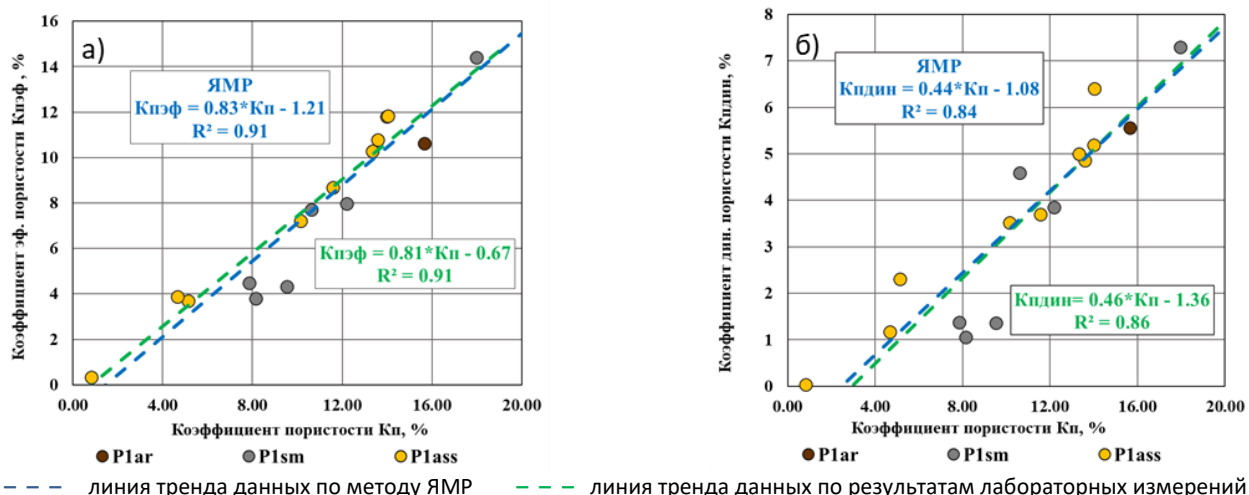


Рис. 5. Сопоставление определенных методом ЯМР и по лабораторным измерениям параметров: а – коэффициентов эффективной пористости; б – коэффициентов динамической пористости, с коэффициентами открытой пористости

### Обработка спектров ЯМР

Начальная амплитуда спада эхо-сигнала пропорциональна числу поляризованных ядер водорода в поровом флюиде и описывается экспоненциальной функцией. Набор коэффициентов затухания образует спектр затухания (спада) или распределение времени поперечной релаксации ( $T_2$ ). При помощи математического процесса, называемого инверсией, данные спада эхо-сигналов конвертируются в распределение  $T_2$ . Распределение  $T_2$  может быть представлено в виде трех различных видов записи:

суммарных амплитуд с инкрементным распределением, в цветной кодировке спектра и в волновом распределении  $T_2$ . При соответствующей калибровке вся площадь распределения  $T_2$  соответствует открытой пористости коллектора [4].

В ходе проведенных исследований были получены четыре спектра поперечной релаксации для высушенного образца (рис. б): при полной водонасыщенности, при остаточной водонасыщенности после центрифугирования, при заземленной обводнении остаточной газонасыщенности после ПКП.

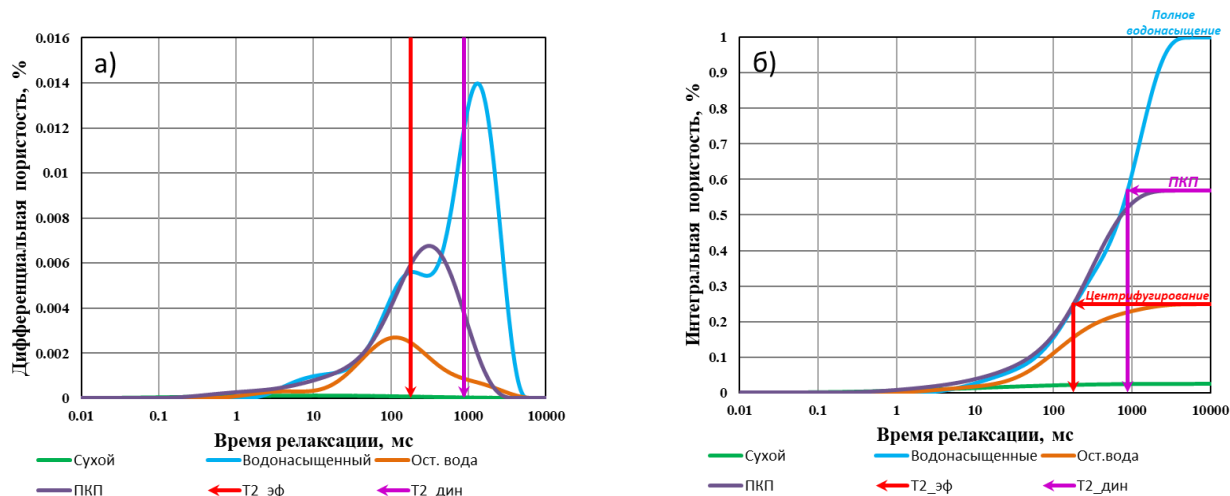


Рис. 6. Зависимости от времени поперечной релаксации при различном насыщении спектров объемной водонасыщенности: а – дифференциальных; б – интегральных (образец 235-5)

Наличие флюида в высушенном образце может указывать на то, что не вся гигроскопическая вода была удалена из образца при подготовке образцов к исследованиям или о наличии битуминозной составляющей (парафинов, масел и смол) в образцах.

Граничные значения  $T_{2\_эф}$  и  $T_{2\_дин}$  – времена поперечной релаксации, которые позволяют разделить пористость образца на две составляющие: подвижную динамическую часть флюидов и заземленную за фронтом ПКП [5]. Для определения данных

значений  $T_{2гр}$  использовались интегральные спектры  $T_2$  (см. рис. 6б).

На рис. 7 показаны дифференциальные и интегральные спектры поперечной релаксации. Первая кривая (голубого цвета) – спектр  $T_2$  при 100% насыщении пор водой (все поры – от 0 до 1); вторая кривая (оранжевого цвета) – спектр  $T_2$ , полученный при остаточном водонасыщении после центрифугирования (все поры – от 0 до остаточного водонасыщения  $K_{во}$ ), третья кривая (фиолетового цвета) – спектр  $T_2$  при остаточной газонасыщенности после ПКП.

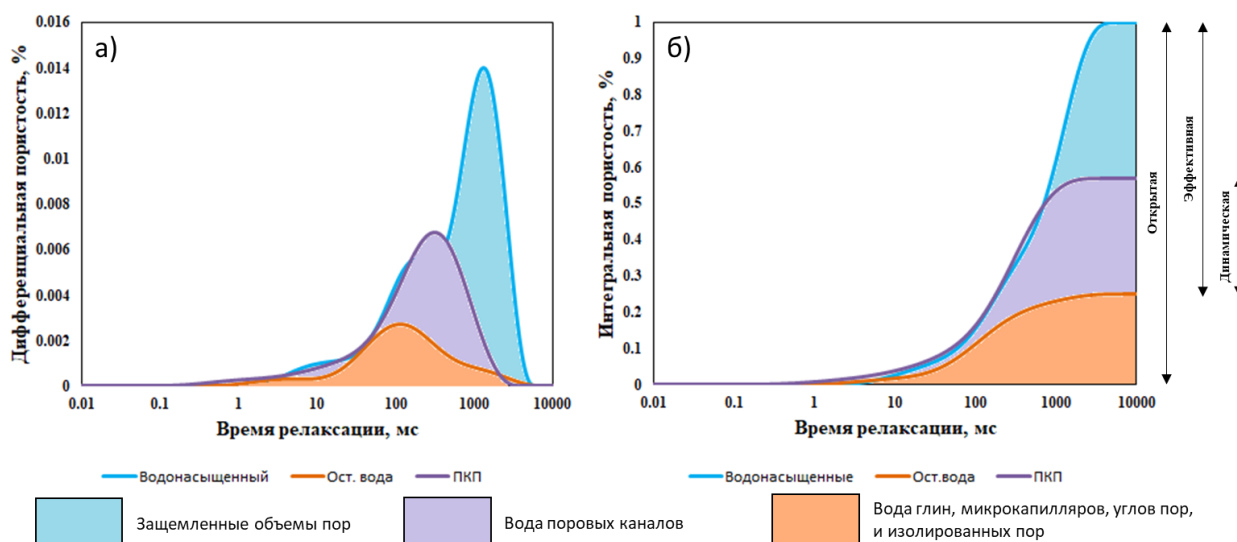


Рис. 7. Схема распределения флюидов в порах пород на спектрах  $T_2$ : а – дифференциальных; б – интегральных (по данным ЯМР, образец 235-5)

Установление граничного значения  $T_2$  производится следующим способом: находится точка пересечения прямой линии (параллельной оси  $Ox$ ) и кривой интегральной пористости полностью водонасыщенного образца. Далее от этой точки опускается прямая линия к оси  $T_2$ . Значение точки пересечения на оси распределения времени поперечной релаксации является граничным значением  $T_2$ .

Представленная схема определения пористости пород по ЯМР наглядно показывает вклад разных видов флюидонасыщенности в ЯМР-спектры.

Стоит отметить, что остаточная вода, находящаяся в углах крупных пор, микрокапиллярах и порах, изолированных микрокапиллярами, наблюдается на «высоких» и «низких» временах релаксации (площадь под оранжевой кривой).

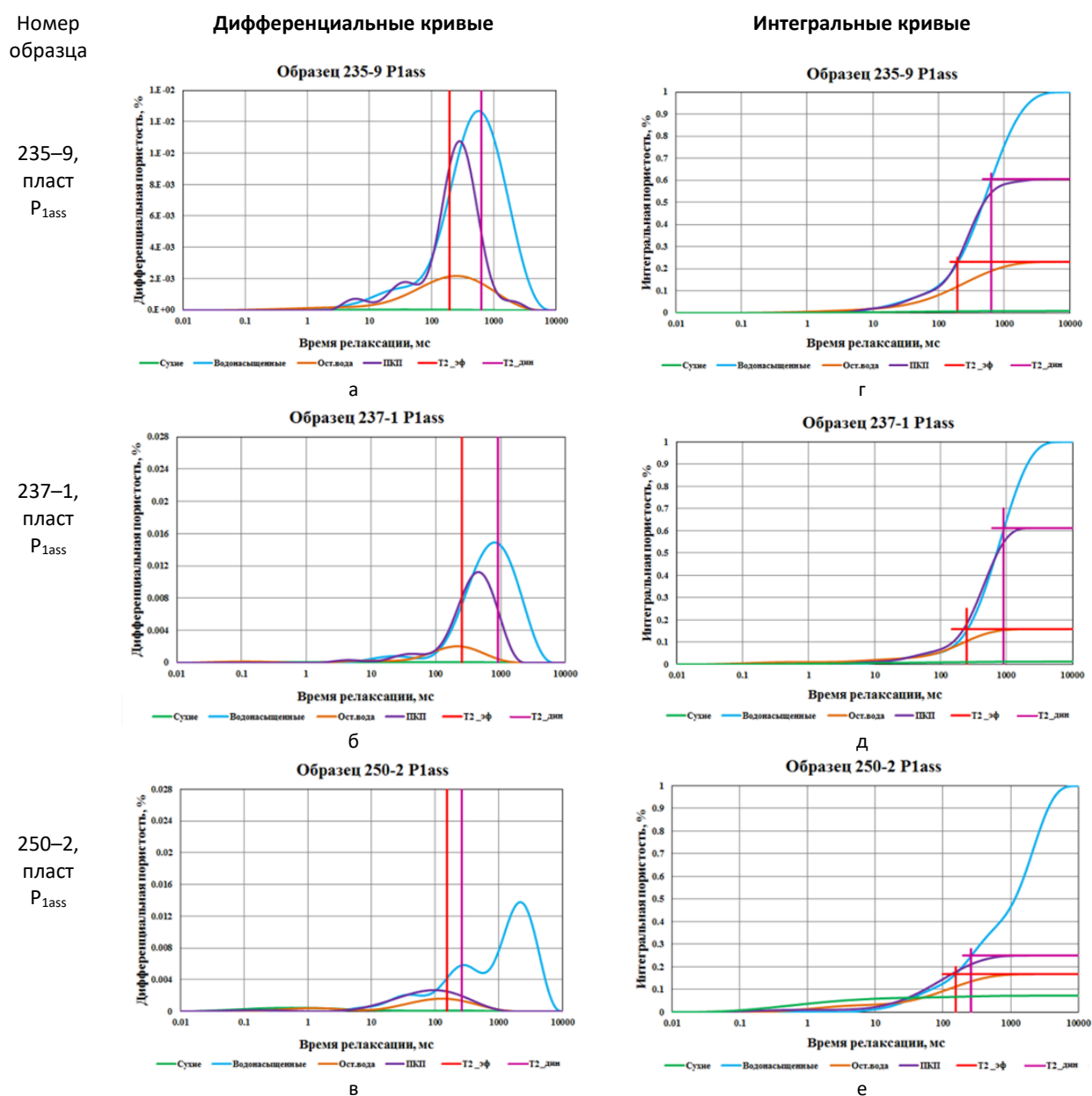
Анализ спектров при остаточной водонасыщенности и заземленной остаточной газонасыщенности указывает, что фильтрующие поровые каналы могут быть различных размеров – как малого, так и крупного, находясь по обе стороны отсечки  $T_2$ .



Сопоставление спектров при полной водонасыщенности и защемленной остаточной газонасыщенности доказывает природу формирования защемленной нефтегазонасыщенности, занимая области с наибольшими временами релаксации, то есть располагающиеся в наиболее крупных объемах пор.

В соответствии с представленной схемой на рис. 8 приведены дифференциальные и интегральные спектры для некоторых из исследованных образцов.

Анализ результатов совместных исследований образцов керна при разной водонасыщенности показал, что соотношение и положение спектров при полной (100%-ной) водонасыщенности, при остаточной водонасыщенности и защемленной при обводнении остаточной газонасыщенности для карбонатных пород изменяется различным способом, что указывает на их сложную структуру емкостного пространства.



**Рис. 8.** Распределения T<sub>2</sub> в виде двух кривых: а, б, в – дифференциальной пористости; г, д, е – интегральной пористости (образцы 235–9, 237–1, пласта P<sub>1ass</sub>)



Можно заметить, что положение граничных отсечек  $T_{2\_эф}$  и  $T_{2\_дин}$  для рассматриваемой коллекции образцов изменяется в достаточно широких пределах, что затрудняет использование подхода единой граничной отсечки [4, 5].

Вышеописанным способом были найдены граничное значение  $T_2$

для каждого исследуемого образца и предпринята попытка получения функциональных отсечек  $T_{2\_эф}$  и  $T_{2\_дин}$ . В результате сопоставления величин граничных отсечек с открытой пористостью были установлены корреляции, представленные на рис. 9.

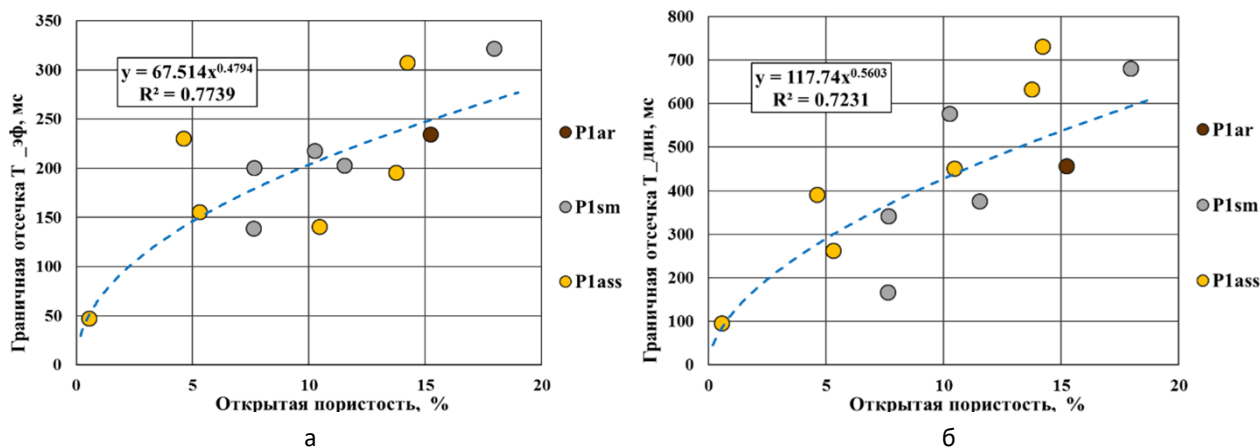


Рис. 9. Графики зависимостей от коэффициентов открытой пористости граничных отсечек: а –  $T_{2\_эф}$ ; б –  $T_{2\_дин}$

### Заключение

В дополнение к стандартному комплексу лабораторных петрофизических исследований в работе рассмотрены возможности методов прямоточной капиллярной пропитки и ядерно-магнитного резонанса. Результаты экспериментов подтверждают тесную связь методов с параметрами флюидонасыщенности породы и обуславливают потенциал для дальнейшего изучения возможностей методов для петрофизического моделирования.

Полученные результаты демонстрируют высокую информативность ЯМР

в исследовании керн, а также указывают на главное преимущество метода – экспрессность. В работе показаны возможности лабораторного метода ЯМР в определении эффективной, динамической пористости и пористости, заземленной при обводнении, определяющей величину остаточной нефтегазонасыщенности за фронтом капиллярной пропитки.

Установка прямоточной капиллярной пропитки, разработанная в петрофизическом центре Института проблем нефти и газа РАН, защищена патентом Российской Федерации [7].

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений», № 122022800274-8).*

### Литература

1. *Akkurt R., Bachman H.N., Minh C.C. et al.* Nuclear magnetic resonance comes out of its shell // *Oilfield Review*. 2009. Vol. 20, No. 4. P. 4–23.
2. *Борисенко С.А., Кошкин П.В., Рудаковская С.Ю.* Оценка остаточной газонасыщенности с использованием технологии ядерной магнитной релаксометрии // *Каротажник*. 2017. № 6(276). С. 41–50.
3. *Денисенко А.С.* Петрофизическое обеспечение ядерно-магнитного каротажа при разведке нефтегазовых месторождений // *Каротажник*. 2012. № 3(213). С. 66–82.
4. *Джафаров И.С., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф.* Применение метода ЯМР для характеристики состава и распределения пластовых флюидов. М.: Химия, 2002. 439 с.
5. *Coates G.R., Xiao L., Prammer M.G.* NMR logging. Principles and applications. Houston, TX: Halliburton Energy Services, 1999. 234 p.
6. *Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н., Марутян О.О.* Влияние микроструктурных параметров карбонатных пород продуктивных отложений на остаточную нефтегазонасыщенность // *Нефтяное хозяйство*. 2010. № 12. С. 98–101.
7. *Скибицкая Н.А., Морозович Я.-М.Р., Кузьмин В.А.* и др. Пат. RU 2496981 С1. Устройство для оценки динамики процесса прямоочной капиллярной пропитки образцов пород. № 2012113338/28; Заявл. 06.04.2012; Опубл. 27.10.2013 // *Изобретения. Полез. модели*. 2013. Бюл. № 30. 8 с. <http://www1.fips.ru>

## Informativeness of nuclear magnetic resonance and direct-flow capillary imbibition methods for determining dynamic porosity of gas-saturated reservoirs

N.I. Samokhvalov<sup>1\*</sup>, K.V. Kovalenko<sup>1,2</sup>, L.F. Zaripova<sup>1,2\*\*</sup>, N.A. Skibitskaya<sup>1</sup>, O.O. Marutyan<sup>1</sup>

1 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

2 – National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

E-mail: \*hikz1@mail.ru, \*\*Lia1999na16@mail.ru

**Abstract.** Increasing the informativeness of reservoir allocation is of great importance in assessing the calculation of reserves of oil and gas deposits. In practice, the method of the reservoir properties description by their characteristics, described by dynamic and effective porosity, is widespread. For a broader comprehensive assessment of the characteristics of the reservoir capacity space, special core study methods are considered: the method of direct-flow capillary imbibition and the method of nuclear magnetic resonance. The high efficiency and effectiveness of using these methods are shown.

**Keywords:** effective porosity, dynamic porosity, pinched (during waterflooding) porosity, residual water saturation, capillary imbibition, nuclear magnetic method, direct-flow capillary imbibition.

**Citation:** Samokhvalov N.I., Kovalenko K.V., Zaripova L.F., Skibitskaya N.A., Marutyan O.O. Informativeness of nuclear magnetic resonance and direct-flow capillary imbibition methods for determining dynamic porosity of gas-saturated reservoirs // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 1(40). P. 3–13. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-40.art1> (In Russ.).

### References

1. Akkurt R., Bachman H.N., Minh C.C. et al. Nuclear magnetic resonance comes out of its shell // Oilfield Review. 2009. Vol. 20, No. 4. P. 4–23.
2. Borisenko S.A., Koshkin P.V., Rudakovskaya S.Yu. Residual gas saturation evaluation using nuclear magnetic relaxometry // Karotazhnik. 2017. No. 6(276). P. 41–50. (In Russ.).
3. Denisenko A.S. Petrophysical support for nuclear magnetic log in oil and gas field exploration // Karotazhnik. 2012. No. 3(213). P. 66–82. (In Russ.).
4. Dzhafarov I.S., Syngaevsky P.E., Khafizov S.F. Application of the NMR method to characterize the composition and distribution of reservoir fluids. Moscow: Khimiya, 2002. 439 p. (In Russ.).
5. Coates G.R., Xiao L., Prammer M.G. NMR logging. Principles and applications. Houston, TX: Halliburton Energy Services, 1999. 234 p.
6. Skibitskaya N.A., Kuzmin V.A., Bolshakov M.N., Marutyan O.O. The influence of microstructure parameters of carbonate rocks of productive deposits on the residual oil-and-gas saturation // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2010. No. 12. P. 98–101. (In Russ.).
7. Skibitskaja N.A., Morozovich Ja.-M.R., Kuzmin V.A. et al. Pat. RU 2496981 C1. Device for evaluation of dynamics of process of straight-flow capillary saturation of rock samples. No. 2012113338/28; Appl. 06.04.2012; Publ. 27.10.2013 // Inventions. Useful models. 2013. Bull. No. 30. 8 p. <http://www1.fips.ru>