

Влияние микроструктуры коллектора на состояние остаточной нефти по данным релаксометрии ядерно-магнитного резонанса

Мо Цзяли¹, Н.Н. Михайлов^{1,2*}, Ван Хэнян³

¹Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

²Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

³Sinoprec Научно-исследовательский институт нефтяной инженерии, Пекин, Китай

Исследовано влияние свойств керна на состояние остаточной нефти в процессе вытеснения нефти водой на микроуровне. Рассмотрены распределение пор по размерам, проницаемость керна, динамика и морфология остаточной нефти. Анализ имеющихся экспериментальных подходов к изучению свойств керна и остаточной нефти в образцах показал, что существующие способы не дают полной информации об изучаемых параметрах. Для решения этих проблем предложено совместное использование инновационной технологии релаксационно-диффузионной релаксометрии ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) с традиционной технологией. Для измерения долевого распределения пор по размерам использован комбинированный метод инъекции ртути и ядерного магнитного резонанса. С помощью метода ЯМР определена проницаемость керна. Двумерная ЯМР-релаксометрия позволяет изучать микроскопическое состояние остаточной нефти в ненарушенном керне в процессе вытеснения. С помощью предлагаемой методики исследован керн месторождения Шэнли в Китае. Получены распределения пор по размерам, определены проницаемость и остаточная нефтенасыщенность на разных стадиях вытеснения. Выделены четыре типа остаточной нефти: полособразная (островная), пленочная, сетчатая, непрерывная. Показано влияние проницаемости на долевое содержание разных типов остаточной нефти в процессе вытеснения. Результаты исследований демонстрируют влияние структуры порового пространства и смачиваемости на состояние остаточной нефти.

Ключевые слова: типы остаточной нефти, структура порового пространства, релаксационно-диффузионная двумерная релаксометрия ядерно-магнитного резонанса

Для цитирования: Цзяли Мо, Михайлов Н.Н., Хэнян Ван (2024). Влияние микроструктуры коллектора на состояние остаточной нефти по данным релаксометрии ядерно-магнитного резонанса. *Георесурсы*, 26(1), с. 100–108. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.1.8>

Введение

Комбинация метода инъекции ртути и ядерного магнитного резонанса

Структура порового пространства коллектора имеет решающее значение для оценки потенциала разработки, нефтеотдачи и продуктивности (Михайлов, 1992).

Распределение пор по размерам является одним из основных параметров при количественной оценке и характеристике поровых структур. Методы испытаний можно разделить на методы анализа изображений (литые шлифы, сканирующая электронная микроскопия и рентгеновское сканирование), методы проникновения флюидов (метод инъекции ртути и метод адсорбции газа) и методы без проникновения флюидов (ядерно-магнитный резонанс (ЯМР) и т.д.). Преимущества технологии ЯМР заключаются в простоте эксплуатации, низкой стоимости и отсутствии повреждения измеряемого образца. Эта технология широко используется при изучении структуры пор и поверхностных свойств пород-коллекторов, она

позволяет исследовать все поры в образцах горных пород. Параметром изучения порового пространства является время поперечной релаксации (T_2) спектр которого отражает тенденцию объемного распределения пор различных размеров (Arns, 2006; Чистяков и др., 2022).

Как правило, чем больше время поперечной релаксации, тем больше радиус пор, между ними существует пропорциональная зависимость, однако время поперечной релаксации непосредственно не связано с абсолютным размером пор. Если корреляция между временем поперечной релаксации и радиусом пор будет установлена, то спектр ядерно-магнитного резонанса T_2 может быть преобразован в распределение радиуса и можно оценить точную количественную характеристику общей структуры пор пород-коллекторов.

В настоящее время большинство ученых используют данные эксперимента по инъекции ртути для калибровки спектра T_2 и установления корреляции между временем поперечной релаксации и радиусом порового канала.

ЯМР-анализ коллекторских свойств и характеристик флюидов основан на изучении отклика ядер водорода в изучаемой среде на магнитное поле. В эксперименте обычно используется небольшая напряженность магнитного поля, сигнал ЯМР, создаваемый органическим веществом

* Ответственный автор: Николай Нилович Михайлов
e-mail: folk200@mail.ru

© 2024 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

в скелете породы, очень слаб, поэтому протонной информацией в скелете можно пренебречь.

Магнитное поле взаимодействует со спинами ядер водорода и создает измеряемый сигнал, отраженный в виде амплитуд различной величины, также известный как спектр времени релаксации. Время релаксации ЯМР в основном делится на время продольной релаксации (T_1) и время поперечной релаксации (T_2). Измерения этих двух параметров дают приблизительную информацию о коллекторе. Однако измерение поперечной релаксации (T_2) преимущественно используется в лабораторных исследованиях из-за простоты и оперативности. В настоящей статье анализируется только спектр времени поперечной релаксации (T_2) ЯМР.

Структура измеряемого времени поперечной релаксации

На поперечную релаксацию влияют три различных механизма релаксации: свободная релаксация (T_{2b}), поверхностная релаксация (T_{2s}) и диффузионная релаксация (T_{2d}), которые связаны следующим соотношением (Kleinberg et al., 1993; Sulucarnain et al., 2012):

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2s}} + \frac{1}{T_{2b}} + \frac{1}{T_{2d}}. \quad (1)$$

Поскольку размер пор коллектора очень мал, поверхностная релаксация играет важную роль. Свободная релаксация в основном определяется физическими свойствами жидкости. Диффузионная релаксация обусловлена самодиффузионным движением водородсодержащих молекул в градиентном магнитном поле.

В настоящем исследовании градиентное поле не создавалось и не использовалось (сохранялся низкий внутренний градиент и однородное магнитное поле). Полная импульсная последовательность, состоящая из начального 90°-ного импульса и длительной серии 180°-ных импульсов, называется последовательностью (CPMG). Значения CPMG использовались в нашем эксперименте для минимизации влияния диффузионной релаксации, поэтому значением T_{2d} можно пренебречь, тогда соотношение (1) принимает вид

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2s}} + \frac{1}{T_{2b}}. \quad (2)$$

Для флюидов с большим собственным временем релаксации в свободном объеме (вода, легкая нефть и т.д.)

$$\frac{1}{T_{2b}} \ll \frac{\rho s}{V}, \quad (3)$$

поэтому время поверхностной релаксации жидкости (T_2) определяется величиной $\rho s/V$, которая отражает геометрию внутрипортовой структуры и распределение в ней нефти и воды.

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2s}} = \rho \frac{S}{V} = \rho \frac{F}{r}, \quad (4)$$

где ρ – коэффициент поверхностной релаксации, мкм/мс, s/v – отношение площади поры к ее объему, 1/мкм

$$T_2 = \frac{1V}{\rho S} = \frac{r}{\rho F} = \frac{r}{C}, \quad (5)$$

$$r = CT_2, \quad (6)$$

где F – коэффициент геометрической формы; C – удельная поверхность пор, $C = 1/\rho F$, 1/мкм; r – радиус пор, мкм.

Распределение поровой структуры породы может быть отражено с помощью кривой интрузии ртути под высоким давлением. На этой основе распределение времени релаксации T_2 ЯМР можно преобразовать в распределение радиуса порового канала путем объединения ЯМР с интрузией ртути (Sun et al., 2017).

Технология изучения структуры порового пространства по данным комбинации метода ЯМР и ртутной порометрии

Надежный коэффициент преобразования является основой для расчета радиуса порового канала коллекторов на основе анализа времени релаксации ЯМР.

Технология включает следующие этапы.

1. Полиномиальная аппроксимация высокого порядка выполняется на кривых кумулятивной объемной доли пор, соответствующих различным радиусам пор в эксперименте инъекции ртути под высоким давлением (рис. 1а).

2. Для получения кривых кумулятивной объемной доли пор, соответствующих различным спектрам T_2 , нормируются данные интенсивности сигнала спектра T_2 и кумулятивных кривых при увеличении размеров пор. Используются также полиномы высокого порядка с целью подгонки кривых для получения уравнения адаптации (рис. 1б).

3. По уравнениям регрессии (п. 2) на основе данных эксперимента инъекции ртути, а также эксперимента по ядерному магнитному резонансу определяются расчетные значения радиусов пор и спектр T_2 , соответствующие разным кумулятивным долям объема пор. Затем полученный спектр T_2 ЯМР сравнивается со значениями радиусов пор, определенными во время эксперимента по инъекции ртути под высоким давлением. Коэффициент преобразования (C) получается путем адаптации в диапазоне объемной доли пор (рис. 1с).

4. Обобщенное распределение диаметров пор по размерам можно получить путем умножения спектра T_2 , полученного в эксперименте ЯМР, на коэффициент преобразования C (рис. 1д).

Для удобства используется безразмерный параметр – суммарный коэффициент закачиваемой воды, который равен объему закачки воды, деленному на объем пор.

Проницаемость керна

Модель SDR

Связанные поры и трещины в кернах породы образуют фильтрационную структуру пор, а размеры пор этой структуры определяют проницаемость. Традиционные методы газовых испытаний (измерение давления или затухание импульса при всестороннем давлении) и методы капиллярного давления с закачкой ртути имеют определенные ограничения при изучении проницаемости коллекторов. ЯМР с низким полем позволяет тестировать различные состояния флюидов и различные доли порового пространства, занятые флюидом в кернах, что позволяет адекватно рассчитывать проницаемость (Yan et al., 2021; Kenyon et al., 1988).

В настоящее время расчет абсолютной проницаемости горных пород (k) на основе технологии ядерного магнитного резонанса базируется главным образом на классической модели Коутса (Coates et al., 1991) и модели

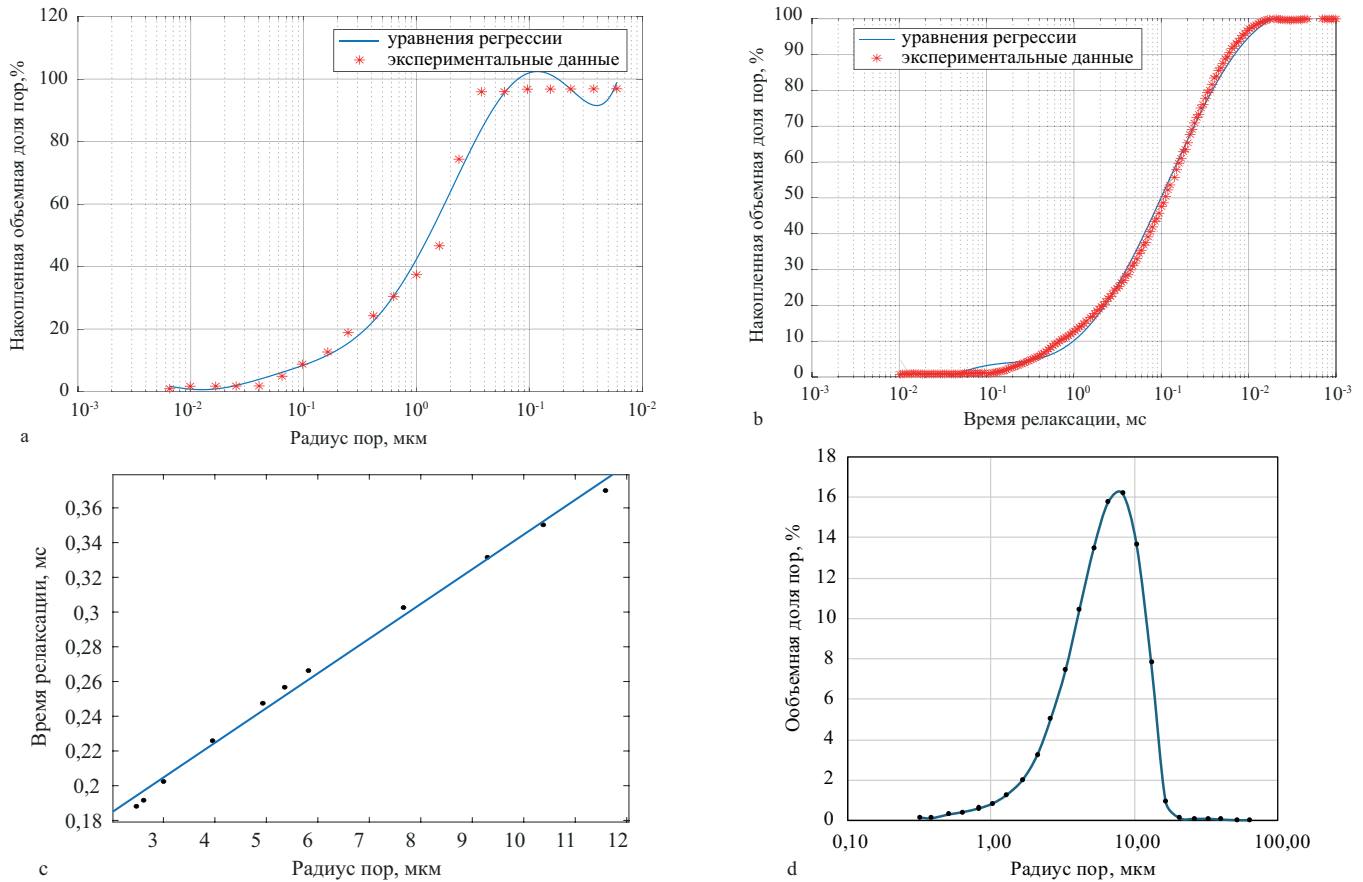


Рис. 1. Распределение пор по размерам, откалиброванное с помощью эксперимента ЯМР и инъекции ртути образцов керн: а – инъекция ртути; б – эксперимент ядерно-магнитного резонанса; с – адаптация коэффициента преобразования; d – калиброванное распределение пор по размерам

SDR (Kenyon, 1997), а также на расширенных моделях, основанных на них.

Модель SDR определяет проницаемость по общей пористости и среднему геометрическому T_{2g} :

$$k = C_2 \varphi^4 T_{2g}^2, \tag{7}$$

где φ – пористость; C_2 – поправочный коэффициент проницаемости в модели SDR, связанный с типом пласта, для рассматриваемого коллектора равен 4,285; T_{2g} – среднее геометрическое времен релаксации T_2 .

Модель SDR основана на предположении, что хотя поры разного размера (разные распределения T_2) различным образом влияют на проницаемость, тем не менее проницаемость образца может быть рассчитана путем усреднения их распределения. Обычные коллекторы имеют простую структуру пор с малым отношением радиуса пор к радиусу капилляра, и модель SDR, как правило, используется для получения более точных значений проницаемости.

Результаты эксперимента и их обсуждение

Результаты определения проницаемости по вышеописанной технологии представлены в табл. 1. Для исследуемых образцов керн характерны средние и низкие значения пористости и низкие значения проницаемости.

В качестве примера рассмотрено нефтяное месторождение Шэнли в Китае. На рис. 2 для него показаны абсолютная проницаемость, рассчитанная по модели SDR, и абсолютная проницаемость керн, измеренная экспериментально. Для обеспечения достоверности

№ керн	Пористость, %	T_{2g} , мс	Абсолютная проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²
1	11,6	79,02	0,0895
2	12,2	105,14	0,108
3	10,7	11,328	0,0088
4	10,45	57,703	0,0587
5	15,53	30,724	0,01854
6	16,03	37,326	0,02753
7	18,18	28,439	0,05787
8	15,61	11,168	0,00434

Табл. 1. Проницаемость кернов по данным эксперимента

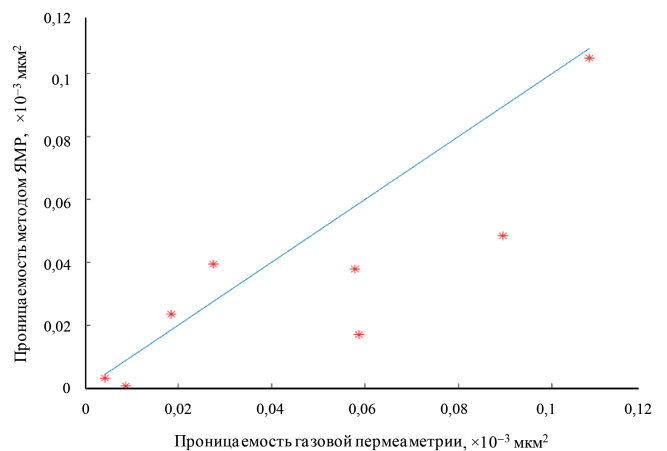


Рис. 2. Расчетные (синяя кривая) и экспериментально измеренные значения абсолютной проницаемости (отмечены красными звездочками) для месторождения Шэнли, Китай

экспериментальных результатов мы измерили проницаемость восьми кернов с помощью ядерно-магнитного резонанса и газовой пермеаметрии. Из рис. 2 хорошо видно, что значения проницаемости, измеренные двумя методами, незначительно различаются. Таким образом, можно заключить, что распределение поровых каналов в исследуемых коллекторах равномерно, а фильтрующая структура пор адекватно описывается с помощью модели SDR.

Анализ распределения остаточной нефти в процессе вытеснения

Остаточная нефть, сформировавшаяся в результате вытеснения нефти водой при проведении лабораторного эксперимента, является сложной динамической структурой (Михайлов, 1992). Часть остаточной нефти блокируется капиллярными силами и является условно-подвижной (т.е. неподвижна при реализуемых в эксперименте градиентах давления и подвижна при увеличении градиента давления, а также при изменении температуры и возможно при применении химических веществ (ПАВ и др.) Другая часть является неподвижной в широком диапазоне значений капиллярного числа (Melekhin, Mikhailov, 2017), она представлена пленочной и адсорбированной нефтью, а также нефтью тупиковых и слабопроточных пор сложной конфигурации.

Различные типы остаточной нефти обладают разными свойствами и требуют разного подхода для их доизвлечения. Стандартные лабораторные эксперименты по определению остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения не позволяют проводить дифференциацию типов остаточной нефти и дают только обобщенное (интегральное) ее значение.

Метод дифференциации остаточной нефти по типам

Различные состояния остаточной нефти по-разному влияют на сигнал от воды в двумерном спектре ЯМР.

Распределение нефти и воды, выявленные на двумерном спектре, более информативны, чем на спектре релаксации (Михайлов, 2011; Chen et al., 2006; Azizoglu et al., 2020). Таким образом, преимущества двумерной релаксометрии при изучении микроскопического состояния остаточной нефти очевидны.

Время отсечки по связанной воде T_c определялась путем сравнения диффузионно-релаксационных спектров образцов, полностью водонасыщенных и насыщенных только связанной водой. Часть двумерного спектра, где время релаксации больше T_c , представляет собой область подвижной воды в полностью водонасыщенном керне.

В подвижной воде определены: доля воды (pld) с относительно небольшим коэффициентом диффузии ($< 1,5 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2/\text{с}$, меньше нормального значения); доля воды (pcd) с нормальным коэффициентом диффузии ($1,5 \cdot 10^{-9} - 2,5 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2/\text{с}$); доля воды (ped) с аномально большим коэффициентом диффузии ($> 2,5 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2/\text{с}$). Соотношение компонентов с разными коэффициентами диффузии является основой для типизации остаточной нефти (рис. 3).

На основе изображений диффузионно-релаксационного двумерного спектра полностью водонасыщенного керна (рис. 3а), двумерного спектра в процессе заводнения (рис. 3б) и разностного спектра (рис. 3с) с учетом времени отсечки связанной воды (T_c) и времени отсечки типичной нефтяной пленки (T_o) можно установить разностный спектр, характеризующий состояние остаточной нефти. Как показано на рис. 3с, спектр релаксации разделен на три части по ординате (время диффузии): часть со временем релаксации больше T_o – часть остаточной нефти, а часть со временем релаксации меньше T_c – часть воды. Распределение коэффициента диффузии воды в типичной водной пленке и типичной площади нефтяной пленки определяется отдельно (рис. 3с). pld_{ow} , pcd_{ow} и ped_{ow} представляют собой доли ограниченной диффузии, нормального коэффициента диффузии и избыточного

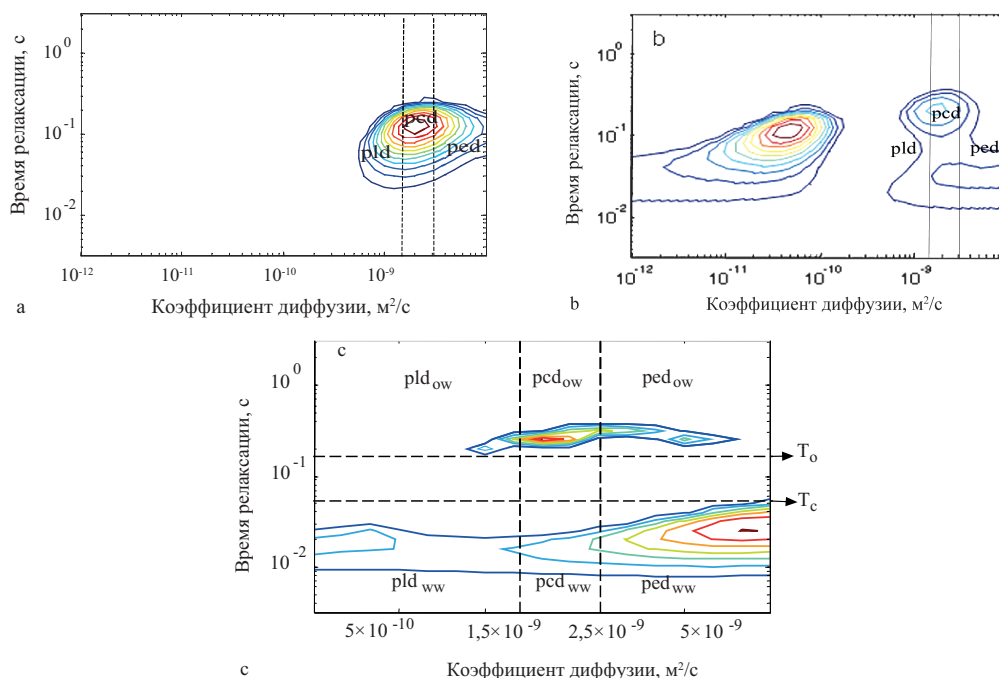


Рис. 3. Диффузионно-релаксационный двумерный спектр: а – полностью насыщенного водного керна; б – керна в процессе заводнения; с – разницы областей (б–а) водо- и нефтенасыщения с сигналом, большим 0

коэффициента диффузии в типичной области нефтенасыщения. На двумерном спектре в процессе вытеснения (используя значения T_c и T_o) определяют сигнал от воды в заводняемых порах и рассчитывают распределение этих пор по коэффициенту диффузии. В соответствии с распределением коэффициента диффузии при различном времени релаксации выделяются четыре типа остаточной нефти: непрерывная, сетчатая, полосообразная (островная) и пленочная, что позволяет определить долю каждого типа в общем объеме остаточной нефти.

Критерии типизации остаточной нефти

Для количественного описания состояния остаточной нефти используются два индекса: коэффициент формы и коэффициент площади контакта.

Коэффициент формы остаточной нефти (G) определяется по формуле

$$G = \frac{V}{S^{1,5}}, \quad (8)$$

где V – изолированный объем остаточной нефти; S – площадь поверхности соответствующего объема остаточной нефти.

Из соотношения (8) следует: чем меньше коэффициент формы, тем больше площадь поверхности остаточной нефти при одинаковом объеме и тем сложнее геометрическая форма объема остаточной нефти.

Коэффициент площади контакта остаточной нефти (C) равен отношению контактной с породой площади остаточной нефти ($S_{кон}$) ко всей площади поверхности остаточной нефти ($S_{пов}$):

$$C = \frac{S_{кон}}{S_{пов}}. \quad (9)$$

Коэффициент C отражает относительное структурное соотношение между остаточной нефтью и общей поверхностью пор. Чем меньше коэффициент площади контакта, тем меньше доля остаточной нефти на поверхности пор и тем выше коэффициент вытеснения.

Применяются также и другие критерии, характеризующие внутривидовую геометрию, полученные на основе анализа шлифов: количество поровых каналов, находящихся в контакте с исследуемым объемом остаточной нефти, а также соотношение толщины пленки остаточной нефти к диаметру порового канала.

Результаты классификации типов остаточной нефти представлены в табл. 2.

Результаты и их обсуждение

Экспериментальная лабораторная модель представляет собой набор кернов коллектора, отобранных из изучаемого месторождения. При проведении экспериментов по микроскопическому вытеснению в различных условиях фильтрации использовали несколько моделей пласта с близкими свойствами. В качестве примера на рис. 4 показаны результаты влияния микроскопического состояния оставшейся в процессе заводнения нефти (образец Н-4). Пористость керна – 40,2%, проницаемость керна – 4069 10^{-3} мкм², скорость вытеснения – 0,2 мл/мин.

Спектры релаксации воды измерялись при различных коэффициентах инжекции, а затем были умножены на коэффициент преобразования, полученный методом комбинации инжекции ртути и ядерного магнитного резонанса. На рис. 4 показано распределение объемной доли пор, полученное при полностью водонасыщенном состоянии керна. На кривой распределения объемной доли пор, полученной при полном водонасыщении, имеется единственный ярко выраженный пик с большой шириной. Преобладающий радиус пор равен приблизительно 10 мкм, что характеризует поровую структуру как простую с хорошей связью между отдельными порами.

Из распределения водонасыщенности в поровых каналах (рис. 4, 5) видно, что с увеличением суммарного объема закачиваемой воды в единицах порового объема растет и обводненность керна, кривая распределения поровых каналов также постепенно сдвигается в область

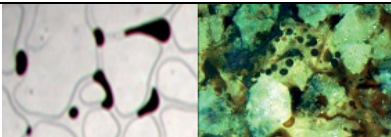
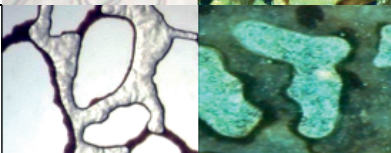
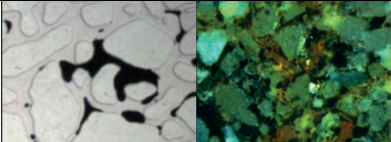
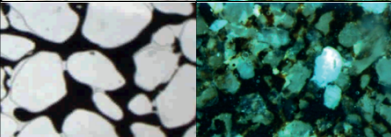
Тип остаточной нефти	Микроскопическое изображение	Критерии классификации	Коэффициент формы G	Коэффициент площади контакта C
Полосообразная (островная)		Количество поровых каналов = 1	$G > 0,03$	$0 < C < 1$
			$0,01 < G < 0,03$	$C < 0,45$ или $C > 0,6$
Пленочная		Толщина пленки менее 1/3 диаметра пор	$0,01 < G < 0,03$	$0,45 < C < 10,6$
Сетчатая		$2 \leq$ количество поровых каналов ≤ 5	$0,0007 < G < 0,01$	$0 < C < 11$
Непрерывная		Количество поровых каналов > 5	$G < 0,0007$	$0 < C < 11$

Табл. 2. Критерии классификации остаточной нефти

меньшего времени релаксации. Смещение в область более низких времен релаксации свидетельствует о заполнении флюидом (водой) более мелких пор. Кривая распределения поровых каналов при суммарном коэффициенте закачиваемой воды, равном 1,2 и менее, соответствует бимодальному распределению, модальное значение основного пика составляет около 1 мк. Это может быть интерпретировано таким образом, что в процессе заводнения вода преимущественно поступает в гидрофильные мелкие поры или движется по стенкам гидрофильных крупных пор. При увеличении суммарного коэффициента закачиваемой воды с 1,2 до 2,35 кривая распределения поровых каналов постепенно смещается: бимодальное распределение меняется от 110 мкм до 10 мкм, при этом доля мелких пор быстро уменьшается. Это может быть интерпретировано таким образом, что на этой стадии вода движется по центрам макропор либо по стенкам гидрофобных крупных пор. На этой стадии формируется доминирующая система фильтрующих воду пор. В результате этого эффективность вытеснения снижается, а остаточная нефть остается малоподвижной и трудноизвлекаемой.

Изменение состояния остаточной нефти на разных стадиях обводнения свидетельствует о том, что вытесняется в основном непрерывная нефть. На безводной стадии нефть непрерывного типа, остаточная нефть также непрерывного типа, аналогична природной нефти. На завершающей стадии вытеснения (средняя и высокая обводненность) преобладает другой тип остаточной нефти, увеличивается доля

сетчатой и полоскообразной нефтей. На стадии с высокой обводненностью непрерывный тип переходит в сетчатый. На стадии сверхвысокой обводненности преобладает сетчатый тип, а также полоскообразный. Доля непрерывной остаточной нефти резко уменьшается (рис. 5).

Трехмерное изменение формы остаточной нефти при различной нефтенасыщенности показано на рис. 6, где демонстрируется морфология остаточной нефти в процессе вытеснения.

Для анализа влияния проницаемости на состояние остаточной нефти были выбраны три ядра с одинаковой пористостью и разной проницаемостью. Пористость изучаемых ядер C1, C2 и C3 составляет 37,6%, 38,5% и 39,5% соответственно, проницаемость – $1424 \cdot 10^{-3}$ мкм², $2797 \cdot 10^{-3}$ мкм² и $6288 \cdot 10^{-3}$ мкм². Скорость вытеснения была постоянна и составляла 0,01 мл/мин.

Из рис. 7 следует, что, чем больше проницаемость ядра (чем больше связанность пор), тем интенсивнее непрерывная остаточная нефть трансформируется в другие типы остаточной нефти. Если проницаемость ядра мала, то диапазон фильтрующих пор также мал и эффект вытеснения нефти в ядре слабый, количество остаточной нефти значительно и остается также некоторое количество пленочной остаточной нефти. При полном обводнении основным типом остаточной нефти в ядрах с различной проницаемостью является сетчатая остаточная нефть. Трехмерное изображение морфологии остаточной нефти при различной проницаемости представлено на рис. 8.

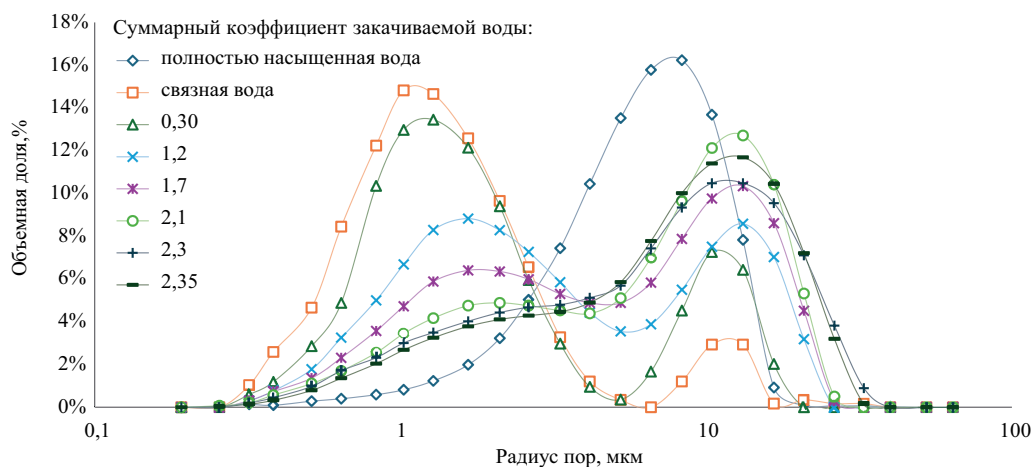


Рис. 4. Кривые распределения объемной доли пор в процессе заводнения для связанной воды, а также при разных значениях закачиваемого порового объема: 0,3; 1,2; 1,7; 2,1; 2,3; 2,35 и для полностью водонасыщенного ядра

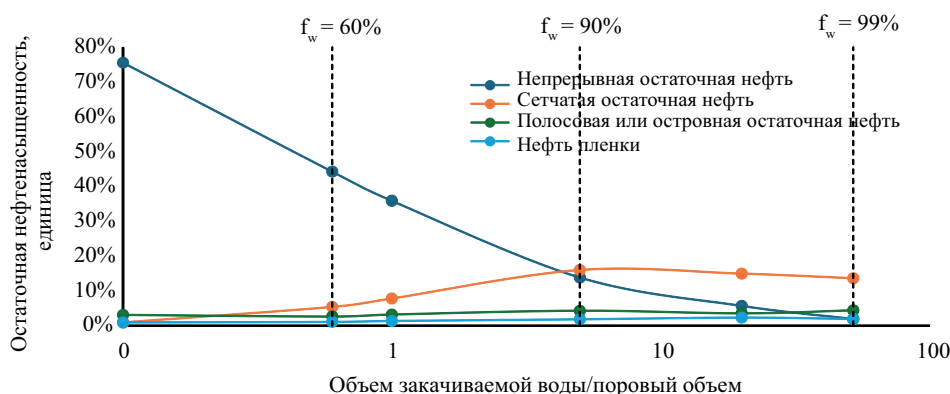


Рис. 5. Динамика типов остаточной нефтенасыщенности в зависимости от объема закачиваемой воды (f_w – степень обводненности модели)

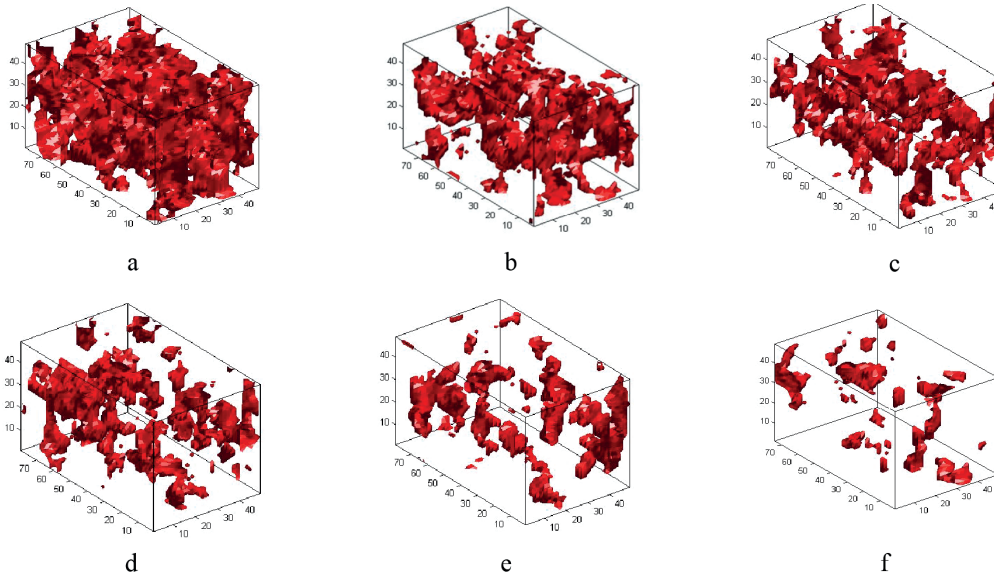


Рис. 6. Трехмерная схематическая диаграмма изменения морфологии остаточной нефти при разной нефтенасыщенности: а – 81,1%, б – 41,5%, с – 33,2%, д – 28,8%, е – 23,08%, ф – 18,8%

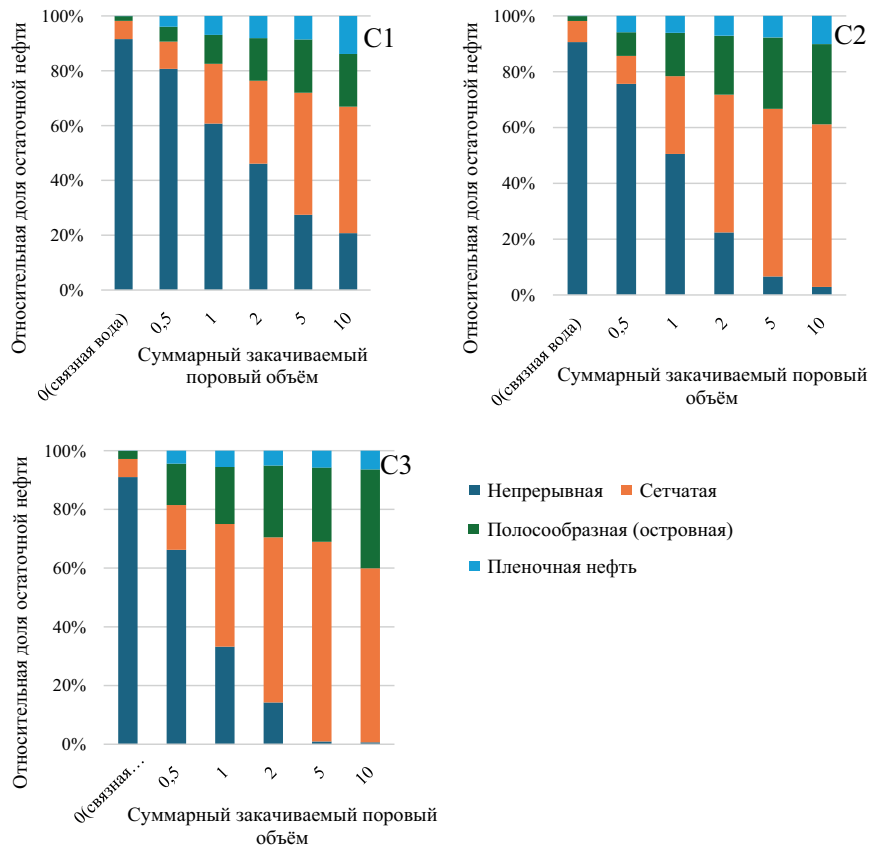


Рис. 7. Изменение относительной доли остаточной нефти разных видов при заводнении кернов с разной проницаемостью

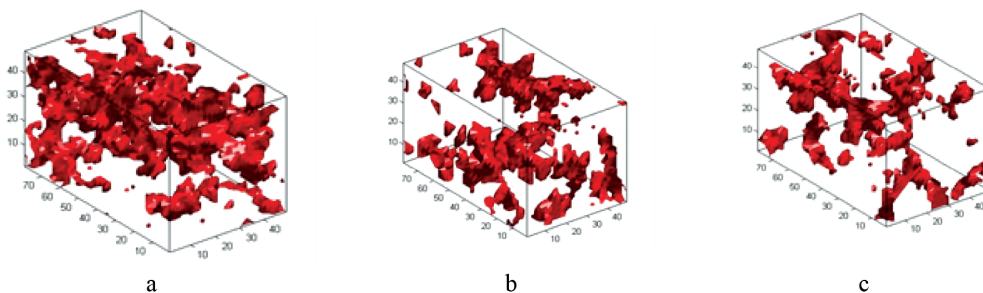


Рис. 8. Трехмерные формы остаточной нефти в ядрах с различной проницаемостью на окончательной стадии вытеснения: а – $1424 \cdot 10^{-3}$ мкм², б – $2797 \cdot 10^{-3}$ мкм², с – $6288 \cdot 10^{-3}$ мкм²

Заключение

Предложенная технология изучения влияния микроструктуры коллектора на морфологию остаточной нефти является эффективной и благодаря своим характеристикам неразрушающего контроля может широко использоваться для изучения физических свойств керна, определения характеристик поровой структуры и изучения процессов фильтрации.

Совместное применение одномерного спектра ЯМР-поперечной релаксации с традиционным методом инъекции ртути позволит эффективно исследовать структурное распределение всех пор по размерам. При традиционном методе изучения поровой структуры путем инъекции ртути в керн поры малого размера не идентифицируются, что приводит к снижению информативности метода.

Расчет проницаемости с помощью технологии ЯМР дает достоверный результат. При адекватном выборе интерпретационной модели расчета абсолютной проницаемости горных пород метод ЯМР позволяет преодолеть существующие ограничения традиционных методов.

В зависимости от микроструктуры пор и микроскопического состояния выделяется четыре типа остаточной нефти: полосообразная (островная), пленочная, сетчатая и непрерывная.

Литература

- Михайлов Н.Н. (1992). Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: Недра, 270 с.
- Михайлов Н.Н. (2011). Петрофизическое обеспечение новых технологий доизвлечения остаточной нефти из техногенно измененных залежей. *Каротажник*, (7), с. 126–137.
- Чистяков А. А., Швалюк Е. В., Калугин А. А. (2022). Применение компьютерной томографии и ЯМР для петротипизации сложнопостроенных терригенных коллекторов. *Георесурсы*, 24(4), с. 102–116. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.9>
- Arns Ch.H. (2004). A comparison of pore size distributions derived by NMR and X-ray-CT techniques. *Physica A: Statistical Mechanics and Its Applications*, 339(1–2), pp. 159–165. <https://doi.org/10.1016/j.physa.2004.03.033>
- Azizoglu Z., Garcia A.P., Newgord Ch., Heidari Z. (2020). Simultaneous Assessment of Wettability and Water Saturation Through Integration of 2D NMR and Electrical Resistivity Measurements. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE-201519-MS. <https://doi.org/10.2118/201519-MS>
- Chen J., Hirasaki G.J., Flaum M. (2006). NMR wettability indices: Effect of OBM on wettability and NMR responses. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 52(1–4), pp. 161–171, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.03.007>

Coates G.R., Miller M., Gillen M., Henderson C. (1991). The MRIL In Conoco 33-1 An Investigation Of A New Magnetic Resonance Imaging Log. *SPWLA 32nd Annual Logging Symposium*, SPWLA-1991-DD.

Kenyon W.E. (1997). Petrophysical Principles of Applications of NMR Logging. *The Log Analyst*, 38(2), SPWLA-1997-v38n2a4.

Kenyon W.E., Day P.I., Straley C., Willemssen J.F. (1988). A Three-Part Study of NMR Longitudinal Relaxation Properties of Water-Saturated Sandstones. *SPE Formation Evaluation*, 3(3), pp. 622–636, <https://doi.org/10.2118/15643-pa>

Kleinberg R.L., Straley C., Kenyon W.E., Akkurt R., Farooqui S.A. (1993). Nuclear Magnetic Resonance of Rocks: T₁ vs. T₂. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE-26470-MS. <https://doi.org/10.2118/26470-MS>

Melekhin S.V., Mikhailov N.N. (2017) Laboratory modeling of residual oil mobilization in flooded reservoirs. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. SPE-187887-MS. <https://doi.org/10.2118/187887-MS>

Sulucarnain I., Sondergeld C.H., Rai C.S. (2012). An NMR Study of Shale Wettability and Effective Surface Relaxivity. All Days. *SPE Canadian Unconventional Resources Conference*, SPE-162236-MS. <https://doi.org/10.2118/162236-ms>

Sun Zh., Jia L., Zhang L., Sun B., Zhang Y. (2017). Application of NMR Technology in Pore Structure Evaluation for Low-Permeability and Low-Viscosity Oil Reservoirs. *Xinjiang Petroleum Geology*, 38(6), pp. 735–739. <https://doi.org/10.7657/XJPG20170617>

Yan W., Sun J., Dong H., Cui L. (2021). Investigating NMR-based absolute and relative permeability models of sandstone using digital rock techniques. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 207, 109105. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109105>

Сведения об авторах

Мо Цзяли – аспирант, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, пр. Ленинский, д. 65, корп. 1
e-mail: mojiali111@gmail.com

Николай Ниллович Михайлов – доктор тех. наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина; главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119991, Москва, пр. Ленинский, д. 65, корп. 1
e-mail: folko200@mail.ru

Ван Хэнян – канд. тех. наук, младший научный сотрудник, Sinopec Научно-исследовательский институт нефтяной инженерии

Китай, 102206, Пекин, Байша, д. 197
e-mail: wanghengyang716@mail.com

Статья поступила в редакцию 07.11.2023;

Принята к публикации 19.02.2024; Опубликовано 30.03.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Influence of Reservoir Microstructure on the State of Residual Oil According to Nuclear Magnetic Resonance (NMR) Spectroscopy

Mo Jiali¹, N.N. Mikhailov^{1,2}*, Wang Hengyang³

¹National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russian Federation

²Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

³Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, China

*Corresponding author: Nikolai N. Mikhailov, e-mail: folko200@mail.ru

Abstract. The influence of core properties on the state of residual oil in the process of oil displacement by water at the micro level is investigated. The pore size distribution, core permeability, dynamics and morphology of residual oil were studied. The analysis of the available experimental approaches to the study of the properties of the core and residual oil in the core samples showed that the existing methods do not provide complete information about the studied parameters. To solve these problems, it is proposed to use a combination of innovative relaxation-diffusion spectroscopy technology of nuclear magnetic resonance with traditional technology. A combination of mercury injection and nuclear magnetic resonance is used to measure the pore size distribution. The core permeability was determined using the nuclear magnetic resonance method. Two-dimensional nuclear magnetic resonance spectroscopy makes it possible to study the microscopic state of residual oil in an undisturbed core during the displacement process. With the help of the proposed methodology, a core study of the Shengli deposit in China was carried out. Pore size distributions were obtained, permeability and residual oil saturation at different stages of displacement were studied. Four types of residual oil are distinguished: strip-shaped (island), film, mesh, continuous. The influence of permeability on the fraction content of different types of residual oil in the process of displacement is shown. The research results demonstrate the influence of the pore space structure and wettability on the state of residual oil.

Keywords: types of residual oil, pore space structure, relaxation-diffusion two-dimensional NMR spectroscopy

Recommended citation: Jiali Mo, Mikhailov N.N., Hengyang Wang (2024). Influence of Reservoir Microstructure on the State of Residual Oil According to Nuclear Magnetic Resonance (NMR) Spectroscopy. *Georesursy = Georesources*, 26(1), pp. 100–108. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.1.8>

References

- Arns Ch.H. (2004). A comparison of pore size distributions derived by NMR and X-ray-CT techniques. *Physica A: Statistical Mechanics and Its Applications*, 339(1–2), pp. 159–165. <https://doi.org/10.1016/j.physa.2004.03.033>
- Azizoglu Z., Garcia A.P., Newgord Ch., Heidari Z. (2020). Simultaneous Assessment of Wettability and Water Saturation Through Integration of 2D NMR and Electrical Resistivity Measurements. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE-201519-MS. <https://doi.org/10.2118/201519-MS>
- Chen J., Hirasaki G.J., Flaum M. (2006). NMR wettability indices: Effect of OBM on wettability and NMR responses. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 52(1–4), pp. 161–171, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.03.007>
- Coates G.R., Miller M., Gillen M., Henderson C. (1991). The MRIL In Conoco 33-1 An Investigation Of A New Magnetic Resonance Imaging Log. *SPWLA 32nd Annual Logging Symposium*, SPWLA-1991-DD.
- Kenyon W.E. (1997). Petrophysical Principles of Applications of NMR Logging. *The Log Analyst*, 38(2), SPWLA-1997-v38n2a4.
- Kenyon W.E., Day P.I., Straley C., Willemsen J.F. (1988). A Three-Part Study of NMR Longitudinal Relaxation Properties of Water-Saturated Sandstones. *SPE Formation Evaluation*, 3(3), pp. 622–636, <https://doi.org/10.2118/15643-pa>
- Kleinberg R.L., Straley C., Kenyon W.E., Akkurt R., Farooqui S.A. (1993). Nuclear Magnetic Resonance of Rocks: T_1 vs. T_2 . *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE-26470-MS. <https://doi.org/10.2118/26470-MS>
- Melekhin S.V., Mikhailov N.N. (2017) Laboratory modeling of residual oil mobilization in flooded reservoirs. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. SPE-187887-MS. <https://doi.org/10.2118/187887-MS>
- Mikhailov N.N. (1992). Residual oil saturation of the developed formations. Moscow: Nedra, 272 p. (In Russ.)
- Mikhailov N.N. (2011). Petrophysical support of new technologies for the recovery of residual oil from technogenically altered deposits. *Karotazhnik*, 7(205), pp. 126–137. (In Russ.)
- Sulucarnain I., Sondergeld C.H., Rai C.S. (2012). An NMR Study of Shale Wettability and Effective Surface Relaxivity. *All Days. SPE Canadian Unconventional Resources Conference*, SPE-162236-MS. <https://doi.org/10.2118/162236-ms>
- Sun Zh., Jia L., Zhang L., Sun B., Zhang Y. (2017). Application of NMR Technology in Pore Structure Evaluation for Low-Permeability and Low-Viscosity Oil Reservoirs. *Xinjiang Petroleum Geology*, 38(6), pp. 735–739. <https://doi.org/10.7657/XJPG20170617>
- Tchistiakov A.A., Shvalyuk E.V., Kalugin A.A. (2022). The rock typing of complex clastic formation by means of computed tomography and nuclear magnetic resonance. *Georesursy = Georesources*, 24(4), pp. 102–116. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.9>
- Yan W., Sun J., Dong H., Cui L. (2021). Investigating NMR-based absolute and relative permeability models of sandstone using digital rock techniques. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 207, 109105. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109105>

About the Authors

Mo Jiali – Graduate student, National University of Oil and Gas “Gubkin University”

Build. 1, 65, Leninsky ave., Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: mojiali111@gmail.com

Nikolai N. Mikhailov – Dr. Sci. (Technical Sciences), Professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University”; Chief Researcher, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences

Build. 1, 65, Leninsky ave., Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: folko200@mail.ru

Wang Hengyang – PhD (Technical Sciences), Associate Researcher, Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering

197 Baisha Road, Beijing, 102206, China

e-mail: wanghengyang716@mail.com

Manuscript received 7 November 2023;

Accepted 19 February 2024; Published 30 March 2024