

## ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.22>

УДК 538.9

# Возможности метода ядерного магнитного резонанса для оценки эффективности мероприятий по увеличению нефтеотдачи

Н.К. Двояшкин<sup>1\*</sup>, Д.Л. Мельникова<sup>2</sup>, Д.С. Иванов<sup>2</sup>, А.С. Александров<sup>2</sup>, В.Д. Скирда<sup>2</sup>,К.Д. Шуматбаев<sup>3</sup>, А.Д. Курбанов<sup>3</sup><sup>1</sup>Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия<sup>2</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия<sup>3</sup>СП «Татнефть-Добыча», Альметьевск, Россия

В работе представлены результаты исследования методом ядерного магнитного резонанса (ЯМР) образцов нефти, отобранных из добывающих скважин с месторождений Республики Татарстан до и после применения одного из методов увеличения нефтеотдачи (МУН) – технологии потокоотклонения, основанной на закачке в нагнетательные скважины микрогелевых составов. Проведен сравнительный анализ протонных спектров ЯМР и диффузионных затуханий спинового эха в спектрально разрешенном режиме с целью определения влияния использованной технологии на характеристики извлекаемой нефти. Показано, что после применения МУН для большинства скважин в составе нефти регистрируется увеличение доли углеводородных компонент с большими значениями молекулярной массы, а для ряда скважин зафиксировано также изменение степени ароматичности извлекаемых углеводородов. Полученные результаты трактуются как следствие включения в разработку новых зон пласта, ранее не вовлеченных в нефтедобычу, и демонстрируют возможности метода ЯМР для оценки эффективности МУН.

**Ключевые слова:** физико-химические свойства нефти, методы увеличения нефтеотдачи, ядерный магнитный резонанс, трансляционная подвижность, коэффициент самодиффузии

**Для цитирования:** Двояшкин Н.К., Мельникова Д.Л., Иванов Д.С., Александров А.С., Скирда В.Д., Шуматбаев К.Д., Курбанов А.Д. (2024). Возможности метода ядерного магнитного резонанса для оценки эффективности мероприятий по увеличению нефтеотдачи. *Георесурсы*, 26(4), с. 229–236.  
<https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.22>

## Введение

Эксплуатация действующих нефтяных месторождений включает в себя контроль и долговременное поддержание дебита скважин на приемлемом уровне рентабельности. Для этого требуется постоянный мониторинг изменений состава и свойств добываемой нефти. Имеющиеся экспериментальные данные показывают, что изменения физико-химических свойств нефти на уровне 10% и более происходят за срок, существенно превышающий 10 лет (Ковда, Мастобаев, 2013; Канзафаров, Джабарова, 2010). Кроме того, в связи с постепенной выработкой продуктивных коллекторов требуется проведение определенных мероприятий, направленных на увеличение нефтеотдачи пластов (Alvarado, Manrique, 2010; Kokal, Al-Kaabi, 2010; Thomas, 2008). Одним из наиболее перспективных,

по мнению авторов работ (Malozyomov et al., 2023; Firozjaei, Saghafi, 2020), методов увеличения нефтеотдачи (МУН) является методика нагнетания с одновременным закачиванием в пласт составов на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ) или полимерных гелеобразующих составов. Как отмечено в работах (Hassan et al., 2022; Hatouma et al., 2021; Lu et al., 2021), такие МУН способны повысить коэффициент извлечения нефти на зрелых месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки. Указанные составы используются, как правило, для блокирования уже промытых зон, перераспределения гидродинамических потоков внутри пласта и сдерживания процесса обводнения. При этом предполагается, что дебит скважины после применения таких МУН будет обеспечиваться за счет вовлечения в разработку новых, ранее не задействованных зон коллекторов.

Принято считать, что непосредственно прямым показателем эффективности используемых МУН является увеличение дебита добывающей скважины. Однако на практике ситуация может оказаться более сложной. Так, нельзя исключать, что в результате применения технологий потокоотклонения в нефтедобычу будут действительно

\*Ответственный автор: Нариман Камилович Двояшкин  
e-mail: nar\_dvoyashkin@mail.ru

© 2024 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

вовлечены новые зоны коллекторов, но такие, от которых в принципе нельзя ожидать высоких значений дебита. Это, к примеру, могут быть зоны с малыми размерами пор, для которых характерна малая проницаемость, либо пространственные области, заполненные более тяжелыми и малоподвижными фракциями углеводородов (Wang et al., 2018; Zhang et al., 2016).

Таким образом, к наиболее надежным показателям эффективности той или иной применяемой технологии, в частности технологии потокоотклонения, можно было бы отнести регистрацию изменений в самом химическом составе добываемой нефти. Однако химический анализ образцов нефти относится к достаточно трудоемким и времязатратным процедурам. Поэтому в ряде работ для решения подобных задач применяются физико-химические методы анализа нефти, такие как ИК-спектроскопия (Hazarika et al., 2018), газовая и жидкостная хроматография (Varel et al., 2021), методы магнитного резонанса (Mohamed, 2019; Al-Azani et al., 2024) и др. В частности, в работе (Al-Azani et al., 2024) представлены результаты применения метода ЯМР для оценки распределения пор по размерам, распределения жидкости и проницаемости кернового материала, полученного со скважин до и после проведения МУН (закачки ПАВ в пласт). В работе (Bush, 2019) методом ЯМР исследован состав флюида, извлекаемого из керна. В целом, по анализу результатов вышеуказанных работ можно сделать вывод о том, что применение ЯМР, наряду с другими физико-химическими методами, позволяет получать определенную информацию об изменениях в характеристиках нефти, вызванных МУН. При этом в части исследования керна метод ЯМР имеет явные преимущества перед другими физико-химическими методами, и его применение расширяет понимание влияния МУН на структуру сложных карбонатных коллекторов. Но исследование керна изначально требует больших затрат на извлечение кернового материала из скважины. Поэтому остается актуальным поиск менее затратных способов оценки эффективности проводимых МУН.

В настоящей работе на примере исследования протонных спектров ЯМР высокого разрешения и спектров коэффициентов самодиффузии в образцах нефти, полученных из скважин до и после МУН, представлены возможности этого метода в оценке эффективности применяемых технологий потокоотклонения.

## Материалы и методы

Для исследований использовали образцы сырой нефти, полученные с трех нефтяных залежей месторождений Республики Татарстан (НГДУ «Бавлынефть», НГДУ «Лениногорскнефть», НГДУ «Джалильнефть»). Для каждой залежи в окрестности одной из нагнетающих скважин, через которые осуществлялось воздействие на пласт, выбраны по три добывающие скважины, из которых отбирали образцы сырой нефти до и после (спустя 3 месяца) проведения МУН – отклонения потока путем закачки микрогелевых составов. Таким образом, исследовали всего по 9 образцов нефти до и после проведения МУН. Номер образца состоит из условного номера залежи (1, 2, 3) и условного номера скважины (1, 2, 3). Например, номер 1.2 означает образец нефти залежи № 1, полученный со скважины № 2.

После отбора проб образцы сырой нефти подвергали процедуре обезвоживания на центрифуге MPW-352/RH (MPW Med. Instruments, Польша) с числом оборотов 2000 об./мин. Центрифугирование длилось от 30 до 180 мин в зависимости от степени обводненности нефти при температуре 55 °C. Первичная характеристизация образцов нефти включала в себя проведение экспериментальных измерений вязкости на вискозиметре SV-10 (A&D, Япония) при различных температурах в интервале 25–35 °C. Погрешность измерений не превышала ± 3%.

Регистрацию протонных спектров и диффузионных затуханий (ДЗ) сигнала спинового эха образцов нефти проводили на диффузометре ЯМР с частотой резонанса на протонах 60 МГц и максимальной величиной градиента магнитного поля ~50 Тл/м (Казанский государственный университет, Россия) и на спектрометре ЯМР Bruker Avance III 400 (Bruker Corporation, США) с частотой резонанса на протонах 400 МГц и максимальной величиной градиента магнитного поля 28 Тл/м.

Коэффициенты самодиффузии измеряли методом импульсного градиента магнитного поля с использованием стандартной трехимпульсной последовательности стимулированного эха (Tanner, 1970). В ходе эксперимента ядерного магнитного резонанса с импульсным градиентом магнитного поля (ЯМР с ИГМП) получают ДЗ, которое представляет зависимость интенсивности сигнала стимулированного эха от амплитуды импульса градиента магнитного поля  $g$ . Зависимость нормированной амплитуды  $A(g)/A(0)$  регистрируемого сигнала эха в этом случае имеет вид:

$$A(g)/A(0) = \sum_{i=1}^n p_i \exp(-\gamma^2 g^2 \delta^2 t_d D_{si}), \quad (1)$$

где  $A(0)$  – амплитуда эха при  $g = 0$ ;  $p_i$  – доля компоненты с коэффициентом самодиффузии  $D_{si}$ ;  $\gamma$  – гиromагнитное отношение;  $\delta$  – длительность импульса градиента магнитного поля;  $t_d = D - \delta/3$  – время диффузии.

## Результаты и обсуждение

### Анализ $^1\text{H}$ спектров ЯМР образцов нефти

Все образцы нефти прошли стандартную процедуру обезвоживания. На рис. 1А и 1Б представлены типичные протонные спектры ЯМР образцов нефти, полученных с разных скважин до и после проведения МУН.

Как видно из рисунка 1, в протонных спектрах присутствуют сигналы в нескольких областях химических сдвигов. Наиболее интенсивные сигналы в области от 0,5 до 3 м.д. относятся к алифатическим  $-\text{CH}_2-$  и  $-\text{CH}_3$ -группам, а сигналы в области от 6,3 до 8 м.д. – к протонам ароматических групп молекул нефти (Калабин и др., 2000).

Рисунок 1 служит подтверждением недостаточно полного обезвоживания образцов нефти. Так, в протонном спектре образца нефти № 1.1 видно наличие сигнала ЯМР в области 4,7 м.д., что соответствует  $-\text{OH}$ -группам остаточной воды. В то же время в протонном спектре образца № 1.2 в области 4,7 м.д. никаких признаков сигнала не обнаруживается. В целом, сравнительный анализ спектров для всех исследованных образцов нефти показал, что доля водной компоненты, регистрируемая методом ЯМР, достаточно сильно варьируется от образца к образцу, в пределах от нуля до десятка массовых процентов.

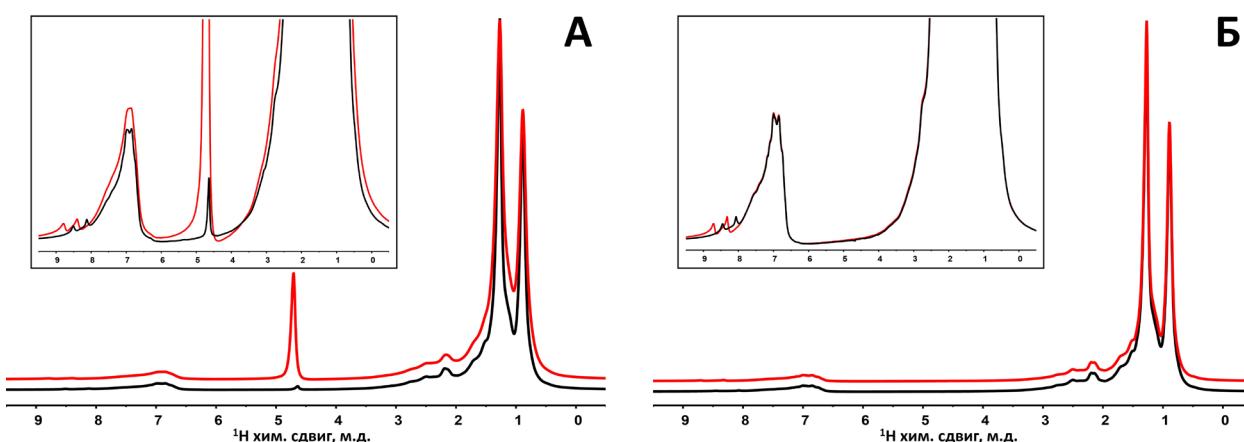


Рис. 1. Спектры  $^1\text{H}$  для образцов нефти: А – № 1.1; Б – № 1.2. Чёрным цветом показаны спектры образцов нефти, взятых со скважин до проведения МУН, красным – после; на вставках – те же спектры, только в увеличенном масштабе

Более того, регистрируемое по анализу протонных спектров количество остаточной воды заметно различалось и для образцов, полученных с одной и той же скважины, но до и после МУН.

Поэтому для корректной оценки возможных в результате применения МУН изменений в свойствах образцов нефти необходимо исключить влияние водного сигнала. В частности, для оценки изменений химического состава образцов нефти проведен анализ количественного соотношения интегральных значений спектров ЯМР только для областей алифатических (0,1–3 м.д.) и ароматических (6,3–9 м.д.) групп, принимая их суммарное значение за 100%, тем самым, исключая сигнал от воды из общего анализа. В табл. 1 представлены результаты интегрирования сигналов образцов нефти, отобранных с разных скважин до и после проведения МУН.

Полученные значения интегральных характеристик (количества) протонов ароматических и алифатических групп исследуемых образцов нефти, на первый взгляд, говорят о неоднозначном влиянии МУН на свойства добываемой нефти. Так, для некоторых образцов нефти (например, № 1.3, 2.1, 2.2, 3.2) различия в количественном соотношении ароматических и алифатических групп мало заметны, в то время как в других образцах (например, № 1.1, 2.1, 2.3, 3.1 и 3.3) доля ароматических групп в результате применения МУН возрастает (рис. 2).

Для наглядности на рис. 3 показаны значения изменения доли ароматических групп после действия МУН, рассчитанные для каждой скважины по формуле:

$$K_{\text{ар}} = \frac{p_{\text{ар}2} - p_{\text{ар}1}}{p_{\text{ар}1}} \times 100\%,$$

где  $K_{\text{ар}}$  – коэффициент изменения доли ароматических групп, выраженный в процентах,  $p_{\text{ар}1}$  – доля ароматических групп до проведения МУН,  $p_{\text{ар}2}$  – доля ароматических групп в составе нефти после проведения МУН.

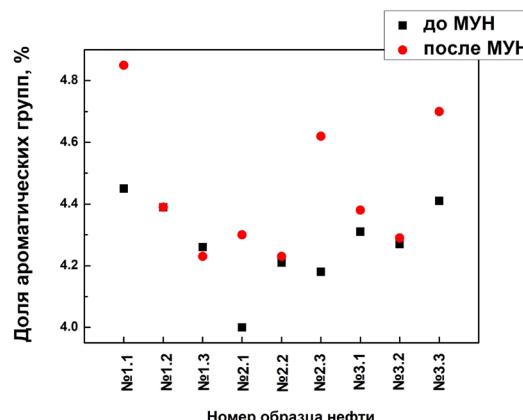


Рис. 2. Относительное содержание ароматических групп (сигналы в области 6,3–8 м.д.) в образцах нефти, взятых со скважин до и после проведения МУН

Номер образца нефти	До проведения МУН		После проведения МУН	
	Содержание ароматических групп, %	Содержание алифатических групп, %	Содержание ароматических групп, %	Содержание алифатических групп, %
№ 1.1	4,45 ± 0,25	95,55 ± 0,16	4,85 ± 0,52	95,15 ± 0,30
№ 1.2	4,39 ± 0,10	95,61 ± 0,43	4,39 ± 0,15	95,61 ± 0,35
№ 1.3	4,26 ± 0,11	95,74 ± 0,37	4,23 ± 0,12	95,79 ± 0,33
№ 2.1	4,03 ± 0,07	95,97 ± 0,44	4,30 ± 0,23	95,70 ± 0,23
№ 2.2	4,21 ± 0,04	95,79 ± 0,08	4,23 ± 0,04	95,77 ± 0,04
№ 2.3	4,18 ± 0,06	95,82 ± 0,41	4,62 ± 0,12	95,38 ± 0,38
№ 3.1	4,31 ± 0,02	95,69 ± 0,02	4,38 ± 0,01	95,62 ± 0,01
№ 3.2	4,27 ± 0,04	95,73 ± 0,24	4,29 ± 0,25	95,71 ± 0,13
№ 3.3	4,41 ± 0,04	95,59 ± 0,29	4,70 ± 0,02	95,30 ± 0,02

Табл. 1. Результаты интегрирования сигналов ароматических и алифатических групп в спектрах  $^1\text{H}$  ЯМР образцов нефти, взятых со скважин до и после проведения МУН

Как видно из рис. 3, для четырех образцов (№ 1.1, 2.1, 2.3 и 3.3) в результате действия МУН регистрируется достаточно заметный (от 6% до 10%) рост доли ароматических групп в составе добываемой нефти. Несколько меньший, но тем не менее заметный эффект регистрируется и для образцов нефти из скважины № 3.1. Для остальных образцов (№ 1.2, 1.3, 2.2 и 3.2) регистрируемые изменения доли ароматичности можно считать пренебрежимо малыми.

Таким образом, как минимум для пяти скважин регистрируемый эффект увеличения доли ароматических групп в спектре ЯМР нефти может рассматриваться как один из признаков изменения состава добываемой нефти после проведения МУН. При этом для образцов нефти, взятых из остальных четырех скважин, эффект изменения состава нефти по признаку ароматичности практически не обнаруживается. Однако один только этот факт еще не может служить достаточным признаком отсутствия влияния МУН на эти четыре скважины, поскольку нефть является чрезвычайно сложной молекулярной системой.

В связи с этим все образцы нефти были исследованы с точки зрения трансляционной подвижности, которая чувствительна, прежде всего, к значениям молекулярной массы молекул углеводородов независимо от их химической структуры (Маклаков и др., 1987; Мельникова и др., 2016).

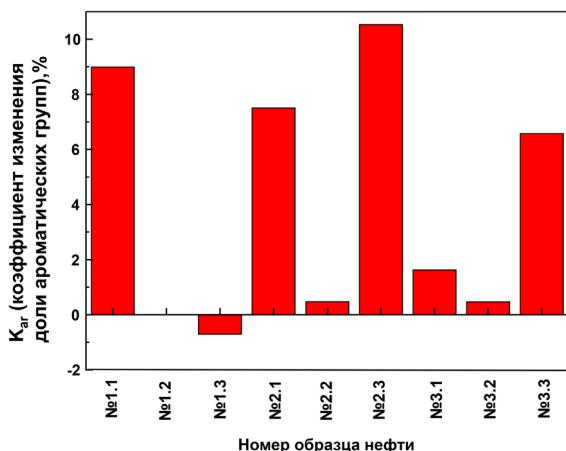


Рис. 3. Коэффициент изменения доли ароматических групп ( $K_{ar}$ ), указанный в процентах для различных образцов нефти

### Анализ молекулярной подвижности образцов нефти методом ЯМР с ИГМП

Известно (Järvik, Oja, 2017; Goossens, 1996; Тронов, 2002; Ivanov et al., 2019), что нефть – дисперсная система, т.е. раствор высокомолекулярных соединений в низкомолекулярных, поэтому для получения информации о трансляционной подвижности отдельных компонент нефти нами была применена специальная методика ЯМР в режиме спектрального разрешения на ЯМР спектрометре Bruker Avance 400 МГц.

На рис. 4 на примере двух образцов нефти представлены типичные формы спектрально разрешенных диффузионных затуханий молекул углеводородов, полученных в результате интегрирования сигналов только от алифатических и только от ароматических химических групп, для которых характерно достаточно сильное различие в интервалах химических сдвигов: от 0 до 3,2 м.д. и от 6,3 до 9 м.д. соответственно.

Как видно из рис. 4, диффузионные затухания сигнала спинового эха для образцов нефти имеют сложный характер и могут быть описаны с использованием выражения 1 в рамках предположения о существовании спектра коэффициентов самодиффузии (Маклаков и др., 1987). Процедура представления диффузионных затуханий в виде спектра КСД достаточно сложна. Поэтому ограничимся сравнительным анализом форм диффузионных затуханий, а также средних КСД, определяемых как:

$$\langle D_s \rangle = \sum_{i=1}^n p_i D_{si}, \quad (2)$$

где  $p_i$  – доля молекул, характеризующаяся коэффициентом самодиффузии  $D_{si}$ .

Примечательно, что значение среднего КСД  $\langle D_s \rangle$  может быть определено и более простым способом – по начальному наклону ДЗ (Маклаков и др., 1987).

Итак, как следует из рис. 4А, для образца нефти № 3.1 можно говорить практически о полном совпадении формы ДЗ, а следовательно, и спектров КСД до и после проведения МУН. Другими словами, для указанной скважины не установлены какие-либо явные признаки изменения состава нефти по молекулярной массе, хотя по степени ароматичности (рис. 3) эффект влияния МУН был зарегистрирован. Для всех остальных исследованных образцов

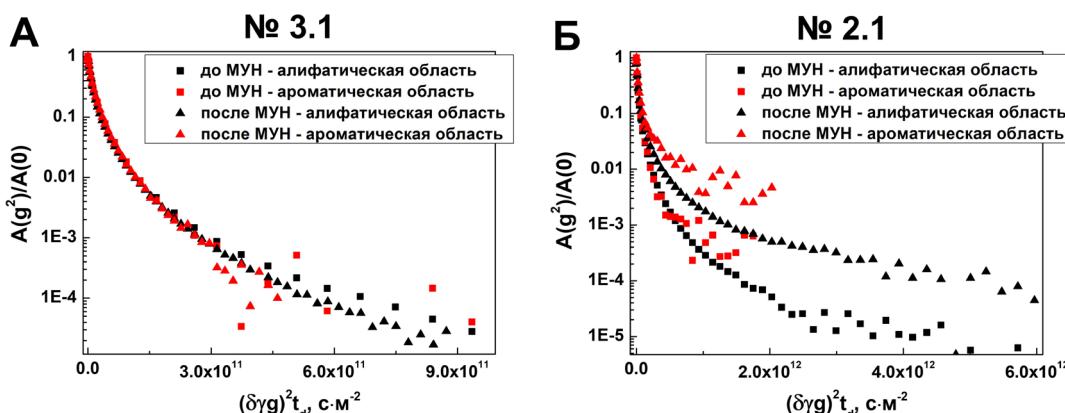


Рис. 4. Диффузионные затухания для двух образцов нефти (№ 3.1 – А, № 2.1 – Б) до (квадратные символы) и после (треугольные символы) проведения МУН в спектрально разрешенном режиме, полученные в результате интегрирования сигналов от ароматических ( $-C_nH_{2n-6}$ ) (красные символы) и алифатических ( $-C_nH_{2n}$ ) (черные символы) групп нефти: области химических сдвигов 6,3–9 м.д. и 0–3,2 м.д. соответственно

нефти изменения в форме ДЗ после действия МУН наблюдаются достаточно явные и аналогичные показанным на рис. 4Б на примере образца № 2.1. Как видно из рис. 4Б, изменение формы ДЗ в результате действия МУН проявляется, как минимум, одним явным признаком – наблюдением более высоких уровней сигнала (меньшее затухание ДЗ) в области больших значений  $\gamma^2 g^2 \delta^2 t_d$ . Причем, этот признак регистрируется как для ароматических, так и для алифатических групп молекулярного состава нефти. По сути, наблюдаемое изменение формы ДЗ следует трактовать как рост доли молекул с малыми КСД в образцах нефти после МУН.

Рост доли молекул с малыми значениями КСД в принципе означает увеличение в составе нефти доли компонент с большими молекулярными массами, что может оказывать влияние и на значения среднего КСД. Значения среднего КСД образцов нефти, определённых по спектрам КСД молекул, относящихся только к классу углеводородов, представлены в табл. 2.

На рис. 5 показаны относительные изменения значений среднего КСД, выраженные в процентах по отношению к значению среднего КСД до проведения МУН.

Согласно данным, представленным на рис. 5, можно уверенно утверждать, что значения среднего КСД молекул нефти, добываемой из скважин после воздействия МУН, оказываются примерно на 20–40% меньше таковых для нефти, извлекаемой из скважины изначально. Причем этот эффект в большей или меньшей степени наблюдается для всех скважин, исключая скважину № 3.1. Тем не менее для нефти из этой скважины, как показано на рис. 2 и 3, удалось зафиксировать изменение степени ароматичности в сторону ее увеличения. Таким образом, на всех исследованных скважинах влияние МУН на характеристики добываемой нефти удается зафиксировать по совокупности двух факторов, а именно: по степени ароматичности и/или по значению среднего КСД, определяемому из анализа диффузионных затуханий.

Отметим, что в силу сложности молекулярной и надмолекулярной структур нефти какая-либо явная корреляция между изменениями степени ароматичности и значений КСД отсутствует: оба указанных фактора проявляются достаточно независимо друг от друга. Так, например, наибольшее изменение степени ароматичности фиксируется для образцов нефти № 2.3 и № 1.1, в то время как наибольшее влияние МУН на значениях средних

Номер образца нефти	Значение среднего КСД, $m^2/c$	
	до проведения МУН	после проведения МУН
№ 1.1	$(7,6 \pm 0,5) \cdot 10^{-11}$	$(3,5 \pm 0,2) \cdot 10^{-11}$
№ 1.2	$(8,5 \pm 0,6) \cdot 10^{-11}$	$(6,6 \pm 0,4) \cdot 10^{-11}$
№ 1.3	$(9,9 \pm 0,6) \cdot 10^{-11}$	$(8,2 \pm 0,5) \cdot 10^{-11}$
№ 2.1	$(8,4 \pm 0,5) \cdot 10^{-11}$	$(6,6 \pm 0,4) \cdot 10^{-11}$
№ 2.2	$(7,9 \pm 0,5) \cdot 10^{-11}$	$(6,3 \pm 0,4) \cdot 10^{-11}$
№ 2.3	$(7,7 \pm 0,5) \cdot 10^{-11}$	$(6,2 \pm 0,4) \cdot 10^{-11}$
№ 3.1	$(1,3 \pm 0,1) \cdot 10^{-10}$	$(1,3 \pm 0,1) \cdot 10^{-10}$
№ 3.2	$(1,6 \pm 0,1) \cdot 10^{-10}$	$(1,4 \pm 0,1) \cdot 10^{-10}$
№ 3.3	$(1,6 \pm 0,1) \cdot 10^{-10}$	$(9,5 \pm 0,6) \cdot 10^{-11}$

Табл. 2. Значения среднего КСД образцов нефти, определенные по спектрам КСД молекул, относящихся только к классу углеводородов

КСД устанавливается для образцов нефти № 1.1 и № 3.3. Для скв. № 1.2 уверенно регистрируется снижение значения среднего КСД при отсутствии признаков изменения степени ароматичности, в то время как для нефти № 3.1 наблюдается обратная ситуация. Указанные факты лишь подтверждают сложность исследуемых объектов и происходящих в результате МУН процессов и демонстрируют необходимость одновременного исследования нескольких характеристик образцов нефти.

Наиболее простым и доступным показателем эффективности МУН считается изменение динамической вязкости, поскольку вязкость нефти определяется ее компонентным составом (Strelets, Ilyin, 2021). Однако на изменение вязкости могут также влиять частичное растворение в нефти ПАВ и полимеров закачиваемых составов, доля остаточной эмульгированной воды, неизвлекаемой в процессе обезвоживания, а также и другие факторы (Chen et al., 2021). На рис. 6 представлены относительные изменения значений вязкости, полученные для образцов нефти после МУН и выраженные в процентах относительно значений вязкости исходных образцов нефти, полученных до применения МУН.

Если исключить из рассмотрения данные для первого образца (№ 1.1), в котором как до, так и после проведения

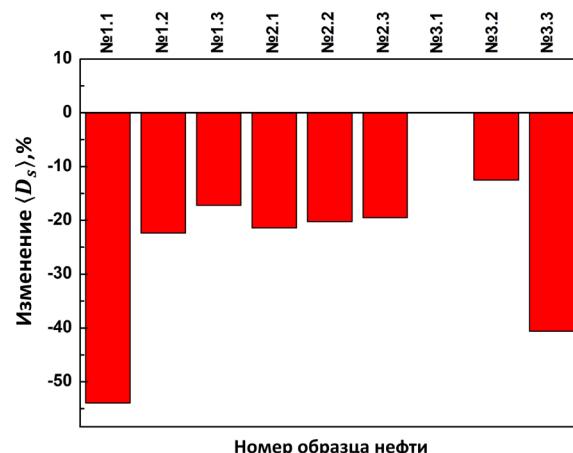


Рис. 5. Относительные изменения значений среднего КСД, наблюдаемые в исследованных образцах нефти, в результате применения МУН

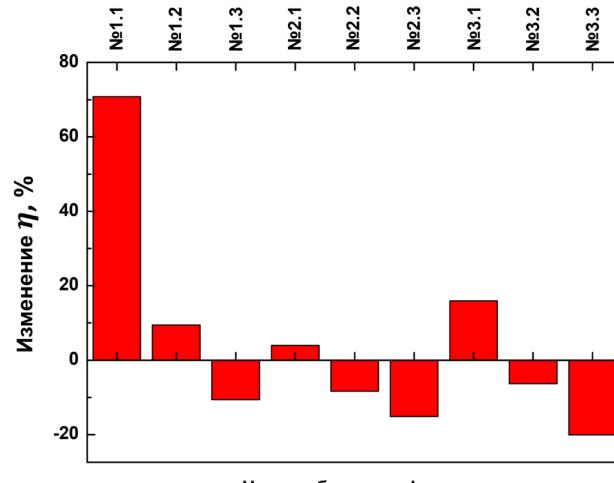


Рис. 6. Относительные изменения вязкости образцов нефти, наблюдаемые в результате применения МУН

МУН было обнаружено аномально большое содержание остаточной воды, то все остальные данные, представленные на рис. 6, указывают на отсутствие какого-либо значимого эффекта влияния МУН на вязкость. Одной из возможных причин отсутствия влияния МУН на вязкость может быть то обстоятельство, что в подавляющем большинстве исследуемых образцов нефти имеется ненулевое содержание воды, которая может сильно влиять на реологические характеристики таких образцов (Al-Wahaibi et al., 2015; Iktisanov, 2002). В любом случае мы вынуждены констатировать недостаточную чувствительность реологических характеристик нефти к тем изменениям в ее составе, которые вызваны воздействием МУН.

## Заключение

На основании количественного анализа протонных спектров ЯМР образцов нефти установлено, что в результате проведения МУН на пяти скважинах из девяти заметно меняется соотношение между содержанием алифатических и ароматических химических групп компонентов нефти, что свидетельствует о различии в молекулярных составах нефти, извлекаемой из указанных скважин до и после проведения МУН. Наряду с этим, для подавляющего большинства отобранных для исследований образцов после применения МУН уменьшаются значения среднего КСД молекул нефти, и растет доля молекул углеводородов с малыми значениями КСД, что означает появление в составе нефти дополнительных высокомолекулярных компонент.

Таким образом, влияние МУН на характеристики добываемой нефти удается зафиксировать для всех исследованных скважин по совокупности двух факторов: по степени ароматичности и/или по значению среднего КСД.

Установлено отсутствие какого-либо значимого эффекта влияния МУН на вязкость, что свидетельствует о недостаточной чувствительности реологических характеристик нефти к тем изменениям в ее составе, которые вызваны воздействием МУН.

## Финансирование/Благодарности

Исследование выполнено в рамках контракта № 0009/2023/604 от 27 января 2023 г.

Авторы выражают благодарность рецензентам за замечания и предложения, которые позволили существенно улучшить рукопись.

## Литература

Калабин Г.А., Канициая Л.В., Кушнарев Д.Ф. (2000). Количественная спектроскопия ЯМР природного органического сырья и продуктов его переработки. М.: Химия, 408 с.

Канзафаров Ф.Я., Джабарова Р.Г. (2010). Изменение свойств нефти в процессе эксплуатации Самотлорского месторождения. *Нефтепромысловое дело*, (4), с. 4–9.

Ковда Д.А., Мастобаев Б.Н. (2013). Изменение физико-химических свойств нефти при добыче (на примере месторождений РФ) и влияние их на процессы подготовки и транспорта. *Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья*, (1), с. 9–12.

Маклаков А.И., Скирда В.Д., Фаткуллин Н.Ф. (1987). Самодиффузия в растворах и расплавах полимеров. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 222 с.

Мельникова Д.Л., Гнездилов О.И., Скирда В.Д. (2016). Применение метода ядерно-магнитного резонанса с импульсным градиентом магнитного поля для исследования эмульсий в режиме спектрального разрешения. *Нефтяное хозяйство*, (9), с. 100–104.

Тронов В.П. (2002). Системы нефтегазосбора и гидродинамика основных технологических процессов. Казань: Фэн, 512 с.

Al-Wahaibi T., Al-Wahaibi, Y., Al-Hashmi, A.A.R., Mjalli F.S., Al-Hatmi S. (2015). Experimental investigation of the effects of various parameters on viscosity reduction of heavy crude by oil–water emulsion. *Petroleum Science*, 12, pp. 170–176. <https://doi.org/10.1007/s12182-014-0009-2>

Al-Azani K., Abu-Khamsin S., Elsayed M., Patil Sh., Hussain S.M.Sh., Al Shalabi E., Hassan A.M., Kamal M.Sh. (2024). Chemical enhanced oil recovery under Harsh conditions: Investigation of rock permeability and insights from NMR measurements. *Geoenergy Science and Engineering*, 236, 212764. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.212764>

Alvarado V., Manrique E. (2010). Enhanced oil recovery: an update review. *Energies*, 3(9), pp. 1529–1575. <https://doi.org/10.3390/en3091529>

Bush I. (2019). NMR studies of enhanced oil recovery core floods and core analysis protocols: Dissertation. University of Cambridge, 221 p. <https://doi.org/10.17863/CAM.37374>

Chen, Y., He, H., Yu, Q., Liu, H., Chen, L., Ma, X., & Liu, W. (2021). Insights into enhanced oil recovery by polymer-viscosity reducing surfactant combination flooding in conventional heavy oil reservoir. *Geofluids*, 2021, pp. 1–12.

Firoozjaei A.M., Saghafi H.R. (2020). Review on chemical enhanced oil recovery using polymer flooding: Fundamentals, experimental and numerical simulation. *Petroleum*, 6(2), pp. 115–122. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2019.09.003>

Goossens A.G. (1996). Prediction of molecular weight of petroleum fractions. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 35(3), pp. 985–988. <https://doi.org/10.1021/ie9504841>

Järvik O., Oja V. (2017). Molecular weight distributions and average molecular weights of pyrolysis oils from oil shales: Literature data and measurements by size exclusion chromatography (SEC) and atmospheric solids analysis probe mass spectroscopy (ASAP MS) for oils from four different deposits. *Energy & Fuels*, 31(1), pp. 328–339. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b02452>

Iktisanov V.A. (2002). Study of rheological properties of liquid and solidlike materials using Burgers' model. *Colloid Journal*, 64(4), pp. 406–411. <https://doi.org/10.1023/A:1016855601052>

Ivanov D.S., Barskaya E.E., Skirda V.D. (2019). Size effect for asphaltene particles in the resin by NMR. *Magnetic Resonance in Solids*, 21(2), 19202. <https://doi.org/10.26907/mrsej-19202>

Hamouma, M. et al (2021). Polymer surfactant interactions in oil enhanced recovery processes. *Energy & Fuels*, 35(11), pp. 9312–9321.

Hassan A.M., Al-Shalabi E.W., Ayoub M.A. (2022). Updated perceptions on polymer-based enhanced oil recovery toward high-temperature high-salinity tolerance for successful field applications in carbonate reservoirs. *Polymers*, 14(10), 2001. <https://doi.org/10.3390/polym14102001>

Hazarika K., Yadav R., Gogoi S.B., Bhui, U.K. (2019). Characterisation of crude oil for enhanced oil recovery: study with anionic surfactant. *International Journal of Ambient Energy*, 40(6), pp. 645–656. <https://doi.org/10.1080/01430750.2017.1421573>

Kokal S., Al-Kaabi A. (2010). Enhanced oil recovery: Challenges & opportunities. Official Publication of the World Petroleum Council – Latin American regional meeting, Cartagene, Columbia, June 22–24, 95 p.

Lu X., Cao B., Xie K., Cao W., Liu Y., Zhang Y., Wang X., Zhang J. (2021). Enhanced oil recovery mechanisms of polymer flooding in a heterogeneous oil reservoir. *Petroleum Exploration and Development*, 48(1), pp. 169–178. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(21\)60013-7](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(21)60013-7)

Malozymov B.V., Martyushev N.V., Kukartsev V.V., Tynchenko V.S., Bukhtoyerov V.V., Wu X., Tyncheva Y.A., Kukartsev V.A. (2023). Overview of methods for enhanced oil recovery from conventional and unconventional reservoirs. *Energies*, 16(13), 4907. <https://doi.org/10.3390/en16134907>

Mohamed M.M.A. (2019). NMR Characterization and chemical enhanced oil recovery using surfactants in unconventional reservoirs: Thesis. University of North Dakota, 86 p. URL: <https://commons.und.edu/theses/2475>

Strelets L.A., Ilyin S.O. (2021). Effect of enhanced oil recovery on the composition and rheological properties of heavy crude oil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 203, 108641. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108641>

Tanner J.E. (1970). Use of the stimulated echo in NMR diffusion studies. The *Journal of Chemical Physics*, 52(5), pp. 2523–2526. <https://doi.org/10.1063/1.1673336>

Thomas S. (2008). Enhanced oil recovery – An overview. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFPEN*, 63(1), pp. 9–19. <https://doi.org/10.2516/ogst.2007060>

Varel F.T., Dai C., Shaikh A., Li J., Sun N., Yang N., Zhao G. (2021). Chromatography and oil displacement mechanism of a dispersed particle

gel strengthened Alkali/Surfactant/Polymer combination flooding system for enhanced oil recovery. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 610, 125642. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2020.125642>

Wang X., Peng X., Zhang Sh., Du Zh., Zeng F. (2018). Characteristics of oil distributions in forced and spontaneous imbibition of tight oil reservoir. *Fuel*, 224, pp. 280–288. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.03.104>

Zhang X.-Sh., Wang H.-J., Ma F., Sun X.-C., Zhang Y., Song Zh.-H. (2016). Classification and characteristics of tight oil plays. *Petroleum Science*, 13, pp. 18–33. <https://doi.org/10.1007/s12182-015-0075-0>

## Сведения об авторах

**Нариман Камилович Двойшикин** – доктор физ.-мат. наук, заведующий кафедрой физики и химии Альметьевского государственного технологического университета “Высшая школа нефти”

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2  
e-mail: nar\_dvoyashkinnk@mail.ru

**Дарья Леонидовна Мельникова** – кандидат физ.-мат. наук, доцент кафедры физики молекулярных систем Института физики, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420044, Казань, Кремлевская, д. 16А  
e-mail: melndaria@gmail.com

**Дмитрий Сергеевич Иванов** – кандидат физ.-мат. наук, доцент кафедры физики молекулярных систем Института физики, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420044, Казань, Кремлевская, д. 16А  
e-mail: f.ma.dima@mail.ru

**Артём Сергеевич Александров** – кандидат тех. наук, доцент кафедры физики молекулярных систем Института физики, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420044, Казань, Кремлевская, д. 16А  
e-mail: artem.s.alexandrov@yandex.ru

**Владимир Дмитриевич Скирда** – доктор физ.-мат. наук, заведующий кафедрой физики молекулярных систем Института физики, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420044, Казань, Кремлевская, д. 16А  
e-mail: kazanvs@mail.ru

**Кирилл Дмитриевич Шуматбаев** – кандидат геол.-минерал. наук, главный эксперт по петрофизическим исследованиям, Департамент разработки месторождений, СП «Татнефть-Добыча»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75  
e-mail: Shumatbaevkd@tatneft.ru

**Ахмадали Джалилович Курбанов** – заместитель начальника отдела МУН УГТМ, СП «Татнефть-Добыча»

Россия, 423462, Альметьевск, Тельмана, д. 88  
e-mail:torn\_pn@tatneft.ru

Статья поступила в редакцию 05.03.2024;  
Принята к публикации 16.10.2024;  
Опубликована 20.12.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## Application of NMR Method to Assess the Efficiency of Enhanced Oil Recovery Measures

N.K. Dvoyashkin<sup>1\*</sup>, D.L. Melnikova<sup>2</sup>, D.S. Ivanov<sup>2</sup>, A.S. Aleksandrov<sup>2</sup>, V.D. Skirda<sup>2</sup>, K.D. Shumatbayev<sup>3</sup>, A.D. Kurbanov<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Almeteyevsk State Technological University “Petroleum High School”, Almeteyevsk, Russian Federation

<sup>2</sup>Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

<sup>3</sup>Tatneft-Dobycha Tatneft PJSC, Almeteyevsk, Russian Federation

\*Corresponding author: Nariman K. Dvoyashkin, e-mail: dvoyashkinnk@agni-rt.ru, nar\_dvoyashkin@mail.ru

**Abstract.** The paper presents the results of nuclear magnetic resonance (NMR) study of oil samples taken from production wells from the fields of the Republic of Tatarstan before and after the application of one of the enhanced oil recovery (EOR) methods, namely, flow rejection technology based on injection of microgel compositions into injection wells. A comparative analysis of proton NMR spectra and diffusion attenuation of spin echo in spectrally resolved mode was carried out in order to determine the influence of the used technology on the characteristics of recoverable oil. It is shown that after application of EOR for the majority of wells in the oil composition an increase in the share of hydrocarbon components with large values of molecular weight is registered, and for a number of wells a change in the degree of aromaticity of recoverable hydrocarbons is also recorded. The results obtained are interpreted as a consequence of the inclusion in the development of new reservoir zones,

previously not involved in oil production, and demonstrate the potential of NMR method for assessing the efficiency of EOR.

**Keywords:** physical and chemical properties of crude oil, enhanced oil recovery methods, nuclear magnetic resonance, translational mobility, self-diffusion coefficient

### Acknowledgements

The research was performed under Contract No. 0009/2023/604 dated January 27, 2023.

**Recommended citation:** Dvoyashkin N.K., Melnikova D.L., Ivanov D.S., Aleksandrov A.S., Skirda V.D., Shumatbayev K.D., Kurbanov A.D. (2024). Application of NMR Method to Assess the Efficiency of Enhanced Oil Recovery Measures. *Georesursy = Georesources*, 26(4), pp. 229–236. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.22>

## References

- Al-Wahaibi T., Al-Wahaibi, Y., Al-Hashmi, A.A.R., Mjalli F.S., Al-Hatmi S. (2015). Experimental investigation of the effects of various parameters on viscosity reduction of heavy crude by oil–water emulsion. *Petroleum Science*, 12, pp. 170–176. <https://doi.org/10.1007/s12182-014-0009-2>
- Al-Azani K., Abu-Khamisin S., Elsayed M., Patil Sh., Hussain S.M.Sh., Al Shalabi E., Hassan A.M., Kamal M.Sh. (2024). Chemical enhanced oil recovery under Harsh conditions: Investigation of rock permeability and insights from NMR measurements. *Geoenergy Science and Engineering*, 236, 212764. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.212764>
- Alvarado V., Manrique E. (2010). Enhanced oil recovery: an update review, *Energies*, 3(9), pp. 1529–1575. <https://doi.org/10.3390/en3091529>
- Bush I. (2019). NMR studies of enhanced oil recovery core floods and core analysis protocols: Dissertation. University of Cambridge, 221 p. <https://doi.org/10.17863/CAM.37374>
- Chen, Y., He, H., Yu, Q., Liu, H., Chen, L., Ma, X., & Liu, W. (2021). Insights into enhanced oil recovery by polymer-viscosity reducing surfactant combination flooding in conventional heavy oil reservoir. *Geofluids*, 2021, pp. 1–12.
- Firoozjaii A.M., Saghafi H.R. (2020). Review on chemical enhanced oil recovery using polymer flooding: Fundamentals, experimental and numerical simulation. *Petroleum*, 6(2), pp. 115–122. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2019.09.003>
- Goossens A.G. (1996). Prediction of molecular weight of petroleum fractions. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 35(3), pp. 985–988. <https://doi.org/10.1021/ie9504841>
- Järvik O., Oja V. (2017). Molecular weight distributions and average molecular weights of pyrolysis oils from oil shales: Literature data and measurements by size exclusion chromatography (SEC) and atmospheric solids analysis probe mass spectroscopy (ASAP MS) for oils from four different deposits. *Energy & Fuels*, 31(1), pp. 328–339. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b02452>
- Iktisanov V.A. (2002). Study of rheological properties of liquid and solidlike materials using Burgers' model. *Colloid Journal*, 64(4), pp. 406–411. <https://doi.org/10.1023/A:1016855601052>
- Ivanov D.S., Barskaya E.E., Skirda V.D. (2019). Size effect for asphaltene particles in the resin by NMR. *Magnetic Resonance in Solids*, 21(2), 19202. <https://doi.org/10.26907/mrsej-19202>
- Hamouma, M. et al (2021). Polymer surfactant interactions in oil enhanced recovery processes. *Energy & Fuels*, 35(11), pp. 9312–9321.
- Hassan A.M., Al-Shalabi E.W., Ayoub M.A. (2022). Updated perceptions on polymer-based enhanced oil recovery toward high-temperature high-salinity tolerance for successful field applications in carbonate reservoirs. *Polymers*, 14(10), 2001. <https://doi.org/10.3390/polym14102001>
- Hazarika K., Yadav R., Gogoi S.B., Bhui, U.K. (2019). Characterisation of crude oil for enhanced oil recovery: study with anionic surfactant. *International Journal of Ambient Energy*, 40(6), pp. 645–656. <https://doi.org/10.1080/01430750.2017.1421573>
- Kalabin G.A., Kanitskaya L.V., Kushnarev D.F. (2000). Quantitative NMR spectroscopy of natural organic raw materials and their products. Moscow: Khimiya, 408 p. (In Russ.)
- Kanzafarov F.Ya., Dzhabarova R.G. (2010). Alteration of oil characteristics during Samotlor oil field operation. *Neftepromyslovoe delo*, (4), pp. 4–9. (In Russ.)
- Kokal S., Al-Kaabi A. (2010). Enhanced oil recovery: Challenges & opportunities. Official Publication of the World Petroleum Council – Latin American regional meeting, Cartagena, Columbia, June 22-24, 95 p.
- Kovda D.A., Mastobaev B.N. (2013). Changes in the physical and chemical properties in the extraction of oil (for example fields) and their influence on the process of preparation and transportation. *Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya*, (1), pp. 9–12. (In Russ.)
- Lu X., Cao B., Xie K., Cao W., Liu Y., Zhang Y., Wang X., Zhang J. (2021). Enhanced oil recovery mechanisms of polymer flooding in a heterogeneous oil reservoir. *Petroleum Exploration and Development*, 48(1), pp. 169–178. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(21\)60013-7](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(21)60013-7)
- Malozymov B.V., Martyushev N.V., Kukartsev V.V., Tynchenko V.S., Bukhtoyarov V.V., Wu X., Tyncheva Y.A., Kukartsev V.A. (2023). Overview of methods for enhanced oil recovery from conventional and unconventional reservoirs. *Energies*, 16(13), 4907. <https://doi.org/10.3390/en16134907>
- Maklakov A.I., Skirda V.D., Fatkullin N.F. (1987). Self-diffusion in polymer solutions and melts. Kazan: KSU, 222 p. (In Russ.)
- Melnikova D.L., Gnezdilov, O.I., Skirda, V.D. (2016). Application of the nuclear magnetic resonance method with pulsed magnetic field gradient for emulsion studies in the spectral resolution mode. *Neftyanoe xozayastvo*, (9), pp. 100–104. (In Russ.)
- Mohamed M.M.A. (2019). NMR Characterization and chemical enhanced oil recovery using surfactants in unconventional reservoirs: Thesis. University of North Dakota, 86 p. URL: <https://commons.und.edu/theses/2475>
- Strelets L.A., Ilyin S.O. (2021). Effect of enhanced oil recovery on the composition and rheological properties of heavy crude oil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 203, 108641. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108641>
- Tanner J.E. (1970). Use of the stimulated echo in NMR diffusion studies. *The Journal of Chemical Physics*, 52(5), pp. 2523–2526. <https://doi.org/10.1063/1.1673336>
- Thomas S. (2008). Enhanced oil recovery – An overview. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFPEN*, 63(1), pp. 9–19. <https://doi.org/10.2516/ogst:2007060>
- Tronov V.P. (2002). Oil and gas collection system and hydrodynamics of main technological processes. Kazan: Fen Publ., 511 p. (In Russ.)
- Varel F.T., Dai C., Shaikh A., Li J., Sun N., Yang N., Zhao G. (2021). Chromatography and oil displacement mechanism of a dispersed particle gel strengthened Alkali/Surfactant/Polymer combination flooding system for enhanced oil recovery. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 610, 125642. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2020.125642>
- Wang X., Peng X., Zhang Sh., Du Zh., Zeng F. (2018). Characteristics of oil distributions in forced and spontaneous imbibition of tight oil reservoir. *Fuel*, 224, pp. 280–288. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.03.104>
- Zhang X.-Sh., Wang H.-J., Ma F., Sun X.-C., Zhang Y., Song Zh.-H. (2016). Classification and characteristics of tight oil plays. *Petroleum Science*, 13, pp. 18–33. <https://doi.org/10.1007/s12182-015-0075-0>

## About the Authors

*Nariman K. Dvoyashkin* – Dr. Sci. (Physics and Mathematics), Head of the Department of Physics and Chemistry, Almetyevsk State Technological University “Petroleum High School”

2 Lenina st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation  
e-mail: dvoyashkinnk@agni-rt.ru

*Darya L. Melnikova* – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Associate Professor, Department of Physics of Molecular Systems, Institute of Physics, Kazan Federal University

16A Kremlevskaya st., Kazan, 420044, Russian Federation  
e-mail: melndaria@gmail.com

*Dmitry S. Ivanov* – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Associate Professor, Department of Molecular Systems Physics, Institute of Physics, Kazan Federal University

16A Kremlevskaya st., Kazan, 420044, Russian Federation  
e-mail: f.ma.dima@mail.ru

*Artem S. Alexandrov* – Cand. Sci. (Technical Sciences), Associate Professor, Department of Molecular Systems Physics, Institute of Physics, Kazan Federal University

16A Kremlevskaya st., Kazan, 420044, Russian Federation  
e-mail: artem.s.alexandrov@yandex.ru

*Vladimir D. Skirda* – Dr. Sci. (Physics and Mathematics), Head of the Department of Physics of Molecular Systems, Institute of Physics, Kazan Federal University

16A Kremlevskaya st., Kazan, 420044, Russian Federation  
e-mail: kazanvs@mail.ru

*Kirill D. Shumatbayev* – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Deputy Head of Field Development Department, Tatneft-Dobycha Tatneft PJSC

75 Lenin st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation  
e-mail: Shumatbaevkd@tatneft.ru

*Akhmadali J. Kurbanov* – deputy head of the department of EOR Management of geological and technical activities, Tatneft-Dobycha Tatneft PJSC

75 Lenin st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation  
e-mail: torn\_pn@tatneft.ru

*Manuscript received 5 March 2024;  
Accepted 16 October 2024; Published 20 December 2024*

© 2024 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)