

Оригинальная статья

УДК 550.38

<https://doi.org/10.26907/2542-064X.2026.3.588-597>**Петромагнитные свойства горных пород Нижне-Кармальной залежи сверхвязкой нефти: приложение для определения зон, подверженных тепловому воздействию****Д.М. Кузина[✉], А.Р. Юсупова, П. Хэ***Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия*[✉]di.kuzina@gmail.com**Аннотация**

В работе представлены результаты петромагнитных исследований керна с Нижне-Кармальной залежи сверхвязкой нефти. Образцы представлены ненасыщенными и насыщенными нефтью песчаниками и одним образцом глины. Проведен терромагнитный анализ, измерена магнитная восприимчивость и гистерезисные параметры. Согласно полученным результатам наиболее магнитными являются нефтенасыщенные песчаники, которые содержат магнетит. В верхней и нижней частях разреза в состав пород входит пирит. Изученные породы претерпевают значительные изменения при лабораторном нагревании. Так, их намагниченность увеличивается в пределах от 3.3 до 19.8 раз. Такое изменение намагниченности и неглубокое залегание пород делает возможным применение магниторазведки для выявления зон, подверженных тепловому воздействию при применении термических методов увеличения нефтеотдачи.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, магнитные свойства горных пород, магниторазведка, намагниченность

Благодарности. Работа выполнена за счет гранта Академии наук Республики Татарстан, предоставленного молодым кандидатам наук (постдокторантам) с целью защиты докторской диссертации, выполнения научно-исследовательских работ, а также выполнения трудовых функций в научных и образовательных организациях Республики Татарстан в рамках Государственной программы Республики Татарстан «Научно-технологическое развитие Республики Татарстан» (соглашение № 24/2024-ПД).

Для цитирования: Кузина Д.М., Юсупова А.Р., Хэ П. Петромагнитные свойства горных пород Нижне-Кармальной залежи сверхвязкой нефти: приложение для определения зон, подверженных тепловому воздействию // Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Естеств. науки. 2026. Т. 168, кн. 3. С. 588–597. <https://doi.org/10.26907/2542-064X.2026.3.588-597>.

Original article

<https://doi.org/10.26907/2542-064X.2026.3.588-597>

**Petromagnetic properties of rocks from
the Nizhne-Karmalskoye deposit of super-viscous oil:
Identification of thermally affected zones**

D.M. Kuzina[✉], A.R. Yusupova, P. He

Kazan Federal University, Kazan, Russia

[✉]*di.kuzina@gmail.com*

Abstract

This article presents the results of a petromagnetic study of core samples from the Nizhne-Karmalskoye super-viscous oil deposit. The sample set comprised oil-saturated and oil-free sandstones and one clay specimen. Thermomagnetic analysis was performed, and magnetic susceptibility and hysteresis parameters were measured. The strongest magnetic response was observed in oil-saturated sandstones containing magnetite. The rocks in the upper and lower parts of the section were found to host pyrite. The laboratory heating induced significant magnetic changes in the studied samples, increasing their magnetization by a factor of 3.3 to 19.8. Therefore, the heating-induced increase in magnetization and the shallow depth of the rocks support the use of magnetic survey to identify zones affected by thermal exposure during thermal enhanced oil recovery.

Keywords: enhanced oil recovery methods, magnetic properties of rocks, magnetic survey, magnetization

Acknowledgments. This study was funded by a grant from the Tatarstan Academy of Sciences for young Candidate of Sciences degree holders (postdoctoral students) aimed to support them in writing doctoral dissertations, performing research work, and fulfilling professional responsibilities within scientific and educational organizations of the Republic of Tatarstan as part of the State Program of the Republic of Tatarstan “Scientific and technological development of the Republic of Tatarstan” (agreement no. 24/2024-PD).

For citation: Kuzina D.M., Yusupova A.R., He P. Petromagnetic properties of rocks from the Nizhne-Karmalskoye deposit of super-viscous oil: Identification of thermally affected zones. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Estestvennye Nauki*, 2026, vol. 168, no. 3, pp. 588–597. <https://doi.org/10.26907/2542-064X.2026.3.588-597>. (In Russian)

Введение

Многие крупные месторождения находятся на последних стадиях разработки, что приводит к снижению объемов добычи. Для увеличения извлечения нефти на этой стадии применяют различные техники и методы увеличения нефтеотдачи [1]. Одними из наиболее эффективных являются термические методы, среди которых следует выделить внутрипластовое горение, парогравитационное дренирование пласта, циклическую тепловую обработку пласта и т. д.

Большинство залежей шешминского горизонта уфимского яруса расположены на глубине, не превышающей 175 м [2]. Это дает возможность применения методов теплового воздействия на большинстве залежей сверхвязкой нефти на территории Республики Татарстан. Опытнo-экспериментальные работы по применению тепловых методов были начаты в 1978 г. на Мордово-Кармальной и Ашальчинской залежах [3]. С этого момента Республики Татарстан является полигоном для отработки методик тепловых методов увеличения нефтеотдачи. Разработка Нижне-Кармальной залежи осуществляется с применением технологии парогравитационного дренирования пласта.

Мониторинг разработки пластов сверхвязкой нефти с помощью сейсморазведочных работ хорошо зарекомендовавший себя и широко применяемый метод в мировой практике [4, 5]. В частности, сейсмические исследования успешно используются на Нижне-Кармальском месторождении для оценки выработки запасов и отслеживания распространения тепловой камеры [6]. Кроме сейсморазведки, являющейся очень дорогостоящим методом, контроль за распространением тепловой камеры осуществляется путем измерения температуры, проведения геохимических исследований подпочвенных образцов [7], а также с помощью простых геофизических методов. Одним из эффективных способов отслеживания является применение магниторазведки, поскольку при тепловом воздействии изменяются магнитные свойства пород [8, 9].

В результате определенных физико-химических условий на месторождениях образуются железосодержащие минералы. Например, в осадочном чехле миграция и диффузия углеводородов создают определенное геохимическое состояние, при котором соединения железа претерпевают диагенетические превращения с образованием парамагнитного пирита (FeS_2) и сидерита (FeCO_3). Также могут образовываться и более магнитные минералы, такие как пирротин и реже магнетит и грейгит [10].

Воздействие температуры на горные породы может существенно изменять их магнитные свойства за счет изменения состава минералов и образования новых минералов в зависимости от температуры и окислительно-восстановительных условий. Например, при нагревании пирит и сидерит превращаются в ферритмагнитный магнетит (Fe_3O_4) [11]. Таким образом, магнитные свойства горных пород резко усиливаются. Изменение магнитных характеристик позволяет использовать их для оценки распространения теплового воздействия в пласте. На месторождении может проводиться геофизический мониторинг методом магниторазведки, чтобы отслеживать преобразованные температурой зоны.

Целью работы является анализ изменения магнитных свойств горных пород Нижне-Кармальной залежи сверхвязкой нефти в процессе лабораторного температурного воздействия, а также оценка возможности контроля магнитными методами зон, подверженных тепловому воздействию.

1. Материалы и методы

В качестве объекта исследования использован керн из скважины Нижне-Кармальной залежи, приуроченной к Черемшанскому месторождению сверхвязкой нефти (рис. 1). В административном отношении Нижне-Кармальная залежь располагается в северной части Черемшанского района Республики Татарстан. Всего изучено 10 образцов с глубин 122–143 м (табл. 1). Образцы представлены слабо-, средне-, нефтенасыщенными и не-насыщенными песчаниками и одним образцом глины.

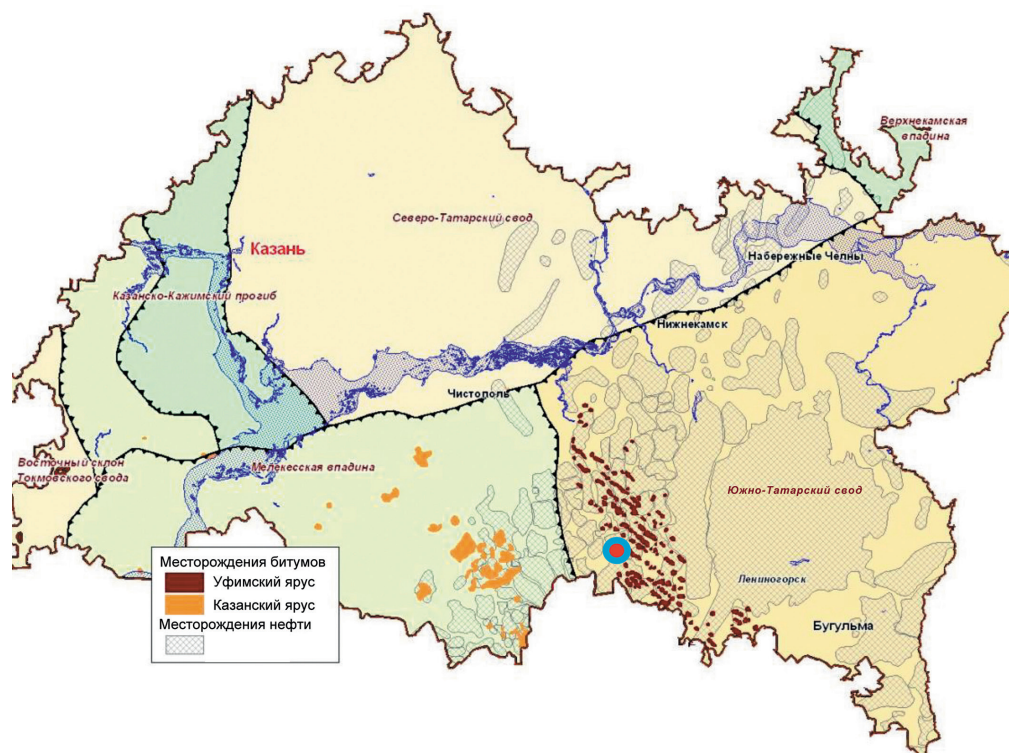


Рис. 1. Месторождения пермских битумов и битумоскоплений уфимского яруса Республики Татарстан [12]. Сине-красной точкой обозначен участок исследования

Fig. 1. Deposits of Permian bitumens and bitumen clusters in the Ufimian Stage of the Republic of Tatarstan [12]. The study area is shown by the blue-red marker

Табл. 1. Список исследуемых образцов в порядке увеличения гипсометрической отметки

Table1. Samples under study arranged by increasing elevation

№	Изучаемая порода
1	Песчаник ненасыщенный
2	Глина
3	Песчаник слабонефтенасыщенный
4	Песчаник сцементированный, нефтенасыщенный
5	Песчаник среднефтенасыщенный
6	Песчаник среднефтенасыщенный
7	Песчаник нефтенасыщенный
8	Песчаник нефтенасыщенный
9	Песчаник среднефтенасыщенный
10	Песчаник ненасыщенный

Нижне-Кармальская залежь приурочена к нижнему отделу пермской системы (P_1). Продуктивными здесь выступают терригенные отложения, залегающие в кровле уфимского яруса. Они перекрыты пачкой «лингуловых глин». Основные запасы сверхвязкой нефти в Татарстане приурочены к шешминскому горизонту уфимского яруса (P_{1u}). Этот горизонт делится на две пачки: нижнюю ($P_{1u_2}^1$) – песчано-глинистую и верхнюю ($P_{1u_2}^2$) – песчаную,

которая представляет промышленный интерес [13]. Мощность уфимского яруса в регионе достигает 75 м, а мощность продуктивной верхней пачки варьируется от 0 до 42 м.

Песчано-глинистая пачка ($P_{1u_2}^1$) находится на размывтой поверхности сакмарского яруса и представлена переслаивающимися пестроокрашенными глинами, алевролитами, песчаниками с прослоями известняков. Для отложений пачки, преимущественно алевролитов и песчаников в верхней части, характерны слабо нефтенасыщенные породы.

Песчаная пачка шешминского горизонта уфимского яруса ($P_{1u_2}^2$), являющаяся главной нефтеносной толщей в пределах Нижне-Кармальского поднятия сверхвязкой нефти Черемшанского месторождения, описывается высокой степенью обогащенности песчано-алевритовым материалом. Пачка представлена песками и песчаниками с разной степенью сцементированности и известковистости, в которых обломочные зерна в основном скрепляются высоковязкой нефтью. Мощность песчаной пачки изменяется от 3 до 10 м на крыльях и до 42 м в своде верхнепермской структуры.

Магнитную восприимчивость (χ) измеряли для всех отобранных образцов при частоте 976 Гц и амплитуде поля 200 А/м с использованием многочастотного измерителя Kappabridge MFK1-FA (AGICO, Чехия). Результаты нормализовали на вес образца.

Коэрцитивную спектрометрию проводили на коэрцитивном спектрометре J_meter [14–16]. Для каждого образца получены кривые нормального остаточного намагничивания при непрерывном росте внешнего магнитного поля до 1.5 Тл и полные петли гистерезиса по остаточной и индуктивной намагниченностям одновременно.

Дифференциальный терромагнитный анализ (ДТМА) образцов по индуцированной намагниченности выполняли на авторегистрирующих крутильных магнитных весах, действующих по нулевому методу [16]. Для каждого образца получены терромагнитные кривые первого и второго нагревов до 800 °С. ДТМА является эффективным методом диагностики состава пара- и ферромагнитной фракций горных пород. На основе полученных с помощью этого метода данных установлены основные магнитные минералы, присутствующие в образцах.

2. Результаты и их обсуждение

Полученные петромагнитные данные указывают на неоднородность изученных образцов по магнитным свойствам. Согласно терромагнитным данным, образцы можно разделить на две группы. К первой относятся образцы, для которых на кривых первого нагрева выделяется пирит по росту намагниченности в районе 450 °С и затем спад близко к точке Кюри новообразованного магнетита (рис. 2, а). Эти образцы представлены в верхней и нижней частях изучаемого интервала. Пирит является характерным для месторождений минералом, который образуется при генерации и миграции углеводородов [17].

Вторая группа представлена образцами, по первым кривым нагрева которых можно судить о присутствии магнетита, что подтверждается температурой Кюри 580 °С. При втором нагреве площадь пика на дифференциальной кривой увеличивается, что говорит о большем содержании магнитных минералов: скорее всего, это новообразованный тонкодисперсный магнетит, который возник при нагревании пород с нефтью в восстановительных условиях (рис. 2, б).

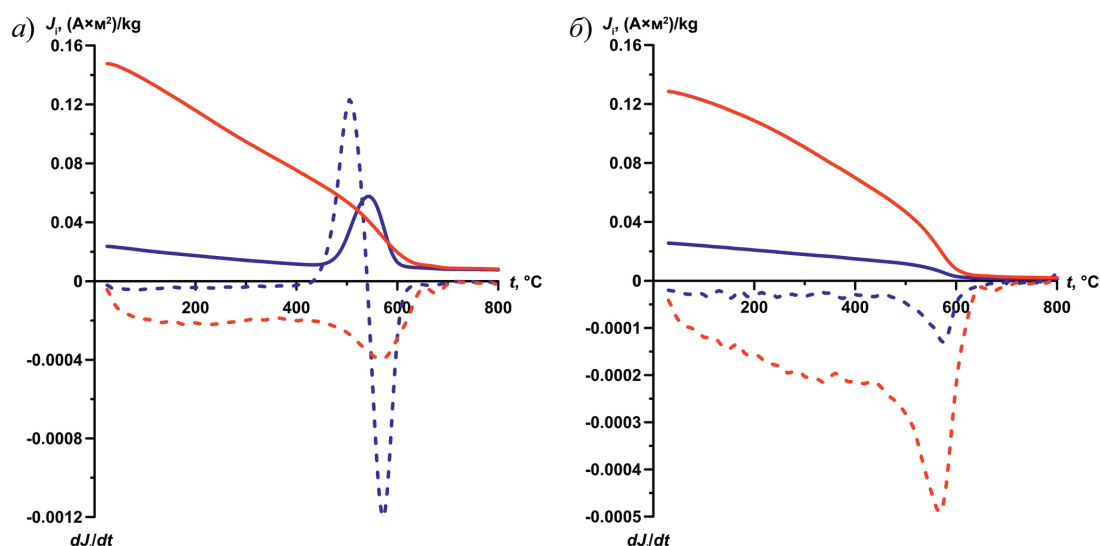


Рис. 2. Термомагнитные диаграммы образцов 1 (а) и 7 (б). Синие линии соответствуют первому нагреву, а красные линии – второму, сплошные и пунктирные линии – интегральным и дифференциальным кривым соответственно

Fig. 2. Thermomagnetic curves of samples 1 (a) and 7 (b). The blue and red lines correspond to the first and second heating, whereas the solid and dotted lines show the integral and differential curves, respectively.

Магнитная восприимчивость пород также указывает на неоднородность по магнитным свойствам и согласуется с данными ДТМА и коэрцитивной спектрометрии (табл. 2). Наибольшей магнитной восприимчивостью обладают песчаники нефтенасыщенные и средне-нефтенасыщенные (образцы 3–6). Наиболее низкие значения магнитной восприимчивости характерны для глин и ненасыщенных песчаников.

Табл. 2. Магнитные характеристики исследуемых образцов

Table 2. Magnetic characteristics of the studied samples

№	Исследуемая порода	$\chi (10^{-7}),$ $\text{м}^3/\text{кг}$	$J_{rs} (10^{-3}),$ $(\text{А} \times \text{м}^2)/\text{кг}$	B_{cr}/B_c	J_{rs}/J_s	$J_{i_1^2},$ $(\text{А} \times \text{м}^2)/\text{кг}$	$J_{i_2^2},$ $(\text{А} \times \text{м}^2)/\text{кг}$	J_{i_2}/J_{i_1}
1	Песчаник ненасыщенный	0.89	1.60	2.98	0.15	0.061	0.206	3.37
2	Глина	0.73	0.34	2.38	0.32	0.024	0.148	6.24
3	Песчаник слабонефтенасыщенный	0.75	1.26	2.51	0.23	0.018	0.096	5.30
4	Песчаник сцементированный, нефтенасыщенный	1.07	1.92	2.08	0.29	0.016	0.127	7.78
5	Песчаник среднефтенасыщенный	1.33	2.53	2.03	0.32	0.024	0.223	9.15
6	Песчаник среднефтенасыщенный	1.33	4.28	1.91	0.30	0.020	0.240	11.92
7	Песчаник нефтенасыщенный	1.27	2.02	2.23	0.30	0.020	0.402	19.81
8	Песчаник нефтенасыщенный	0.95	1.22	2.59	0.22	0.026	0.129	5.03
9	Песчаник среднефтенасыщенный	0.95	1.79	2.19	0.31	0.016	0.093	5.69
10	Песчаник ненасыщенный	0.92	1.40	2.41	0.25	0.014	0.155	11.48

Согласно гистерезисным параметрам, образцы являются псевдооднородными (табл. 2), так как соотношение J_{rs}/J_s варьируется в пределах 0.15–0.32, а B_{cr}/B_c – в диапазоне 1.91–2.98. На рис. 3 представлены не скорректированные за парамагнетизм кривые индуктивной намагниченности. Согласно полученным диаграммам, второй образец отличается от других, поскольку его кривая индуктивной намагниченности (синяя линия) на графике представляет собой прямую, что говорит о большом вкладе парамагнитной компоненты и отсутствии ферромагнитного материала. Это согласуется с данными ДТМА (на диаграмме присутствует самый большой пик, характерный для пирита). Для остальных образцов индуктивная кривая имеет изогнутый вид, что наблюдается в малых полях (до ≈ 150 мТл). Поэтому можно говорить о присутствии в образцах магнитомягкого минерала – магнетита, что также подтверждается данными ДТМА.

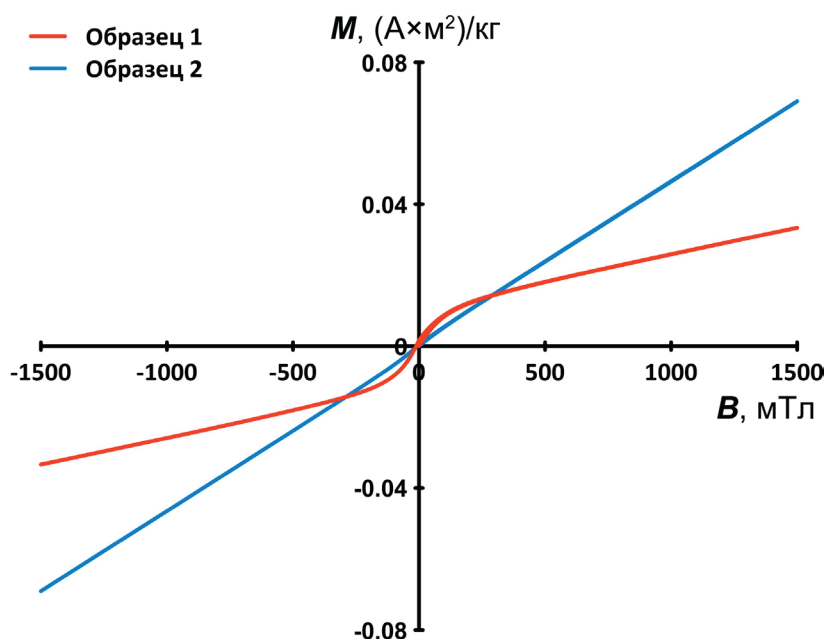


Рис. 3. Кривые индуктивной намагниченности без корректировки за парамагнетизм
Fig. 3. Magnetic hysteresis curves without correction for the paramagnetic contribution

Проведенные исследования показали, что образцы отличаются по магнитным свойствам. Наибольшими магнитными свойствами обладают нефтенасыщенные песчаники, характеризующиеся более высокими значениями как магнитной восприимчивости, так и остаточной намагниченности насыщения, что указывает на большее количество магнитных минералов в середине изучаемого диапазона глубин. По терромагнитным данным в этих образцах присутствует магнетит, а также пирит, который при нагревании переходит в магнетит, увеличивая намагниченность в несколько раз (рис. 2, а). Основным параметром, отражающим изменение магнитных свойств образцов при нагревании, является отношение индуктивных намагниченностей (J_{i2}/J_{i1}) до и после нагревания. Для изученных образцов это отношение варьируется в пределах 3.3–19.8, что дает основание предполагать наибольшие изменения в магнитной минералогии этих образцов при температурном воздействии на пласт.

Закключение

Согласно полученным петромагнитным данным, наиболее магнитными являются нефтенасыщенные песчаники, которые содержат магнетит. Породы в верхней и нижней частях разреза содержат пирит, который при нагревании будет переходить в более магнит-

ный минерал – магнетит. Показано, что породы нефтяных месторождений претерпевают значительные изменения магнитных минералов при нагревании независимо от состава первоначальных минералов. Наличие в образцах сульфидов железа (например, пирита) будет приводить к многократному увеличению намагниченности образцов при нагревании. Это дает основание использовать магниторазведку для отслеживания зон, подверженных тепловому воздействию. Малая глубина залегания разрабатываемых пластов также является благоприятным фактором для применения магниторазведки.

В дальнейшем необходимо изучение большего числа образцов для набора статистики и моделирования изменения магнитного поля над залежью, для которой применяются тепловые методы увеличения нефтеотдачи.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Conflicts of Interest. The authors declare no conflicts of interest.

Литература

1. Рузин Л.М., Морозюк О.А. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика). Ухта: УГТУ, 2014. 127 с.
2. Ахметшин А.З. Геологические основы освоения сверхвязкой нефти в нижне-пермских и уфимских отложениях центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: дис. ... канд. геол.-минер. наук. Казань, 2016. 199 с.
3. Ячменева Е.А. Методика моделирования упругих свойств терригенных битумонасыщенных пород на примере Нижне-Кармальной залежи Республики Татарстан: дис. ... канд. геол.-минер. наук. Казань, 2021. 179 с.
4. Garrity J.M., Rajab M., Al-Hakim I., Smart A.S., Shabrawi A., Laake A., Gamal El-Din W., van Baaren P.M., Barge D.L., Griest S.D. Surface seismic techniques in the recovery of heavy oil // Proc. 68th EAGE Conf. Exhib. Incorporating SPE EUROPEC 2006 (Jun 12–15, 2006). Vienna: Eur. Assoc. Geosci. Eng., 2006. P. 1788–1795. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201402054>.
5. Zhang D.A., Lines L.R. Seismic methods in heavy-oil reservoir monitoring // CREWES Research Report. 2004. V. 16. P. 53.1–53.17.
6. Sudakov V., Khasanov D., Stepanov A., Nurgaliev D., Usmanov S., Amerkhanov M., Lyabipov M. Downhole receiver based technology for geophysical monitoring of super-viscous oil deposits development by steam injection // Proc. SPE Int. Heavy Oil Conf. Exhib. (December 10–12, 2018). Kuwait City, 2018. Art. SPE-193662-MS. <https://doi.org/10.2118/193662-MS>.
7. Антонов Ю.Б. Контроль за разработкой Мордово-Кармальского месторождения СВН с помощью термометрических и геохимических исследований. Информационный отчет. Казань, 2010. 60 с.
8. Нургалиев Д.К., Хасанов Д.И., Кузина Д.М., Варфоломеев М.А. Способ мониторинга и контроля над разработкой месторождения нефти методом внутрипластового горения. Патент на изобретение РФ № 2693073. Бюл. ФИПС. 2019. № 19.
9. Kuzina D.M., Nurgaliev D.K., Yuan C., Morozov V.P., Varfolomeev M.A., Utemov E.V., Chen L., Pan J.J., Pu W.F. Thermal magnetic properties variation of rock during in-situ combustion process // SPE Reservoir Eval. Eng. 2023. V. 26, No 3. P. 748–758. <https://doi.org/10.2118/214296-PA>.
10. Abubakar R., Muxworthy A.R., Sephton M.A., Southern P., Watson J.S., Fraser A.J., Almeida T.P. Formation of magnetic minerals at hydrocarbon-generation conditions // Mar. Pet. Geol. 2015. V. 68, Pt. A. P. 509–519. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.10.003>.
11. Dunlop D.J., Özdemir Ö. Rock Magnetism: Fundamentals and Frontiers. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 1997. xxii, 573 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511612794>.
12. Хисамов Р.С., Шаргородский И.Е., Гатиятуллин Н.С. Нефтебитумоносность пермских отложений Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины. Казань: Фэн, 2009. 429 с.

13. Хисамов Р.С., Мусин М.М., Мусин К.М., Файзуллин И.Н., Зарипов А.Т. Обобщение результатов лабораторных и опытно-промышленных работ по извлечению сверхвязкой нефти из пласта. Казань: Фэн, 2013. 231 с.
14. Буров Б.В., Нургалиев Д.К., Ясонов П.Г. Палеомагнитный анализ. Казань: Издательство Казанского университета, 1986. 167 с.
15. Нургалиев Д.К., Ясонов П.Г. Коэрцитивный спектрометр. Патент РФ на полезную модель № 81805. Бюл. ФИПС. 2009. № 9.
16. Yasonov P.G., Nurgaliev D.K., Burov B.V., Heller F. A modernized coercivity spectrometer // *Geol. Carpathica*. 1998. V. 49, No 3. P. 224–225.
17. Канипова З.А., Мичурин С.В., Горожанин В.М., Веливецкая Т.А., Игнатьев А.В. Изотопно-геохимические особенности пирита из нефтеносных пород Аязовского месторождения (Башкирское Приуралье) // Институт геологии Уфимского научного центра РАН. Геологический сборник № 11. 2014. С. 169–175.

References

1. Ruzin L.M., Morozyuk O.A. *Metody povysheniya nefteotdachi plastov (teoriya i praktika)* [Methods of Enhanced Oil Recovery (Theory and Practice)]. Ukhta, UGTU, 2014. 127 p. (In Russian)
2. Akhmetshin A.Z. Geological basis for the development of super-viscous oil in the Lower Permian and Ufimian deposits of the central Volga-Ural Petroleum Province. *Cand. Sci. (Geology and Mineralogy) Diss.* Kazan, 2016. 199 p. (In Russian)
3. Yachmeneva E.A. A method of modeling the elastic properties of terrigenous bitumen-saturated rocks based on a case study of the Nizhne-Karmalskoye deposit in the Republic of Tatarstan. *Cand. Sci. (Geology and Mineralogy) Diss.* Kazan, 2021. 179 p. (In Russian)
4. Garrity J.M., Rajab M., Al-Hakim I., Smart A.S., Shabrawi A., Laake A., Gamal El-Din W., van Baaren P.M., Barge D.L., Griest S.D. Surface seismic techniques in the recovery of heavy oil. *Proc. 68th EAGE Conf. Exhib. Incorporating SPE EUROPEC 2006 (Jun 12–15, 2006)*. Vienna, Eur. Assoc. Geosci. Eng., 2006, pp. 1788–1795. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201402054>.
5. Zhang D.A., Lines L.R. Seismic methods in heavy-oil reservoir monitoring. *CREWES Research Report*, 2004, vol. 16, pp. 53.1–53.17.
6. Sudakov V., Khasanov D., Stepanov A., Nurgaliev D., Usmanov S., Amerkhanov M., Lyabipov M. Downhole receiver based technology for geophysical monitoring of super-viscous oil deposits development by steam injection. *Proc. SPE Int. Heavy Oil Conf. Exhib. (December 10–12, 2018)*. Kuwait City, 2018, art. SPE-193662-MS. <https://doi.org/10.2118/193662-MS>.
7. Antonov Yu.B. Monitoring the development of the Mordovo-Karmalskoye super-viscous oil deposit using thermometric and geochemical studies. Information Report. Kazan, 2010. 60 p. (In Russian)
8. Nurgaliev D.K., Khasanov D.I., Kuzina D.M., Varfolomeev M.A. A method of monitoring and control over development of oil deposits by in-situ combustion method. Patent RF no. 2693073. *Byull. FIPS*, 2019, no. 19. (In Russian)
9. Kuzina D.M., Nurgaliev D.K., Yuan C., Morozov V.P., Varfolomeev M.A., Utemov E.V., Chen L., Pan J.J., Pu W.F. Thermal magnetic properties variation of rock during in-situ combustion process. *SPE Reservoir Eval. Eng.*, 2023, vol. 26, no. 3, pp. 748–758. <https://doi.org/10.2118/214296-PA>.
10. Abubakar R., Muxworthy A.R., Sephton M.A., Southern P., Watson J.S., Fraser A.J., Almeida T.P. Formation of magnetic minerals at hydrocarbon-generation conditions. *Mar. Pet. Geol.*, 2015, vol. 68, pt. A, pp. 509–519. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.10.003>.
11. Dunlop D.J., Özdemir Ö. *Rock Magnetism: Fundamentals and Frontiers*. Cambridge, UK, Cambridge Univ. Press, 1997. xxii, 573 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511612794>.
12. Khisamov R.S., Shargorodskii I.E., Gatiyatullin N.S. *Neftebitumonosnost' permskikh otlozhenii Yuzhno-Tatarskogo svoda i Melekesskoi vpadiny* [Oil and Bitumen Potential of the Permian Deposits of the South Tatar Arch and the Melekess Depression]. Kazan, Fen, 2009. 429 p. (In Russian)

13. Khisamov R.S., Musin M.M., Musin K.M., Faizullin I.N., Zaripov A.T. *Obobshchenie rezul'tatov laboratornykh i opytno-promyshlennykh rabot po izvlecheniyu sverkhvyazkoi nefti iz plasta* [Generalization of Laboratory and Pilot Work Results on the Extraction of Super-Viscous Oil from the Reservoir]. Kazan, Fen, 2013. 231 p. (In Russian)
14. Burov B.V., Nurgaliev D.K., Yasonov P.G. *Paleomagnitnyi analiz* [Paleomagnetic Analysis]. Kazan, Izd. Kazan. Univ., 1986. 167 p. (In Russian)
15. Nurgaliev D.K., Yasonov P.G. Coercivity spectrometer. Utility Model Patent PF no. 81805. *Byull. FIPS*, 2009, no. 9. (In Russian)
16. Yasonov P.G., Nurgaliev D.K., Burov B.V., Heller F. A modernized coercivity spectrometer. *Geol. Carpathica*, 1998, vol. 49, no. 3, pp. 224–225.
17. Kanipova Z.A., Michurin S.V., Gorozhanin V.M., Velivetskaya T.A., Ignatiev A.V. Isotope geochemistry of pyrite from the oil-bearing beds of the Ayazovskoe oil field (Bashkir Pre-Urals). *Inst. Geol. Ufim. Nauchn. Tsentra Ross. Akad. Nauk. Geol. Sb.*, 2014, no. 11, pp. 169–175. (In Russian)

Информация об авторах

Диляра Мтыгулловна Кузина, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник, НИИ палеоклиматологии, палеоэкологии, палеомагнетизма, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

E-mail: di.kuzina@gmail.com

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1626-4636>

Анастасия Рафаиловна Юсупова, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, НИИ палеоклиматологии, палеоэкологии, палеомагнетизма, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

E-mail: i@ajusupova.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8732-3053>

Пэйдун Хэ, аспирант кафедры геофизики и геоинформационных технологий, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

E-mail: pekhe@kpfu.ru

ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-3418-0690>

Author Information

Dilyara M. Kuzina, Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Laboratory of Paleoclimatology, Paleoecology, and Paleomagnetism, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University

E-mail: di.kuzina@gmail.com

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1626-4636>

Anastasiia R. Yusupova, Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Laboratory of Paleoclimatology, Paleoecology, and Paleomagnetism, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University

E-mail: i@ajusupova.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8732-3053>

Peidong He, Postgraduate Student, Department of Geophysics and Geoinformation Technologies, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University

E-mail: pekhe@kpfu.ru

ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-3418-0690>

Поступила в редакцию 26.08.2025

Принята к публикации 19.10.2025

Received August 26, 2025

Accepted October 19, 2025