

УДК 550.3
DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4539
Шифр специальности ВАК: 1.6.9

Формирование петрофизических взаимосвязей типа «кern–кern» для создания модели свойств коллекторов

М.О. Коровин^{1✉}, А.О. Алеева^{1,2}

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

² АО «ТомскНИПИнефть», Россия, г. Томск

✉ korovinmo@hw.tpu.ru

Аннотация. *Актуальность* исследования состоит в необходимости детального анализа распределения физических свойств пласта в пространстве. В настоящее время параметры, связывающие результаты откликов геофизических полей и петрофизических исследований керна, осредняются. С одной стороны, это происходит из-за малого количества скважин с керном на месторождениях, а с другой – для упрощения и ускорения расчётов при наличии большого количества скважин с геофизическими исследованиями. Однако такой подход не позволяет выявить наибольшее число характеристик, свойственных конкретному пласту или разрезу. Это, в свою очередь, может повлечь неточности в вычислении фильтрационно-ёмкостных свойств коллектора. При осреднении параметров происходит потеря особенностей формирования залежи в частях месторождения с отбором керна, что не позволяет сформировать более точно ёмкостную модель месторождения. *Цель:* сгенерировать карту распределения плотности скелета по результатам керновых исследований для надугольной толщи терригенного нефтяного пласта; проанализировать полученную карту распределения, выявить области с повышенными и пониженными значениями плотности; оценить степень изменения коэффициента пористости при сопоставлении с величинами плотности; выделить области повышенной и пониженной плотности, выявить тренды её изменения. *Объект:* надугольная толща терригенных отложений одного из пластов нефтяного месторождения на территории Томской области. *Методы.* Анализ петрофизической базы данных способствует формированию концептуального строения залежи. Лабораторные исследования керна – источник самой достоверной информации о фильтрационно-ёмкостных свойствах пласта. Методика анализа подразумевает поскважинное построение зависимостей петрофизических параметров и определение величины постоянной плотности скелета. Дополнительно строится общая зависимость по всем скважинам для сопоставления значений и выявления максимальных и минимальных границ параметров. Строятся карты распределения плотности скелета и проводится анализ получившихся зон с пониженными и повышенными значениями плотности. Поскважинная дифференциация значений приводит к повышению детализации распределения изучаемого параметра и выявлению зон с аномально высокими и низкими значениями для более детальной проработки и формирования концептуальной геологической модели.

Ключевые слова: петрофизические зависимости, объёмная плотность, коэффициент пористости, карта распределения петрофизического параметра, вариативность параметров

Для цитирования: Коровин М.О., Алеева А.О. Формирование петрофизических взаимосвязей типа «кern–кern» для создания модели свойств коллекторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 4. – С. 73–79. DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4539

UDC 550.3
DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4539

“Core–core” petrophysical relationships generation for reservoir modeling

M.O. Korovin^{1✉}, A.O. Aleeva^{1,2}

¹ National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

² TomskNIPIneft JSC, Tomsk, Russian Federation

✉ korovinmo@hw.tpu.ru

Abstract. Relevance. The need in a detailed analysis of distribution of physical properties of the formation in space. Currently, the parameters connecting the results of responses of geophysical fields and petrophysical studies of core are averaged. On the one hand, this is due to the small number of wells with cores in the fields, and on the other hand, to simplify and speed up calculations in the presence of a large number of wells with geophysical surveys of wells. However, this approach does not allow us to identify the largest number of a particular layer or section characteristics. This, in its turn, may lead to inaccuracies in calculating filtration and capacitance properties. When averaging parameters, the features of formation of the deposit in parts of the field with core sampling are lost. And this is a very big opportunity to more accurately form facies models of deposits. **Aims.** To generate a map of skeletal density distribution based on core data for the supra-coal strata of a terrigenous oil reservoir; analyze the resulting distribution map, identify areas with increased and decreased density values; assess the degree of change in the porosity coefficient when compared with density values; identify areas of high and low density and trends. **Object.** Supra-coal strata of terrigenous sediments of one of the layers of an oil field in the Tomsk region. **Methods.** Analysis of the petrophysical database leads to formation of an idea of the reservoir. Laboratory core studies are the source of the most reliable information about the filtration and reservoir properties of the formation. The analysis technique involves the well-by-well construction of dependencies of petrophysical parameters and determination of the value of the constant density of the skeleton. Additionally, a general relationship is built for all wells to compare values and identify maximum and minimum parameters boundaries, skeletal density distribution map and resulting zones with low- and high-density values analysis. Borehole differentiation of values leads to increased detail of the distribution of the studied parameter and identification of zones with abnormally high and low values for more detailed study and the formation of a conceptual geological model.

Keywords: petrophysical dependencies, bulk density, porosity coefficient, parameter distribution map, parameter variability

For citation: Korovin M.O., Aleeva A.O. "Core–core" petrophysical relationships generation for reservoir modeling. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 4, pp. 73–79. DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4539

Введение

Анализ кернового материала является неотъемлемым этапом создания литологической, петрофизической, геологической, гидродинамической моделей продуктивного коллектора. Анализ исходных данных позволяет понять геологические предпосылки формирования пластов-коллекторов и дальнейшего распределения свойств в межскважинном пространстве и по вертикали разреза.

Современные технологии позволяют создать не только базовые зависимости, но и проанализировать дополнительные взаимосвязи между параметрами.

Геологические особенности месторождения

При анализе керновых данных необходимо учитывать геологические особенности формирования залежей в пределах месторождения. Представление о формировании залежи позволит скорректировать или подтвердить закономерности распределения свойств продуктивного пласта. В источниках литературы приводятся способы применения двух и более зависимостей для расчёта проницаемости [1–5]. Объектом исследований является пласт Ю₁¹⁻², входящий в состав надугольной пачки васюганской свиты.

Предпосылки формирования петрофизических взаимосвязей типа «кern–кern»

Из названия типа взаимосвязей становится понятно, что на всех графиках зависимостей по осям абсцисс и ординат будут данные петрофизических исследований керна. Имеющиеся данные включают исследования коэффициентов карбонатности, пористости, проницаемости, остаточной водонасы-

щенности, плотности (абсолютно сухого образца, максимально увлажнённого, минералогическая), электрических параметров (параметр пористости, параметр насыщенности, удельное электрическое сопротивление образца), акустических параметров (скорость пробега продольных волн) [6–10].

Взаимосвязи, полученные при лабораторных исследованиях керна, являются наиболее достоверными при характеристике параметров горных пород. Особенно важно, чтобы каждый пласт был охарактеризован большим количеством исследований для создания надёжных взаимосвязей и учёта неоднородностей разреза по вертикали.

Такие взаимосвязи позволяют получать формулы для перехода от геофизических характеристик к геологическим. Так, например, через данные плотности или акустических свойств можно перейти к пористости или получить коэффициенты уравнения Арчи–Дахнова через исследования электрических свойств [11–16].

Дополнительно необходимо отметить принципы формирования петрофизического обоснования интерпретации геолого-геофизических данных. Как правило, для одного стратиграфического пласта формируется набор зависимостей, а в дальнейшем полученные коэффициенты и уравнения используются для расчёта фильтрационно-ёмкостных свойств.

При таком подходе не учитывается неоднородность распределения свойств по площади. Анализируя данные, мы можем наблюдать, что значения плотности, акустических, электрических свойств меняются не только по вертикали, но и по горизонтальной составляющей [17–20].

Петрофизические исследования изучаемого пласта

Петрофизические исследования – наиболее удобный и наглядный источник информации для анализа коллекторских свойств пласта. Рассмотрим следующий пример (рис. 1).

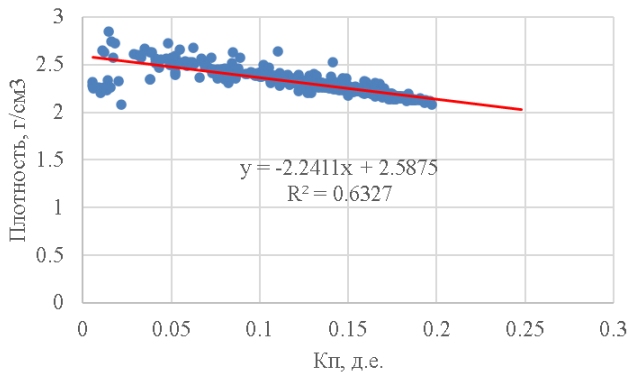


Рис. 1. Зависимость плотности абсолютно сухого образца от коэффициента пористости по керну. Данные по всем скважинам

Fig. 1. Density (dried plugs) vs core porosity. All wells datasets

В данном случае плотность матрицы, исходя из уравнения, будет составлять 2,5875 г/см³. Однако при таком подходе на всей территории пласта будет использоваться единый коэффициент. Расчёты в таком виде целесообразно проводить в полностью однородной среде, когда заранее предполагается

отсутствие изменения свойств по площади месторождения. В действительности наблюдается следующая картина (рис. 2).

При анализе рис. 2 получается, что пористость, вычисляемая через сформированные уравнения, составляет 0,09, 0,0968, 0,0992 и 0,0993 д.е. Очень близкие значения, как в абсолютных, так и в относительных величинах. Следует отметить, что в данных пересчётах не участвует плотность флюида, заполняющего поры породы. Плотность флюида зависит от типа бурового раствора и его концентрации и может варьироваться от 0,8 до 1,2 г/см³, и значительно влиять на итоговое значение пористости.

Плотность матрицы изменяется от 2,6466 до 2,7274 г/см³ (рис. 3) При увеличении плотности матрицы горной породы и постоянных значениях плотности фильтрата бурового раствора и породы наблюдается увеличение коэффициента пористости. Так, например, при среднем значении плотности матрицы, равном 2,65 г/см³, и при изменении этого параметра до 2,63 и 2,73 г/см³ коэффициент пористости будет меняться на 6,9 и 25,9 %, соответственно. Такие расчёты получаются при плотности фильтрата бурового раствора, равной 1 г/см³, и уравнении расчёта пористости (таблица, рис. 3):

$$K_{п} = (\rho_m - \rho_b) / (\rho_m - \rho_f),$$

где ρ_m – плотность скелета, г/см³; ρ_f – плотность фильтрата бурового раствора, г/см³ (принята равной 1); ρ_b – плотность породы, г/см³ (принята равной 2,4).

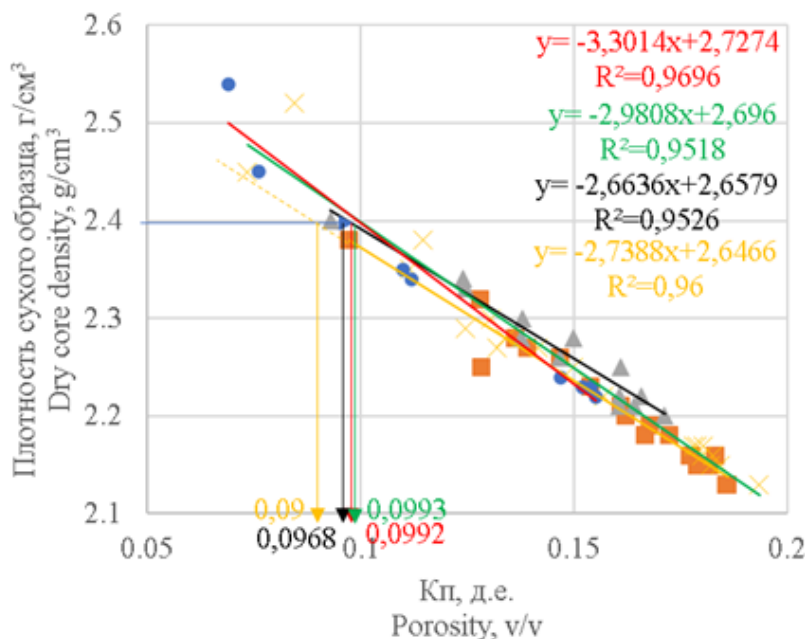


Рис. 2. Зависимость плотности абсолютно сухого образца от коэффициента пористости по керну. Данные по отдельным скважинам (каждый цвет соответствует одной скважине)

Fig. 2. Density (dried plugs) vs core porosity. Separate wells datasets (each color fits one well)

Таблица 1. Сопоставление полученных значений коэффициента пористости

Table 1. Porosity coefficients comparison

$\rho_m, \text{г/см}^3 (\text{g/cm}^3)$	$\rho_b, \text{г/см}^3 (\text{g/cm}^3)$	Кп, д.е./Porosity, v/v	$\Delta, \%$
2,63	2,4	0,141	0,069
2,65	2,4	0,152	0
2,73	2,4	0,191	0,259

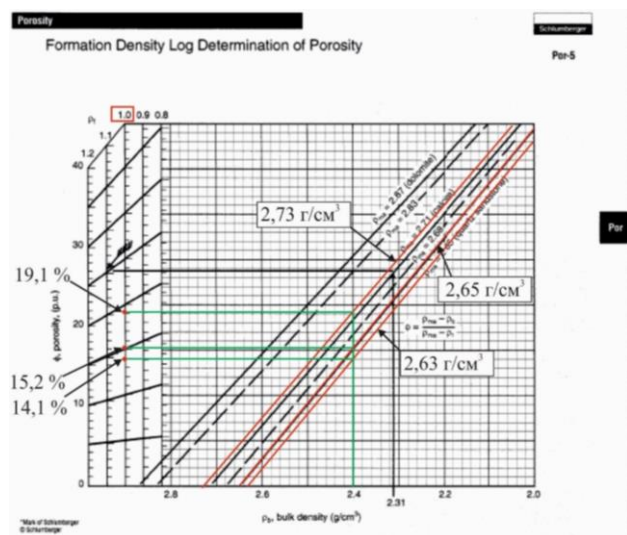


Рис. 3. Вычисление коэффициента пористости (на-летка Por-5 Schlumberger)

Fig. 3. Porosity coefficient calculation (chart Por-5 Schlumberger)

Уже на этапе анализа данных керна становится очевидно, что плотностные характеристики и, соответственно, фильтрационно-ёмкостные свойства могут значительно различаться в зависимости от выбора скважины.

Плотность тесно связана с физико-химическим свойствами горных пород и влияет на величину акустических и радиоактивных параметров. На данном этапе происходит анализ плотности твёрдой фазы пород. Эта величина зависит от значений плотности минералов (глинистые, породообразующие, сопутствующие тяжёлые) в составе породы.

Твёрдая фаза может быть:

- мономинеральной. При этом плотность фазы сопоставима с плотностью породообразующего минерала;
- полиминеральной. При этом плотность фазы определяется значением средневзвешенной плотности минералов в составе.

Ограничения применения такого подхода к анализу данных и построению петрофизической моде-

ли обусловлены количеством скважин с исследованиями керна и кратному увеличению количества создаваемых зависимостей различных параметров.

В противовес ограничениям, в результате будет получена максимально детальная петрофизическая модель с изменениями свойств, приближенными к фактическим распределениям.

На рис. 4 отображено распределение величин плотности скелета, полученных по отдельным скважинам для исследуемого пласта. Анализируя карту, можно выделить зоны повышенных и пониженных значений плотности скелета. Величины плотности варьируются от 2,5236 до 2,9445 г/см³. Исходя из этих данных явно выделяются зоны, в которых будут прогнозироваться соответствующие величины пористости. При увеличении плотности скелета коэффициент пористости будет увеличиваться (рис. 2) при остальных постоянных коэффициентах.

Дополнительно вариации плотности свидетельствуют об изменяющемся минералогическом составе пород, увеличении или уменьшении содержания минералов повышенной плотности, или об общем уплотнении (разуплотнении) по латерали пласта. Гранулометрический состав терригенных отложений – индикатор гидродинамической активности территории осадконакопления. При наличии детальных гранулометрических исследований становится возможным дополнительно формировать фациальное зонирование в пределах пласта.

Количество скважин, безусловно, влияет на детализацию карты в разных частях. В юго-восточной части скважин мало, поэтому распределение плотности в этой части характеризуется менее резкими изменениями. При перемещении в западном направлении количество скважин увеличивается и становится возможным выделить две области повышенных значений плотности с величинами около 2,8 и 2,825 г/см³. Наибольшая разница в значениях плотности наблюдается в северной части месторождения с дифференциацией по значениям от 2,5 до 2,9 г/см³. Если рассматривать причины появления таких диапазонов значений, то можно выделить седиментационные и тектонические. Также могут проявляться вторичные процессы изменения литологического состава коллекторов и их коллекторских свойств. Сформированное поле (карта изолиний) даёт представление о распределении наиболее уплотнённых областей с пониженными значениями пористости.

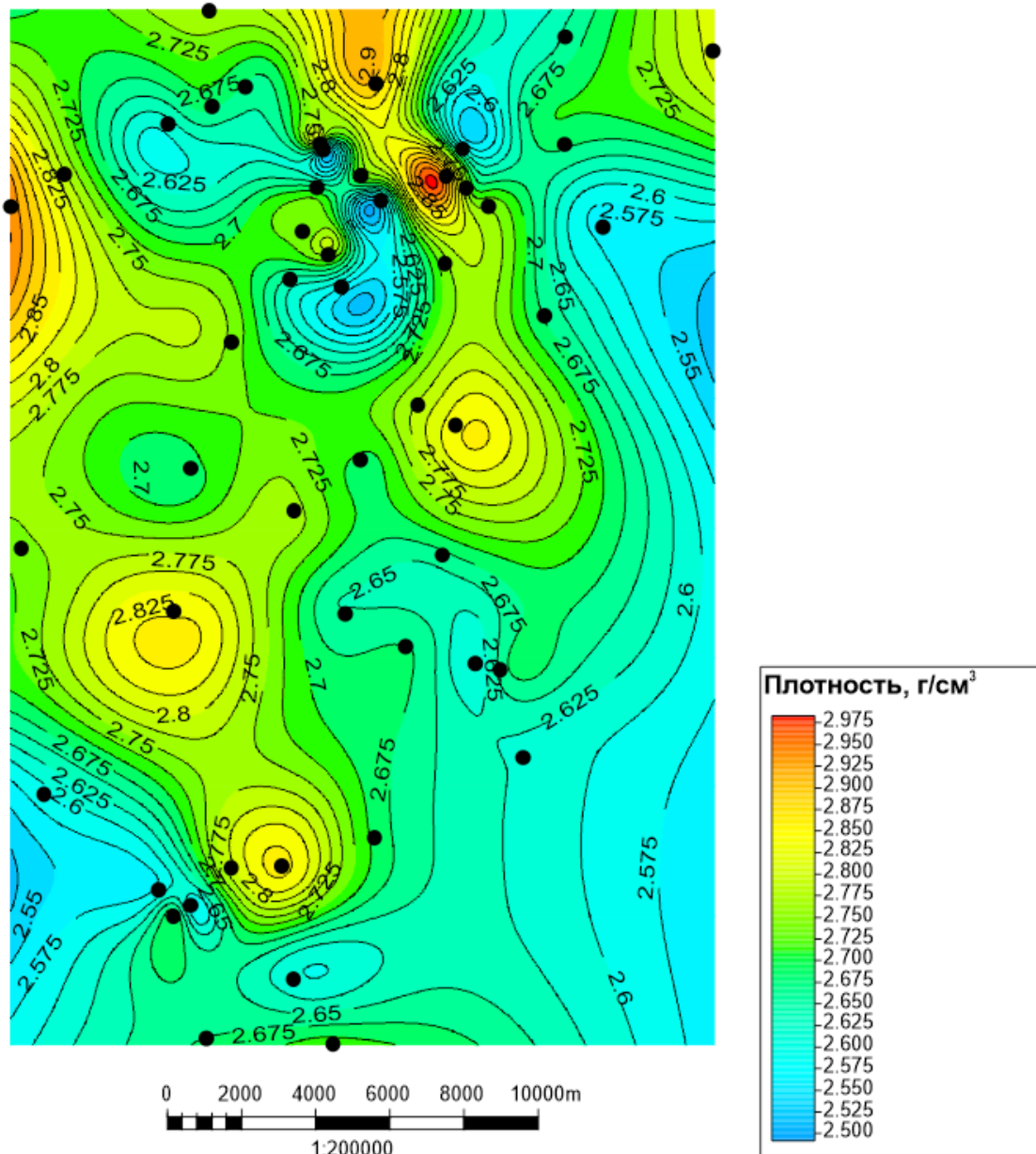


Рис. 4. Карта распределения плотности скелета
 Fig. 4. Matrix density distribution map

Заключение и выводы

Анализ лабораторных исследований керн показал, что построение графиков зависимости по каждой отдельной скважине позволяет оценить степень неопределённости в конкретной выборке данных и сформировать представление о неоднородности распределения свойств по площади. Благодаря отдельным уравнениям:

- получены достоверные значения параметров плотности скелета в каждой отдельной скважине;
- оценена степень изменчивости петрофизических свойств;
- сформированы тренды распределения петрофизических и фильтрационно-ёмкостных свойств;

- выявлены области пониженных и повышенных значений плотности;
- сформированы причины возникновения предпосылок вариации плотности скелета.

Представленные исследования свидетельствуют об изменении значений плотности скелета, а вместе с тем и пористости по площади месторождения. Ранее, при комплексном анализе геолого-геофизических данных, эта проблема не возникала. В нынешних реалиях компьютерные мощности позволяют формировать максимально детальные геологические модели и учитывать даже незначительные изменения фильтрационно-ёмкостных свойств, влияющие на величину оценки предела коллектора по

значениям пористости. Исследования целесообразно продолжить и дополнить анализом по другим физическим свойствам пород, сопоставить полученные результаты и найти закономерности во взаимном

изменении петрофизических свойств пород. Тренды изменения свойств целесообразно учитывать при расчётах фильтрационно-ёмкостных свойств и создании геологических моделей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Романовский С.И. Динамические режимы осадконакопления. Циклогенез. – Л.: Недра, 1985. – 263 с.
2. Петрофизические методы исследования кернового материала (Терригенные отложения) / М.К. Иванов, Ю.К. Бурлин, Г.А. Калмыков, Е.Е. Карнюшина, Н.И. Коробова. – М.: Изд-во Моск. ун-та, 2008. – Кн. 1. – 112 с.
3. Петрофизические методы исследования кернового материала. Кн. 2: Лабораторные методы петрофизических исследований кернового материала / М.К. Иванов, Г.А. Калмыков, В.С. Белохин, Д.В. Корост, Р.А. Хамидуллин. – М.: Изд-во Моск. ун-та, 2008. – 113 с.
4. Тиаб Дж., Доналдсон Эря Ч. Петрофизика: теория и практика изучения свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – 868 с.
5. Density and magnetic susceptibility of major rock types within the Abitibi greenstone belt: a compilation with examples of its use in constraining inversion / E. Eshaghi, R. Vayavur, R.S. Smith, C. Mancuso, F. Della Justina, J. Ayer // *Exploration Geophysics*. – 2023. – Vol. 54. – Iss. 6. – P. 647–669.
6. Amigun J.O., Ako B.D. Rock density – a tool for mineral prospecting: a case study of Ajabanoko Iron Ore Deposit, Okene SW Nigeria // *Pacific Journal of Science and Technology*. – 2009. – Vol. 10. – Iss. 2. – P. 733–741.
7. Zappone A., Kissling E. SAPHYR: Swiss Atlas of Physical Properties of Rocks: the continental crust in a database // *Swiss J Geosci*. – 2021. – Vol. 114. – Iss. 13. DOI: <https://doi.org/10.1186/s00015-021-00389-3>
8. Petrophysics and mineral exploration: a workflow for data analysis and a new interpretation framework / M. Dentith, R.J. Enkin, W. Morris, C. Adams, B. Bourne // *Geophysical Prospecting*. – 2020. – Vol. 68. – P. 178–199. DOI: <https://doi.org/10.1111/1365-2478.12882>
9. Pears G., Fullagar P., Andrews P. 3D Gravity modelling and interpretation for the 1:250,000 Boulia map sheet, Queensland // *ASEG Extended Abstracts*. – 2001. – Vol. 1. – P. 1–4. DOI: <https://doi.org/10.1071/ASEG2001ab106>
10. Petrophysical properties (density and magnetization) of rocks from the suhbaatar-Ulaanbaatar-dalandzadgad geophysical profile in Mongolia and their implications / T. Yang, J. Gao, Z. Gu, B. Dagva, T. Tserenpil // *The Scientific World Journal*. – 2013. – P. 1–12. DOI: <https://doi.org/10.1155/2013/791918>
11. Chandler V.W., Lively R.S. Density, magnetic susceptibility, and natural remanent magnetization of rocks in Minnesota: an mgs rock properties database // *Minnesota Geological Survey*. Retrieved from the University of Minnesota digital conservancy. – 2011. DOI: <https://hdl.handle.net/11299/175580>
12. Henkel H. Studies of density and magnetic properties of rocks from Northern Sweden // *Pure and Applied Geophysics*. – 2011. – Vol. 114. – P. 235–249.
13. Petrophysical constraints on gravity/magnetic interpretation in Israel / M. Rybakov, V. Goldshmidt, Y. Rotshtein, L. Fleischer // *Leading Edge*. – 1999. – Vol. 18. – P. 269–272.
14. Distribution of petrophysical properties for sandy-clayey reservoirs by fractal interpolation / M. Lozada-Zumaeta, R.D. Arizabalo, G. Ronquillo-Jarillo, E. Coconi-Morales, D. Rivera-Recillas, F. Castrejon-Vacio // *Nonlin. Processes Geophys.* – 2012. – Vol. 19 – P. 239–250. DOI: <https://doi.org/10.5194/npg-19-239-2012>
15. Hamd-Allah S.M., Abbas O.S., Dhaidan M.K. Distribution of petrophysical properties based on conceptual facies model, Mishrif Reservoir/South of Iraq // *Journal of Petroleum Research and Studies*. – 2022. – Vol. 12. – P. 51–70. DOI: <https://doi.org/10.52716/jprs.v12i3.556>
16. Alkersan H. Depositional environment and geological history of the Mishrif formation in the south of Iraq // *9th Arab petroleum Congress*. – 1975. – Vol. 121. – P. 1–18.
17. Quinto S., Torino P., Weltje G.J. How to integrate basin-scale information into reservoir models // *Annual EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE Europec*. – 2013. DOI: <https://doi.org/10.2118/164830-MS>
18. Mohammad A. Al-Khalifa, Payenberg Tobias H.D., Lang S.C. Overcoming the challenges of building 3D stochastic reservoir models using conceptual geological models – a case study // *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*. – 2007. DOI: <https://doi.org/10.2118/104496-MS>
19. Petrophysics analysis for determination of density porosity and neutron-density porosity on carbonate rock in East Java Basin / D. Juliantu, Fatkhan, E. Dinanto, A.S. Murtani // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2023. DOI: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1031/1/012023>
20. Ardebili P.N., Jozanikohan G., Moradzadeh A. Estimation of porosity and volume of shale using artificial intelligence, case study of Kashafud Gas Reservoir, NE Iran // *J Petrol Explor Prod Technol*. – 2023. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13202-023-01729-9>

Информация об авторах

Михаил Олегович Коровин, кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. korovinmo@hw.tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-3270-2408>

Анна Олеговна Алеева, кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; научный сотрудник отдела геологического сопровождения бурения и ЗБС АО «ТомскНИПИнефть», Россия, 634027, г. Томск, пр. Мира, 72. rastorguewa90@tpu.ru

Поступила в редакцию: 18.01.2024

Поступила после рецензирования: 11.03.2024

Принята к публикации: 22.03.2024

REFERENCES

1. Romanovskiy S.I. *Dynamic sedimentation regimes. Cyclogenesis*. Leningrad, Nedra Publ., 1985. 263 p. (In Russ.)
2. Ivanov M.K., Burlin Y.K., Kalmikov G.A., Karniyshina E.E., Korobova N.I. *Petrophysical methods for studying core material (Terrigenous deposits)*. Moscow, Moscow University Publ., 2008. B. 1, 112 p. (In Russ.)
3. Ivanov M.K., Kalmikov G.A., Belokhin V.S., Korost D.V., Khamidullin R.A. *Petrophysical methods for studying core material. B. 2: Laboratory methods for petrophysical studies of core material*. Moscow, Moscow University Publ., 2008. 113 p. (In Russ.)
4. Tiab J., Donaldson E.C. *Petrophysics theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Kidlington, Gulf Professional Publ., 2009. 918 p.
5. Eshaghi E., Vayavur R., Smith R.S., Mancuso C., Della Justina F., Ayer J. Density and magnetic susceptibility of major rock types within the Abitibi greenstone belt: a compilation with examples of its use in constraining inversion. *Exploration Geophysics*, 2023, vol. 54, pp. 647–669.
6. Amigun J.O., Ako B.D. Rock density – a tool for mineral prospection: a case study of Ajabanoko Iron Ore Deposit, Okene SW Nigeria. *Pacific Journal of Science and Technology*, 2009, vol. 10, Iss. 2, pp. 733–741.
7. Zappone A., Kissling E. SAPHYR: Swiss Atlas of Physical Properties of Rocks: the continental crust in a database. *Swiss J Geosci*, 2021, vol. 114. DOI: <https://doi.org/10.1186/s00015-021-00389-3>
8. Dentith M., Enkin R.J., Morris W., Adams C., Bourne B. Petrophysics and mineral exploration: a workflow for data analysis and a new interpretation framework. *Geophysical Prospecting*, 2020, vol. 68, pp. 178–199. DOI: <https://doi.org/10.1111/1365-2478.12882>
9. Pears G., Fullagar P., Andrews P. 3D Gravity modelling and interpretation for the 1:250,000 Boulia map sheet, Queensland. *ASEG Extended Abstracts*, 2001, vol. 1, pp. 1–4. DOI: <https://doi.org/10.1071/ASEG2001ab106>
10. Yang T., Gao J., Gu Z., Dagva B., Tserenpil T. Petrophysical properties (density and magnetization) of rocks from the subbaatar-Ulaanbaatar-dalandzadgad geophysical profile in Mongolia and their implications. *The Scientific World Journal*, 2013, pp. 1–12. DOI: <https://doi.org/10.1155/2013/791918>
11. Chandler V.W., Lively R.S. Density, magnetic susceptibility, and natural remanent magnetization of rocks in Minnesota: an mgs rock properties database. *Minnesota Geological Survey*. Retrieved from the University of Minnesota digital conservancy, 2011. DOI: <https://hdl.handle.net/11299/175580>
12. Henkel H. Studies of density and magnetic properties of rocks from Northern Sweden. *Pure and Applied Geophysics*, 2011, vol. 114, pp. 235–249.
13. Rybakov M., Goldshmidt V., Rotshtein Y., Fleischer L. Petrophysical constraints on gravity/magnetic interpretation in Israel. *Leading Edge*, 1999, vol. 18, pp. 269–272.
14. Lozada-Zumaeta M., Arizabalo R.D., Ronquillo-Jarillo G., Coconi-Morales E., Rivera-Recillas D., Castrejon-Vacio F. Distribution of petrophysical properties for sandy-clayey reservoirs by fractal interpolation. *Nonlin. Processes Geophys*, 2012, vol. 19, pp. 239–250. DOI: <https://doi.org/10.5194/npg-19-239-2012>
15. Hamd-Allah S.M., Abbas O.S., Dhaidan M.K. Distribution of petrophysical properties based on conceptual facies model, Mishrif Reservoir/South of Iraq. *Journal of Petroleum Research and Studies*, 2022, vol. 12, pp. 51–70. DOI: <https://doi.org/10.52716/jprs.v12i3.556>
16. Alkersan H. Depositional environment and geological history of the Mishrif formation in the south of Iraq. *9th Arab petroleum Congress*, 1975, vol. 121, pp. 1–18.
17. Quinto S., Torino P., Weltje G.J. How to integrate basin-scale information into reservoir models. *Annual EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE Europec*, 2013. DOI: <https://doi.org/10.2118/164830-MS>
18. Mohammad A. Al-Khalifa, Payenberg Tobias H.D., Lang S.C. Overcoming the challenges of building 3d stochastic reservoir models using conceptual geological models – a case study. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*, 2007. DOI: <https://doi.org/10.2118/104496-MS>
19. Juliantu D., Fatkhan, Dinanto E., Murtani A.S. Petrophysics analysis for determination of density porosity and neutron-density porosity on carbonate rock in East Java Basin. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2023. DOI: [10.1088/1755-1315/1031/1/012023](https://doi.org/10.1088/1755-1315/1031/1/012023)
20. Ardebili P.N., Jozanikohan G., Moradzadeh A. Estimation of porosity and volume of shale using artificial intelligence, case study of Kashafud Gas Reservoir, NE Iran. *J Petrol Explor Prod Technol*, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13202-023-01729-9>

Information about the authors

Mikhail O. Korovin, Cand. Sc., Associate Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. korovinmo@hw.tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-3270-2408>

Anna O. Aleeva, Cand. Sc., Associate Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; TomskNIPIneft JSC, 72, Mira avenue, Tomsk, 634027, Russian Federation. rastorguewa90@tpu.ru

Received: 18.01.2024

Revised: 11.03.2024

Accepted: 22.03.2024