

Научная статья
УДК 622.692.24
<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.1.8>

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ В НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ

Абдул-Гапур Гусейнович Керимов¹,
Елизавета Гапуровна Керимова²,
Татьяна Александровна Гунькина³,
Левон Спартакович Мкртчян⁴,
Елена Сергеевна Ключа⁵

1. 2. 3. 4. 5 Северо-Кавказский федеральный университет (д. 1, ул. Пушкина, Ставрополь, 355017, Российская Федерация)
¹ akerimov@ncfu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-4880-787X>
² elizavetakerimova11@gmail.com; <https://orcid.org/0009-0006-9909-487X>
³ tgunkina@ncfu.ru; <https://orcid.org/0009-0003-0366-6342>
⁴ lmkrtchian@ncfu.ru; <https://orcid.org/0009-0000-9139-2588>
⁵ eskiupa@ncfu.ru; <https://orcid.org/0009-0009-0317-3920>
* Автор, ответственный за переписку

Аннотация.

Объектом исследования являются скважины, вскрывшие глинистые коллектора палеогенового возраста. При прогнозировании траектории трещины при гидроразрыве пласта (ГРП) необходимо учитывать процентное содержание минералов в породе, так как трещины при выполнении ГРП формируются на контактах между минеральными зёрнами. Данное заключение бесспорно, но получение полной информации о процентном содержании минералов в породе – дорогостоящая и не всегда выполнимая задача. Вместе с тем, на физико-механические характеристики глинистых пород не менее существенное влияние оказывает их пористость. Поэтому важно отметить, что надежное определение коэффициента пористости по вскрытому геологическому разрезу несомненно окажет первостепенное положительное влияние на достоверность моделирования ГРП. Исходя из этого, в скважинах, вскрывших глинистые коллектора, были проанализированы значения коэффициентов пористости, определенные различными методами, в том числе прямыми – анализ керна, шлама и косвенными – геофизическими методами. В ходе работы обнаружены совпадения коэффициента пористости по керну, шламу и электрическому каротажу. По итогам проведенного исследования можно сделать вывод, что коэффициент пористости, определенный по акустическому каротажу (АК), существенно превышает значения коэффициента пористости, определенного по керну, шламу и ин-

дукционному каротажу. Это связано как с влиянием глинистости на показания акустического каротажа, так и ввиду низкого качества материалов АК вследствие размыва ствола скважины. Следует отметить, что выполненные расчеты коэффициентов пористости в надреперной части – в баталпашинской свите по керну и индукционному каротажу совпадают практически полностью. Однако в подреперной части свиты показания незначительно расходятся. Коэффициент пористости, рассчитанный по $\rho_n^{ИК}$, максимум на 2% ниже коэффициента пористости, определенного по керну, что вполне допустимо.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, коэффициент пористости, керн, шлам, индукционный каротаж, акустический каротаж

Для цитирования: Керимов А-Г. Г., Керимова Е. Г., Гунькина Е. Г., Мкртчян Л. С., Ключа Е. С. Результаты определения коэффициента пористости в нефтенасыщенных глинистых породах // Наука. Инновации. Технологии. 2024. № 1. С. 157–171. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.1.8>

Конфликт интересов: один из авторов статьи — доктор технических наук, доцент Керимов Абдул-Гапур Гусейнович является членом редакционной коллегии журнала «Наука. Инновации. Технологии». Авторам неизвестно о каком-либо другом потенциальном конфликте интересов, связанном с этой рукописью..

Статья поступила в редакцию 31.08.2023;
одобрена после рецензирования 01.11.2023;
принята к публикации 01.02.2024.

2.8.4. Development and Operation of Oil and Gas Fields (Technical Sciences) Research article

Results of Determining the Porosity Coefficient in Oil-Saturated Clay Rocks

Abdul-Gapur G. Kerimov¹,
Elizaveta G. Kerimova²,
Tatiana A. Gunkina³,
Levon S. Mkrтчian⁴,
Elena S. Kliupa⁵

^{1, 2, 3, 4, 5} North-Caucasus Federal University (1, Pushkin St., 355017, Stavropol, Russian Federation)

¹ akerimov@ncfu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-4880-787X>

² elizavetakerimova11@gmail.com; <https://orcid.org/0009-0006-9909-487X>

³ tgunkina@ncfu.ru; <https://orcid.org/0009-0003-0366-6342>

⁴ lmkrтчian@ncfu.ru; <https://orcid.org/0009-0000-9139-2588>

⁵ eskliupa@ncfu.ru; <https://orcid.org/0009-0009-0317-3920>

* Corresponding author

Abstract.

The article studies the wells that opened clayey reservoirs of Paleogene age. When predicting the trajectory of a crack during hydraulic fracturing (HF), it is necessary to take into account the percentage of minerals in the rock, since cracks during hydraulic fracturing are formed at the contacts between mineral grains. This conclusion is indisputable, but obtaining complete information about the percentage of minerals in a rock is an expensive and not always feasible task. At the same time, the physical and mechanical characteristics of clayey rocks are no less significantly influenced by their porosity. Therefore, it is important to note that a reliable determination of the porosity coefficient from the exposed geological section will undoubtedly have a primary positive impact on the reliability of hydraulic fracturing modeling. Based on this, in wells that opened clayey reservoirs, the values of porosity coefficients determined by various methods were analyzed, including the direct one – analysis of core, cuttings and the indirect one – geophysical methods. During the work, a coincidence of the porosity coefficient in the core, cuttings and electrical logging was discovered. Based on the results of the study, it can be concluded that the porosity coefficient determined from acoustic logging (AL) significantly exceeds the values of the porosity coefficient determined from core, cuttings and induction logging. This is due both to the influence of clay content on the acoustic logging readings, and due to the low quality of AC materials induced by erosion of the wellbore. It should be noted that the calculations of porosity coefficients in the above-reference part – in the Batalpashinsky formation based on core and induction logging – coincide almost completely. However, in the sub-reference part of the formation the readings differ slightly. The porosity coefficient calculated is a maximum of 2% lower than the porosity coefficient determined from the core, which is quite acceptable.

Keywords:

hydraulic fracturing, porosity coefficient, core, cuttings, induction logging, acoustic logging

For citation:

Kerimov A-GG, Kerimova EG, Gunkina TA, Mkrтчian LS, Kliupa ES. Results of determining the porosity coefficient in oil-saturated clay rocks. Science. Innovations. Technologies. 2024;(1):157–171. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.1.8>

Conflict of interest:

one of the authors of article — Abdul-Gapur G. Kerimov, Dr. Sci. (Tech.), Associate Professor, is a member of editorial board of journal “Science. Innovations. Technologies”. The authors are not aware of any other potential conflict of interest relating to this manuscript.

The article was submitted 31.08.2023;
approved after reviewing 01.11.2023;
accepted for publication 01.02.2024.

Введение

При прогнозировании траектории трещины при гидроразрыве пласта (ГРП) следует учитывать процентное содержание минералов в породе, так как трещины при выполнении ГРП формируются на контактах между минеральными зёрнами [1, 2, 3, 4]. Данное заключение бесспорно, но получение полной информации о процентном содержании минералов в породе – дорогостоящая и не всегда выполнимая задача [5, 6, 7, 8]. При этом следует учитывать, что на физико-механические характеристики глинистых пород не менее существенное влияние оказывает их *пористость* [9]. Поэтому важно отметить, что надёжное определение коэффициента пористости по вскрытому геологическому разрезу несомненно окажет первостепенное положительное влияние на достоверность моделирования ГРП [10, 11, 12, 13].

Материалы и методы исследований

Технико-технологические решения проблемы надёжного определения коэффициента пористости пород, представленных глинистыми трещиноватыми коллекторами, выглядит следующим образом. В скважинах изучаемого месторождения наиболее полно освещены керном отложения баталпашинской свиты, их толщина и ёмкость относительно хорошо выдержаны по площади. Сопоставление коэффициентов пористости выполнялось по керну, шламу и данным промысловой геофизики в над- и подреберной частях свиты с целью обоснованного выбора метода и методики определения коэффициента пористости косвенным геофизическим методом.

В качестве примера описания керна выбрана одна из скважин, в которой отложения баталпашинской свиты залегают в интервале глубин 2080–2150 м. Репер находится в интервале 2129–2130 м и отчетливо отбивается по кривой стандартного подошвенного градиент – зонда (рис. 1).

В надреберной части свиты в интервале 2080–2129 м отмечаются сверху вниз: глины серые и темно серые с прослоями алевролитов, тонко горизонтально-слоистые, местами глины косослоистые, перемятые, ниже кровли встречается песчаник толщиной 1,4 м, ниже 5,6 м – темно серые глины, горизонтально-слоистые.

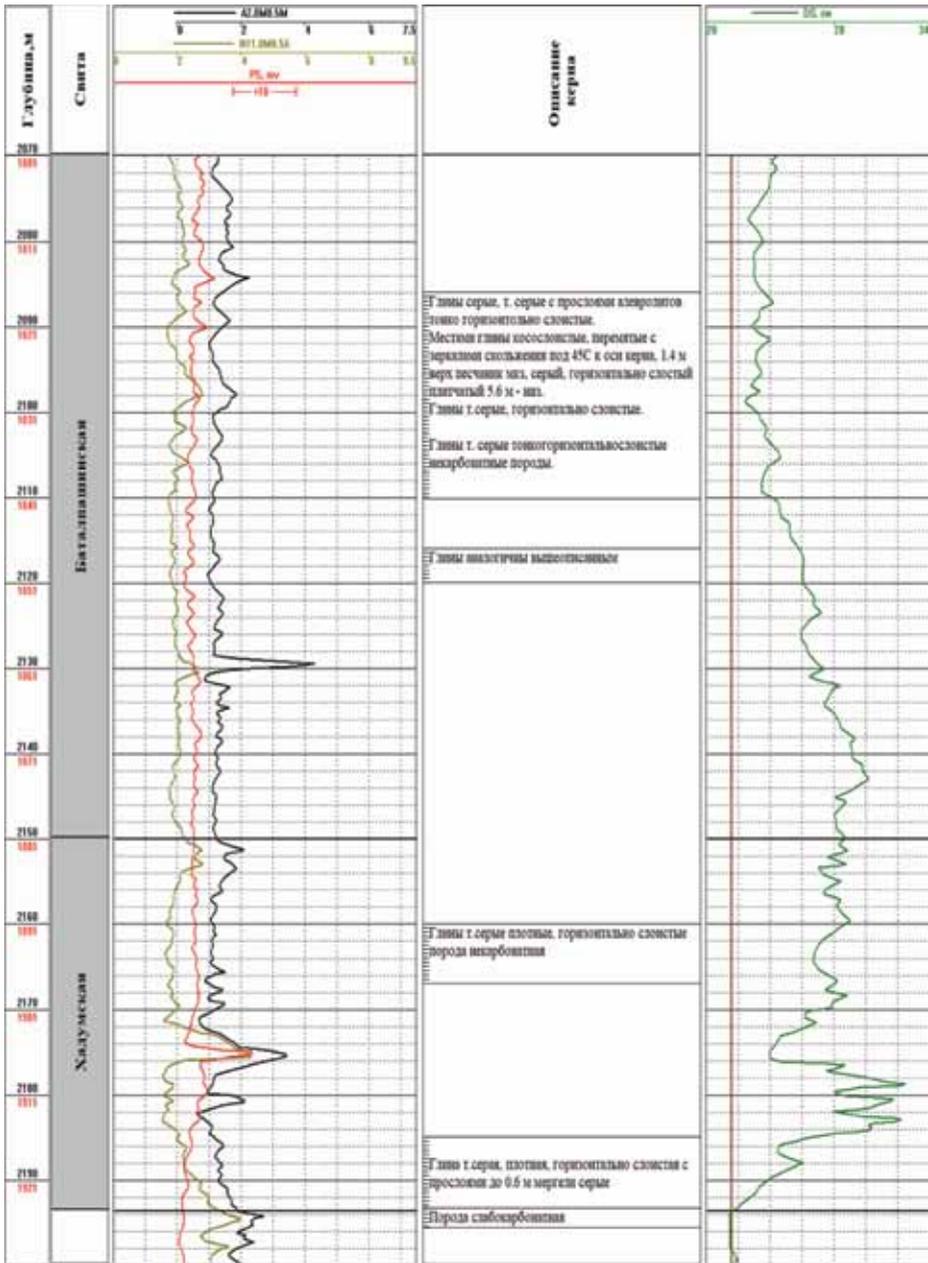


Рис. 1.

Сводный планшет каротажных диаграмм.

Fig. 1. Consolidated plot of well logs.

Остальная часть до репера представлена темно-серыми тонко горизонтально-слоистыми некарбонатными породами с чередованием глинистых пород.

Подреперная часть свиты главным образом представлена глиной, аналогичной вышеописанной.

Результаты исследований и их обсуждение

Расхождение коэффициентов пористости, определенных прямым способом по керну и рассчитанных по данным геофизики с использованием зависимости Б. Л. Александрова (расчет выполнялся по данным электрического каротажа по кривой удельного электрического сопротивления ρ_n), составляет менее 1%. Среднее значение коэффициента пористости составляет 12,5% [14]. Полученная высокая сходимости результатов свидетельствует о высокой достоверности определения коэффициента пористости по электрическому каротажу (в частности по индукционному каротажу), результатам лабораторных исследований керна и шлама в изучаемых отложениях (рис. 2).

Распределение пористости, определенной по результатам анализов керна и электрического каротажа, для отложений палеогенового возраста на изучаемой площади в над- и подреперной частях баталпашинской свиты подтвердили выявленную выше закономерность совпадения коэффициента пористости по керну и электрическому каротажу (рис. 3).

Причем в надреперной части баталпашинской свиты значения коэффициентов пористости, определенным по керну и индукционному каротажу, совпадают практически полностью.

Однако в подреперной части свиты показания незначительно расходятся. Коэффициент пористости, рассчитанный по $\rho_n^{ИК}$, максимум на 2% ниже коэффициента пористости, определенного по керну.

В некоторых скважинах исследуемой площади в надреперной и подреперной частях баталпашинской свиты выполнялись сопоставления коэффициентов пористости, определенных по керну, индукционному и акустическому каротажам (рис. 4).

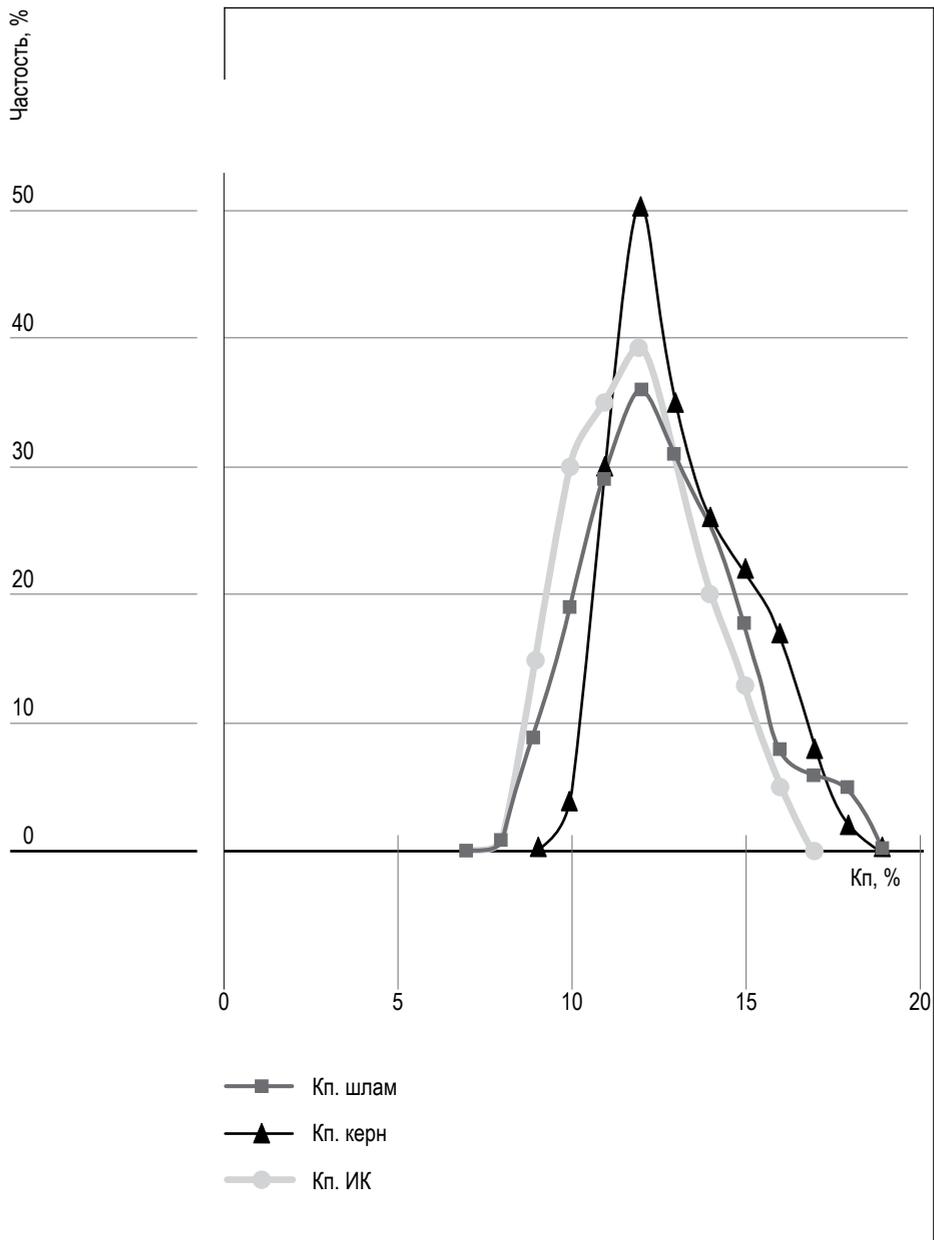


Рис. 2.

Сопоставление коэффициентов пористости по керну, шламу и электрическому каротажу в палеогеновых отложениях:
 $K_{п. \text{ керн}} = 12,1\%$. $n = 381$ определений; $K_{п. \text{ рп}} = 13,2\%$. $n = 69$ пластов; $K_{п. \text{ шлам}} = 13,0\%$. $n = 114$ определений.

Fig. 2. Comparison of porosity coefficients from core, cuttings and electric logging in Paleogene deposits: $K_{п. \text{ core}} = 12.1\%$. $n = 381$ determinations; $K_{п. \text{ pp}} = 13.2\%$. $n = 69$ layers; $K_{п. \text{ sludge}} = 13.0\%$. $n = 114$ definitions

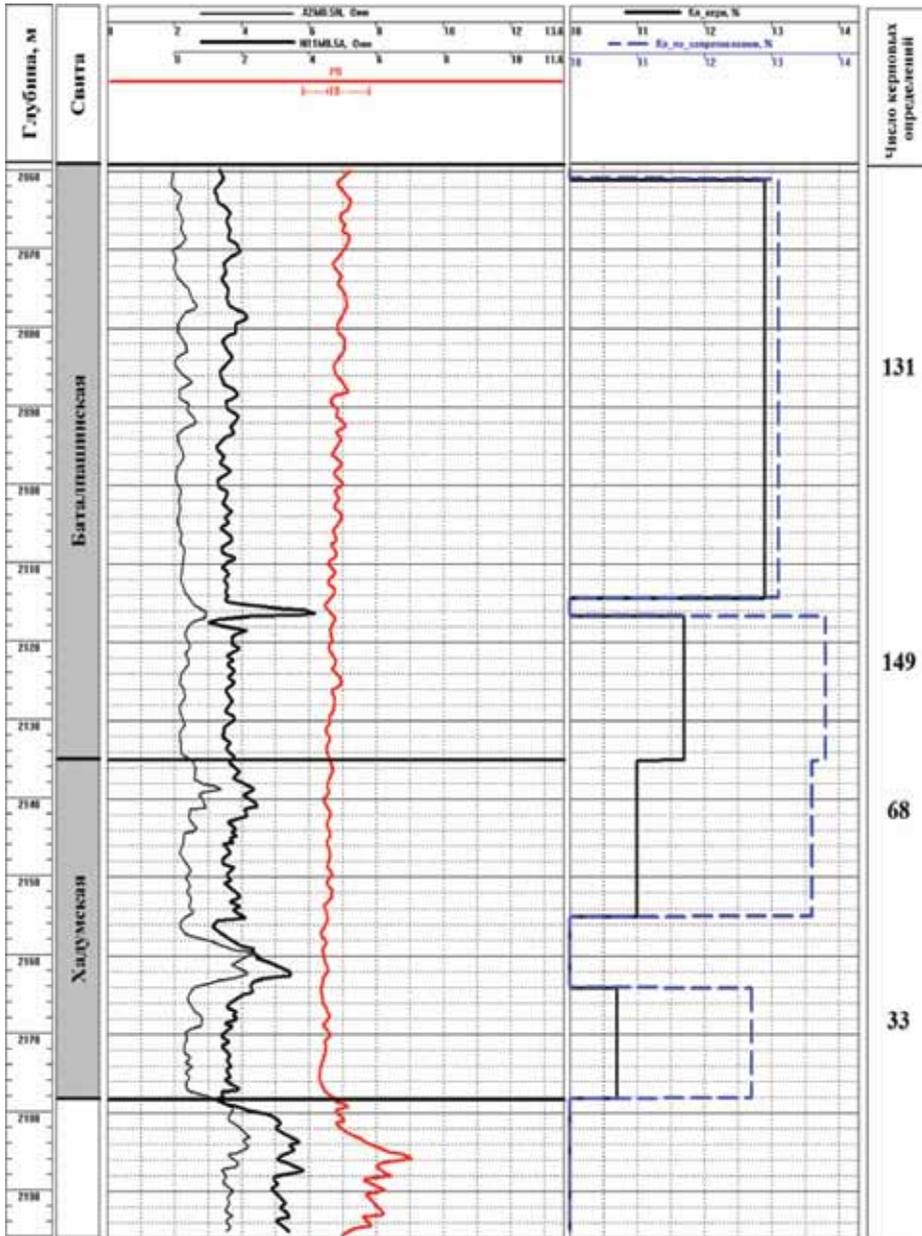


Рис. 3.

Распределение коэффициентов пористости, определенных по керну и электрическому каротажу для отложений палеогенового возраста.

Fig. 3. Distribution of porosity coefficients determined from core and electrical logging for Paleogene deposits.

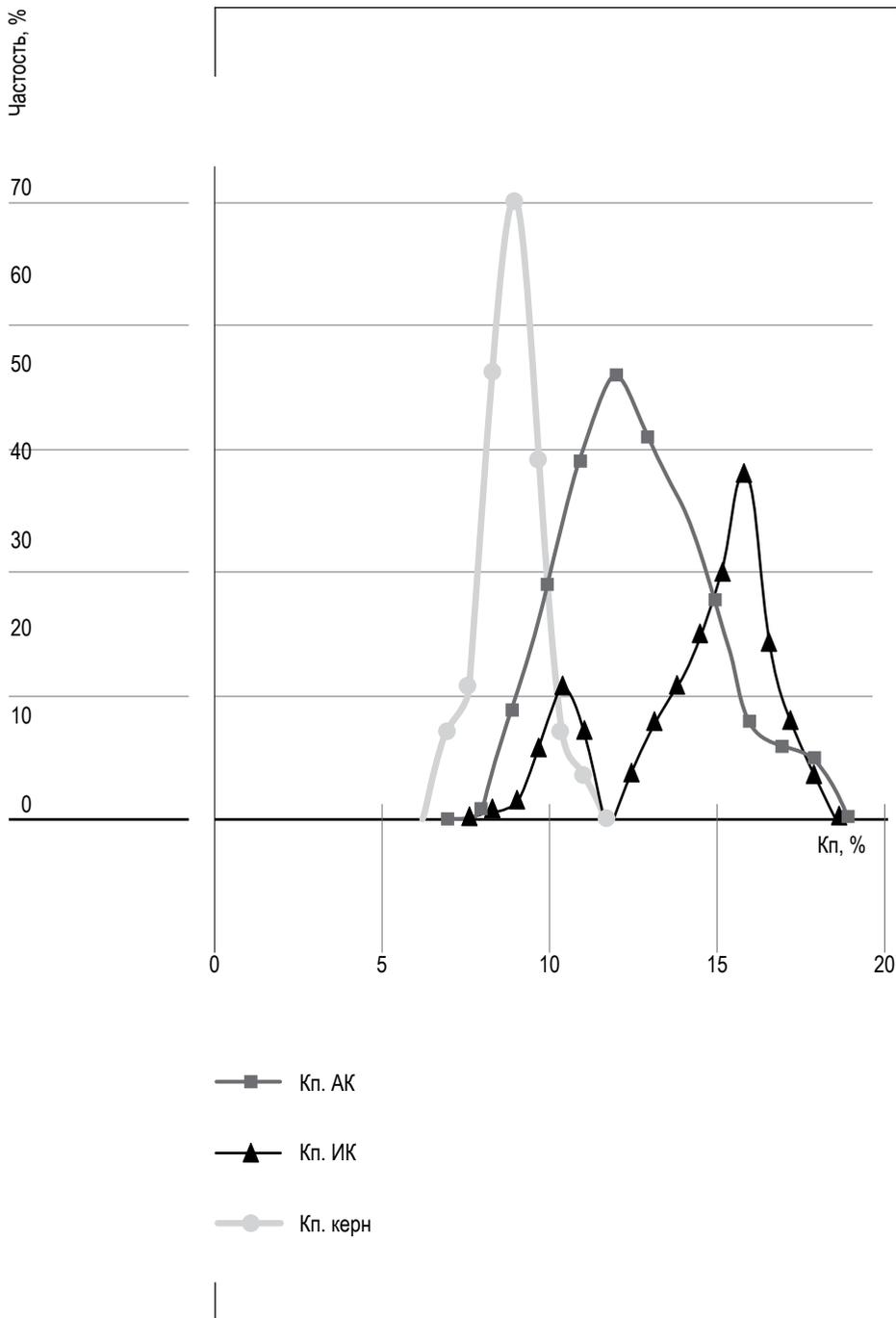


Рис. 4.

Результаты сопоставления коэффициентов пористости по керну, индукционному и акустическому каротажам.

Fig. 4. Results of comparison of porosity coefficients for core, induction and acoustic logging.

В правой части рисунка 1 представлена кавернограмма, фиксирующая увеличение диаметра скважины относительно номинального, что несомненно будет оказывать влияние на качество первичного материала акустического каротажа [15, 16].

В результате сопоставления отмечается, что коэффициент пористости, определенный по АК, существенно превышает значения коэффициента пористости, определенного по керну и индукционному каротажу. Это по-видимому связано с влиянием глинистости на показания АК, а также по причине низкого качества АК из-за размыва ствола скважины и вследствие этого – сильного затухания акустической волны (см. рис. 2).

Заключение

На фактическом материале показана высокая сходимость результатов определения коэффициента пористости по электрическому каротажу, керну и шламу в изучаемых отложениях палеогенового возраста. Коэффициент пористости, определенный по АК, существенно превышает значения коэффициента пористости, определенного по керну, шламу и индукционному каротажу. Это связано как с влиянием глинистости на показания АК, так и ввиду низкого качества материалов АК вследствие размыва ствола скважины и в связи с этим – сильного затухания акустической волны.

Список источников

1. Басарыгин Ю.М., Макаренко П.П., Мавромати В.Д. Ремонт газовых скважин. М.: Недра, 1998. 271 с.
2. Басниев К.С., Николаевский В.Н., Горбунов А.Т., Зотов Г.Л. Механика насыщенных пористых сред. М.: Недра, 1976. 335 с.
3. Зейгман Ю. В. Эксплуатация систем поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений: учебник. Уфа: УГНТУ, 2007. 232 с.
4. Зинченко И. А., Кирсанов С. А., Маршаев О.А. и др. Применение гидроразрыва пласта для интенсификации притока на газоконденсатных скважинах Ямбургского месторождения и перспективы применения метода в процессе дальнейшего освоения залежей. М.: ИРЦ Газпром, 2007. 120 с.

5. Гриценко А. И., Алиев З. С., Ермилов О. М., Ремизов В. В., Зотов Г. А. Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995. 523 с.
6. Дудаев С. А., Дудаев Р. С. Хадумиты Предкавказья: новое в геолого-геофизическом изучении, вторичном вскрытии и освоении. М.: Геоинформмарк, 2015. 204 с.
7. Tan X, Konietzky H, Chen W. Numerical simulation of heterogeneous rock using discrete element model based on digital image processing. *Rock Mechanics and Rock Engineering*. 2016. Vol. 49, No. 12. P. 4957–4964, <https://doi.org/10.1007/s00603-016-1030-0>.
8. Sova V, Kerimov A-G. Large undiscovered oil resources are predicted south of Russia. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0611-3> Published on line: 12 January 2019, Volume 9, Issue 3, p. 1659–1676.
9. Желтов Ю. П. и др. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений: учебное пособие для вузов. М.: Недра, 1985. 296 с.
10. Шелепов В. В. Состояние сырьевой базы России. Повышение нефтеотдачи пластов: М., 2003. 240 с.
11. Щуров В. И. Техника и технология добычи нефти: учебник. М.: Альянс ТИД, 2009. 510 с.
12. Roodhart LP. Frac-and-Pack Stimulation: Application, Design, and Field Experience. *Journ. Petr. Technol.* 1994, March. P. 230–238.
13. Strubhar MK. Multiple, Vertical Fractures From an Inclined Wellbore – A Field Experiment. *Journ. Petr. Technol.* 1975, May. P. 641–647.
14. Александров Б. Л. Аномально-высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах. М.: Недра, 1987. 216 с.
15. Богданович Н. Н. Определение эффективной пористости методом адсорбции (на примере сложных глинистых коллекторов нижнемайкопских отложений Восточного Предкавказья) // *Породы-коллекторы и миграция нефти*. М.: ИГИРГИ, 1988. С. 89–93.
16. Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. М.: Недра, 1986. С. 193.

References

1. Basarygin YuM, Makarenko PP, Mavromati VD. Repair of gas wells. Moscow: Nedra; 1998. 271 p. (In Russ.).
2. Basniev KS, Nikolaevsky VN, Gorbunov AT, Zotov GL. Mechanics of saturated porous media. Moscow: Nedra; 1976. 335 p. (In Russ.).
3. Zeigman YuV Operation of systems for maintaining reservoir pressure during the development of oil fields: textbook. Ufa: USNTU; 2007. 232 p. (In Russ.).
4. Zinchenko IA, Kirsanov SA, Marshaev OA et al The use of hydraulic fracturing for inflow stimulation at gas condensate wells of the Yamburg field and the prospects for using the method in the process of further development of deposits. Moscow: IRC Gazprom; 2007. 120 p. (In Russ.).
5. Gritsenko AI, Aliev ZS, Ermilov OM, Remizov VV, Zotov GA. Well Study Guide. Moscow: Nauka; 1995. 523 p. (In Russ.).
6. Dudayev SA, Dudayev RS Hadumites of Ciscaucasia: new in geological and geophysical study, secondary discovery and development. Moscow: Publishing house. Geoinformmark; 2015. 204 p. (In Russ.).
7. Tan X, Konietzky H, Chen W. Numerical simulation of heterogeneous rock using discrete element model based on digital image processing. Rock Mechanics and Rock Engineering. 2016;(12):4957–4964. <https://doi.org/10.1007/s00603-016-1030-0>.
8. Sova V, Kerimov A-G. Large undiscovered oil resources are predicted south of Russia. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2019;(3):1659–1676. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0611-3>
9. Zheltov YuP. et al Collection of problems for the development of oil fields: Educational manual for universities. Moscow: Nedra; 1985. 296 p. (In Russ.).
10. Shelepov VV State of the raw material base of Russia. Enhanced oil recovery: Moscow; 2003. 240 p. (In Russ.).
11. Shchurov VI. Equipment and technology of oil production: textbook. Moscow: Alliance TID; 2009. 510 p. (In Russ.).
12. Roodhart LP. Frac-and-Pack Stimulation: Application, Design, and Field Experience. Journ. Petr. Technol. 1994;230–238.
13. Strubhar MK. Multiple, Vertical Fractures From an Inclined Wellbore – A Field Experiment. Journ. Petr. Technol. 1975;641-647.

14. Alexandrov BL. Abnormally high reservoir pressures in oil and gas basins. Moscow: Nedra; 1987. 216 p. (In Russ.).
15. Bogdanovich NN. Determination of effective porosity by the adsorption method (using the example of complex clayey reservoirs of the Lower Maikop deposits of the Eastern Ciscaucasia). Porody-kollektory i migraciya nefti = Reservoir Rocks and Oil Migration. Moscow: IGIRGI; 1988;89–93. (In Russ.).
16. Golf-Rakht TD. Fundamentals of oilfield geology and development of fractured reservoirs. M.: Nedra; 1986. P. 193. (In Russ.).

Информация об авторах

Керимов Абдул-Гапур Гусейнович – доктор технических наук, доцент, заведующий кафедрой нефтегазовой геофизики, Северо-Кавказский федеральный университет, Scopus ID: 56872657000.

Керимова Елизавета Гапуровна – ассистент кафедры нефтегазовой геофизики, Северо-Кавказский федеральный университет, Scopus ID: 57220025188.

Гунькина Татьяна Александровна – кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Северо-Кавказский федеральный университет университета, Scopus ID: 57474914000.

Мкртчян Левон Спартакович – кандидат физико-математических наук, доцент кафедры нефтегазовой геофизики, Северо-Кавказский федеральный университет, Scopus ID: 58074802800.

Клюпа Елена Сергеевна – старший преподаватель кафедры нефтегазовой геофизики, Северо-Кавказский федеральный университет.