

Повышение точности измерений коэффициента абсолютной газопроницаемости методом стационарной фильтрации

Илья Петрович Аронов^{1✉}, Петр Михайлович Аронов², Егор Павлович Собина³

^{1, 2, 3} Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д. И. Менделеева», Екатеринбург, Россия

¹AronovIP@uniim.ru ✉, <https://orcid.org/0000-0001-8617-7445>

²AronovPM@uniim.ru, <https://orcid.org/0000-0003-0601-0704>

³251@uniim.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8489-2437>

Аннотация. Рассмотрено метрологическое обеспечение измерений коэффициента абсолютной газопроницаемости горных пород. Показано, что в ряде случаев невозможно определить абсолютный коэффициент газопроницаемости с требуемой точностью. Разработан алгоритм обработки результатов измерений коэффициента абсолютной газопроницаемости горных пород методом стационарной фильтрации. Алгоритм основан на объединении уравнений, описывающих закон Дарси и эффект Клинкенберга, применение алгоритма позволяет повысить точность измерений указанного коэффициента абсолютной газопроницаемости. Представлены результаты экспериментальных и модельных (теоретических) исследований. Методом Монте-Карло теоретически доказано, что использование предложенного алгоритма обработки первичных данных обеспечивает уменьшение неопределённости измерений коэффициента абсолютной газопроницаемости в 1,5 раза по сравнению с существующим алгоритмом. Теоретические данные согласуются с экспериментальными результатами измерений коэффициента абсолютной газопроницаемости 50 корундовых образцов. Полученные результаты будут полезны специалистам нефтедобывающей и газодобывающей промышленности, геологам при научных и прикладных исследованиях.

Ключевые слова: газопроницаемость, закон Дарси, эффект Клинкенберга, коэффициент абсолютной газопроницаемости, обработка данных, метод Монте-Карло

Для цитирования: Аронов И. П., Аронов П. М., Собина Е. П. Повышение точности измерений коэффициента абсолютной газопроницаемости методом стационарной фильтрации // Измерительная техника. 2022. № 6. С. 67–72. <https://doi.org/10.32446/0368-1025it.2022-6-67-72>

Increasing the accuracy of measurements of the coefficient of absolute gas permeability by the steady-state method

Ilya P. Aronov^{1✉}, Peter M. Aronov², Egor P. Sobina³

^{1, 2, 3} UNIIM – Affiliated branch of the D. I. Mendeleyev Institute for Metrology, Yekaterinburg, Russia

¹AronovIP@uniim.ru ✉, <https://orcid.org/0000-0001-8617-7445>

²AronovPM@uniim.ru, <https://orcid.org/0000-0003-0601-0704>

³251@uniim.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8489-2437>

Abstract. The metrological support of measurements of the absolute gas permeability coefficient of rocks is considered. It is shown that in some cases it is impossible to determine the absolute gas permeability coefficient with the required accuracy. An algorithm has been developed for processing the measurement results of the absolute gas permeability coefficient of rocks by the steady-state method. The algorithm is based on the combination of equations describing Darcy's law and the Klinkenberg's effect, its application makes it possible to increase the accuracy of measurements of the specified absolute gas permeability coefficient. The results of experimental and model (theoretical) studies are presented. Using the Monte Carlo method, it is theoretically proved that the use of the proposed algorithm for processing primary data reduces the uncertainty of measurements of the absolute gas permeability coefficient by 1.5 times compared to the existing algorithm. The theoretical data are consistent with the experimental results of measurements of the absolute gas permeability coefficient of 50 corundum samples. The scope of application of the results obtained: oil and gas industry, geology, scientific research.

Keywords: gas permeability, Darcy's law, Klinkenberg effect, absolute gas permeability coefficient, data processing, Monte Carlo method

Введение. Проницаемость горной породы – свойство породы пропускать жидкости, газы и их смеси при градиенте давления [1] – очень важный параметр для нефтедобывающей

промышленности. По этому параметру оценивают запасы нефти и газа, продуктивность скважин, знание проницаемости необходимо для технологий разработки нефтяных и

газовых месторождений. Общей характеристикой физических свойств горных пород служит абсолютная проницаемость – проницаемость пористой среды, определённая при одной фазе этой среды, химически инертной по отношению к породе. При оценке абсолютной проницаемости часто применяют воздух или газ (как правило, гелий и азот). Абсолютная проницаемость, оценённая с помощью газа, называется коэффициентом абсолютной газопроницаемости и измеряется в квадратных метрах.

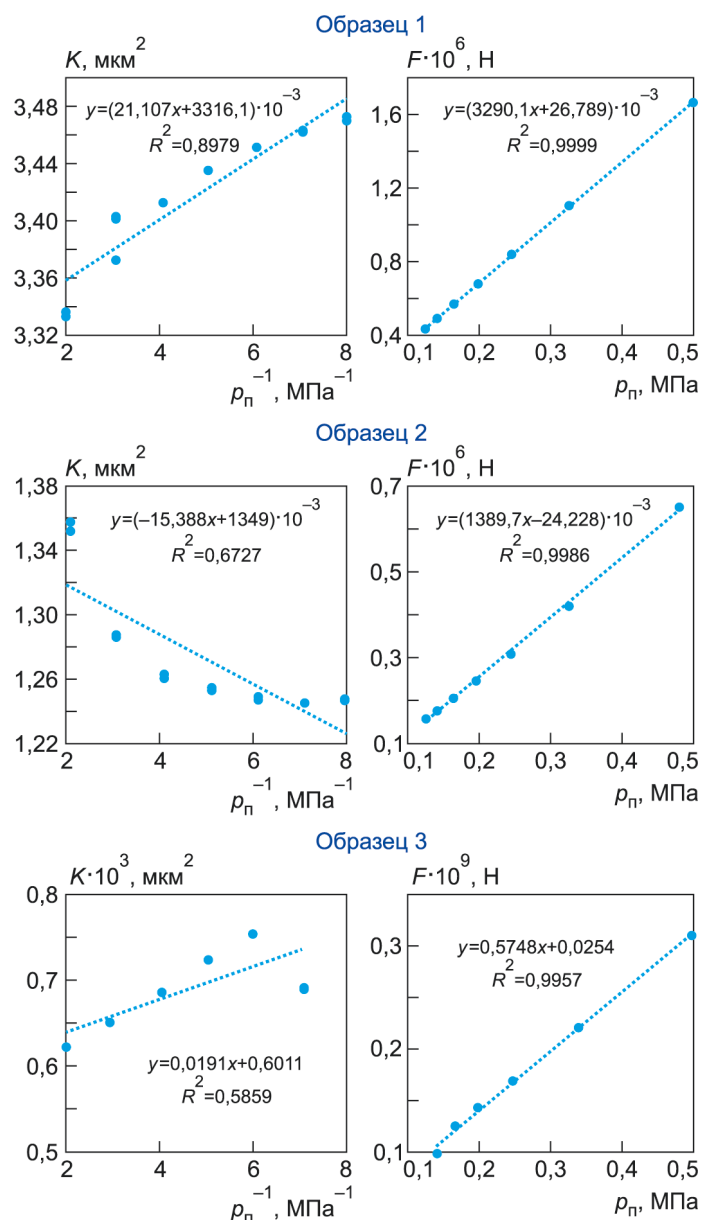


Рис. 1. Зависимости $K=k(p_n^{-1})$ и $F=f(p_n)$ для трёх корундовых образцов, полученные согласно ГОСТ 26540.2-85 и с помощью разработанного алгоритма соответственно

Fig. 1. The results of measurements of the absolute gas permeability coefficient obtained by the measurement method (GOST 26540.2-85) – $K=k(p_n^{-1})$; using a new algorithm – $F=f(p_n)$

Для метрологического обеспечения измерений коэффициента абсолютной газопроницаемости используются наборы стандартных образцов газопроницаемости горных пород ГСО 11546-2020/ГСО 11550-2020 [2], а также ГСО 11709-2021/ГСО 11712-2021, аттестованных с помощью Государственного первичного эталона единиц удельной адсорбции газов, удельной поверхности, удельного объёма пор, размера пор, открытой пористости и коэффициента газопроницаемости твёрдых веществ и материалов ГЭТ 210-2019 [3]. Методика измерений, применённая при установлении метрологических характеристик стандартных образцов (далее – методика измерений) основана на методе стационарной фильтрации, регламентированном ГОСТ 26450.2-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации». Суть метода стационарной фильтрации заключается в определении постоянной (стационарной) скорости фильтрации газа через образец горной породы в линейном направлении под действием разности давлений. Скорость обусловлена известным объёмом газа, прошедшим через образец за фиксированный отрезок времени при постоянной разности давлений. Методики измерений коэффициента газопроницаемости, аналогичные рекомендованной в ГОСТ 26450.2-85, приведены в ряде зарубежных нормативных документов [4–6].

В методике измерений ГОСТ 26450.2-85 процесс пропускания газов через образец подчиняется закону Дарси и описывается уравнением фильтрации

$$K = \frac{2Q\mu l}{S(p_{\text{вх}}^2 - p_{\text{вых}}^2)}, \quad (1)$$

где K – коэффициент газопроницаемости при заданном поровом давлении; Q – объёмный расход газа при давлении p ; μ – вязкость газа; l , S – длина и площадь поперечного сечения исследуемого образца; $p_{\text{вх}}$, $p_{\text{вых}}$ – давления газа на входе и выходе из исследуемого образца соответственно.

При измерении коэффициента газопроницаемости согласно методике измерений и [4–6] необходимо учитывать эффект проскальзывания газа – эффект Клинкенберга [7–10]. Этот эффект проявляется в зависимости коэффициента газопроницаемости от порового давления в образце

$$p_n = (p_{\text{вх}} + p_{\text{вых}})/2. \quad (2)$$

Газопроницаемость, измеренная при поровом давлении, приближающемся к пластовому давлению, является абсолютной и близка к проницаемости по жидкости, не реагирующей с породой. Абсолютная газопроницаемость (коэффициент абсолютной газопроницаемости $K_{\text{абс}}$) связана с газопроницаемостью, измеренной при заданном поровом давлении соотношением

$$K_{\text{абс}} = K/(1 + bp_n^{-1}), \quad (3)$$

где b – константа Клинкенберга, зависящая от типа породы и фильтруемого газа.

В соответствии с методикой измерений $K_{абс}$ и [4–6] с помощью датчиков давления, температуры, объёмного расхода и микрометра измеряют все входные величины из уравнения (1), а затем по этому уравнению рассчитывают коэффициенты газопроницаемости при нескольких значениях порового давления. Далее строят линейную регрессионную зависимость коэффициента газопроницаемости от обратного порового давления $K=k(p_n^{-1})$ и экстраполируют её в точку $p_n^{-1}=0$.

В большинстве случаев алгоритм вычисления коэффициента абсолютной газопроницаемости $K_{абс}$, применяемый в методике измерений, эффективен и позволяет определить его значение с требуемой точностью. Однако в практике измерений различных образцов горных пород иногда такое определение невозможно вследствие малого значения коэффициента корреляции R^2 зависимости коэффициента газопроницаемости от обратного порового давления (3).

Цель настоящей работы – разработать алгоритм обработки данных измерений коэффициента абсолютной газопроницаемости, основанный на объединении уравнений, описывающих закон Дарси (1) и эффект Клинкенберга (3), используемых в методике измерений ГОСТ 26450.2-85 и других стандартах.

Алгоритм обработки данных. Приводим уравнение (3), описывающее эффект Клинкенберга, к форме уравнения линейной регрессии:

$$K = \beta p_n^{-1} + K_{абс}, \quad (4)$$

где $\beta = K_{абс} b$.

Затем объединяем уравнения (1) и (4):

$$K = \frac{2Qp\mu l}{S(p_{вх}^2 - p_{вых}^2)} = \beta p_n^{-1} + K_{абс}. \quad (5)$$

Умножаем обе части уравнения (5) на выражение (2) и получаем

$$\frac{Qp\mu l}{S(p_{вх} - p_{вых})} = \beta + K_{абс} p_n. \quad (6)$$

Анализ выражения (6) показал, что оно имеет размерность силы [Н]:

$$\frac{[M]^3 \times [c]^{-1} \times [Па] \times [Па] \times [c] \times [M]}{[M]^2 \times [Па]} = [M]^2 \times [Па] + [M]^2 \times [Па] = [Н]. \quad (7)$$

На основании (7) правая часть выражения (6) соответствует силе F , являющейся линейной функцией порового давления:

$$F = \beta + K_{абс} p_n. \quad (8)$$

Таким образом, согласно предложенному алгоритму искомый параметр $K_{абс}$ является угловым коэффициентом

Таблица 1

Расчётные значения коэффициентов абсолютной газопроницаемости и корреляции

n	Метод	$K_{абс}$ мкм ²	R^2
1	ГОСТ 26540.2-85	3,316	0,8979
	Алгоритм	3,290	0,9999
2	ГОСТ 26540.2-85	1,349	0,6727
	Алгоритм	1,390	0,9986
3	ГОСТ 26540.2-85	$0,6011 \cdot 10^{-3}$	0,5859
	Алгоритм	$0,5748 \cdot 10^{-3}$	0,9957

уравнения регрессии (8), а не свободным членом уравнения регрессии (3).

Экспериментальные исследования. Для трёх корундовых образцов построены зависимости $K=k(p_n^{-1})$ и $F=f(p_n)$, полученные согласно ГОСТ 26540.2-85 и с помощью разработанного алгоритма соответственно (рис. 1), и определены значения $K_{абс}$, R^2 (табл. 1, где n – номер образца). Коэффициент корреляции R^2 всех трёх образцов больше при определении разработанным (предложенным) алгоритмом.

Полученные по методике измерений ГОСТ 26540.2-85 и предложенному алгоритму результаты измерений коэффициентов абсолютной газопроницаемости 50 образцов по гелию $K_{абс(He)}$ и азоту $K_{абс(N_2)}$ представлены в табл. 2, 3, где S_{He} , S_{N_2} – относительные средние квадратические отклонения (СКО) измерений коэффициентов абсолютной газопроницаемости по гелию и азоту соответственно, рассчитанные как стандартные ошибки коэффициентов уравнения регрессии (свободный член в ГОСТ 26450.2-85 и угловой коэффициент в алгоритме) с помощью программного обеспечения MS Excel; $K_{ср}$ – среднее арифметическое значение коэффициентов абсолютной газопроницаемости по гелию и азоту; Δ – относительное отклонение значения $K_{абс(He)}$ от значения $K_{абс(N_2)}$.

Модельный эксперимент. Помимо анализа результатов измерений реальных образцов для сравнения точности двух методов проведён модельный эксперимент. Для расчёта коэффициента абсолютной газопроницаемости использованы смоделированные результаты измерений входных величин (давлений газа на входе в образец $p_{вх}$, и на выходе из образца $p_{вых}$ и объёмного расхода газа Q), содержащие случайные погрешности измерений. При этом модельное «истинное» значение коэффициента абсолютной газопроницаемости задаётся в качестве параметра эксперимента и, следовательно, известно заранее. Таким образом, смоделированные результаты измерений объёмного расхода и давления газа на входе и выходе из образца обрабатываются двумя методами, полученные значения коэффициента абсолютной газопроницаемости сравниваются с модельным «истинным» и вычисляется среднеквадратическая погрешность каждого метода.

Таблица 2

Результаты измерений коэффициентов абсолютной газопроницаемости по He и N₂, обработанные по методике измерений ГОСТ 26540.2-85

<i>n</i>	$K_{абс(He)} \cdot 10^{-3},$ МКМ ²	<i>S</i> _{He} , %	<i>R</i> ²	$K_{абс(N_2)} \cdot 10^{-3},$ МКМ ²	<i>S</i> _{N₂} , %	<i>R</i> ²	$K_{ср} \cdot 10^{-3},$ МКМ ²	Δ , %
1	0,2350	6,2	0,7884	0,1391	1,4	0,9898	0,1870	40,8
2	0,3332	1,3	0,9415	0,2953	0,7	0,9079	0,3142	11,4
3	0,6011	3,2	0,5859	0,5088	0,3	0,9863	0,5549	15,4
4	0,7376	3,3	0,5792	0,6516	0,2	0,9932	0,6946	11,7
5	1,286	6,4	0,4603	1,025	0,2	0,9988	1,156	20,3
6	1,264	1,6	0,9778	1,151	0,3	0,9954	1,208	8,9
7	1,359	5,5	0,5593	1,132	0,3	0,9950	1,246	16,8
8	1,669	1,7	0,9986	1,520	0,2	0,9998	1,594	8,9
9	5,412	0,6	0,9985	5,142	0,1	0,9998	5,277	5,0
10	6,106	0,7	0,9984	5,861	0,1	0,9998	5,983	4,0
11	5,520	0,5	0,9979	6,604	0,4	0,9191	6,062	-19,6
12	6,957	0,3	0,9994	6,638	0,1	0,9995	6,798	4,6
13	7,019	0,6	0,9666	6,604	0,4	0,9191	6,811	5,9
14	8,769	1,1	0,8634	6,272	1,7	0,9480	7,521	28,5
15	7,849	0,2	0,9997	7,655	0,1	0,9996	7,752	2,5
16	10,17	0,3	0,9994	10,01	0,1	0,9994	10,09	1,6
17	11,26	0,8	0,9854	11,21	0,4	0,9647	11,23	0,4
18	13,76	1,4	0,9756	13,49	0,4	0,9814	13,62	1,9
19	17,32	0,3	0,9987	16,64	0,0	0,9998	16,98	3,9
20	17,45	0,4	0,9892	17,27	0,2	0,9392	17,36	1,0
21	24,87	0,5	0,9956	25,30	0,2	0,9945	25,08	-1,7
22	25,78	0,9	0,9878	25,55	0,3	0,9855	25,67	0,9
23	30,39	0,5	0,9973	30,72	0,2	0,9934	30,55	-1,1
24	42,80	0,4	0,9854	40,37	0,7	0,8550	41,59	5,7
25	42,62	0,3	0,9985	43,60	0,2	0,9886	43,11	-2,3
26	50,84	0,1	0,9993	52,02	0,0	0,9994	51,43	-2,3
27	59,64	0,1	0,9991	61,21	0,1	0,9978	60,43	-2,6
28	75,36	0,1	0,9989	75,55	0,1	0,9943	75,45	-0,3
29	94,86	0,3	0,9963	98,97	0,2	0,9837	96,91	-4,3
30	98,05	0,1	0,9995	100,89	0,1	0,9945	99,47	-2,9
31	102,7	0,3	0,9980	106,8	0,1	0,9944	104,8	-4,0
32	105,9	1,7	0,8458	107,7	0,0	0,9991	106,8	-1,7
33	142,2	0,2	0,9992	145,7	0,1	0,9969	143,9	-2,5
34	216,1	0,1	0,9992	219,8	0,1	0,9855	217,9	-1,7
35	260,4	0	0,9997	263,5	0,1	0,9975	261,9	-1,2
36	275,3	0,1	0,9998	255,8	0,7	0,9237	265,5	7,1
37	275,3	0,1	0,9994	280,0	0,1	0,9474	277,6	-1,7
38	382,8	0	0,9994	390,6	0,1	0,9643	386,7	-2,0
39	426,7	0	0,9997	436,4	0,1	0,9820	431,5	-2,3
40	444,1	0,1	0,9985	450,8	0,1	0,9199	447,4	-1,5
41	461,4	0,1	0,9992	477,2	0,1	0,9878	469,3	-3,4
42	606,3	0,1	0,9989	618,5	0,1	0,9613	612,4	-2,0
43	878,4	0,4	0,9758	822,6	0,9	0,7432	850,5	6,3
44	850,6	0,4	0,9816	861,1	0,3	0,9050	855,8	-1,2
45	977,1	0,1	0,9938	991,4	0,2	0,9175	984,2	-1,5
46	1231,0	0,6	0,6603	1349,0	1,0	0,6727	1290,0	-9,5
47	1542,0	0,3	0,9485	1483,0	0,5	0,5798	1513,0	3,8
48	2139,0	0,1	0,9881	2205,0	0,1	0,7155	2172,0	-3,1
49	3130,0	0	0,9975	3030,0	0,2	0,6842	3080,0	3,2
50	3408,0	0,1	0,9917	3307,0	0,2	0,0606	3357,0	3,0

Согласно уравнению (1) расход газа при заданном поровом давлении в образце определим как

$$Q = KS(p_{вх}^2 - p_{вых}^2) / (2\rho\mu l). \quad (9)$$

Учтём эффект Клинкенберга и подставим в выражение (9) вместо *K* уравнение (4):

$$Q = (\beta p_{п}^{-1} + K_{абс}) S (p_{вх}^2 - p_{вых}^2) / (2\rho\mu l). \quad (10)$$

Будем считать, что при измерении коэффициентов газопроницаемости величины β , $K_{абс}$, S , μ , l при разных поровых давлениях одного образца постоянны. Также постоянно давление p , при котором измеряется расход газа, так как на эталонной установке в составе ГЭТ 210-2019 используются тепловые расходомеры Bronkhorst, пересчитывающие массовый расход газа в объёмный при нормальных условиях (давление газа $p = 101,325$ кПа и температура $T = 273,15$ К). В таком случае объёмный расход газа Q зависит только от $p_{вх}$, $p_{вых}$. Для удобства эксперимента возьмём $S/(2\rho\mu l) = 1$, тогда уравнение (10) примет вид

$$Q = (\beta p_{п}^{-1} + K_{абс}) (p_{вх}^2 - p_{вых}^2), \quad (11)$$

где параметры β , $K_{абс}$ образца, через который фильтруется газ, задаются произвольно.

Подставим в уравнение (11) значения β , $K_{абс}$ и ряд из нескольких значений $p_{вх}$, $p_{вых}$ (данные реального эксперимента) и рассчитаем ряд значений объёмных расходов Q . Например, для $\beta = \beta_0$, $K_{абс} = K_{абс0}$, $p_{вх} = [p_{вх1}, \dots, p_{вх6}]$, $p_{вых} = [p_{вых1}, \dots, p_{вых6}]$ по уравнению (11) получим ряд объёмных расходов при разных поровых давлениях $Q = [Q_1, \dots, Q_6]$.

Далее сгенерируем ряды случайных величин, моделирующих погрешности измерений рядов $p_{вх}$, $p_{вых}$ и Q , в соответствии с типичными характеристиками погрешности измерений данных величин: $\xi_i = [\xi_{1i}, \dots, \xi_{6i}]$; $\zeta_i = [\zeta_{1i}, \dots, \zeta_{6i}]$; $\eta_i = [\eta_{1i}, \dots, \eta_{6i}]$, $i = 1, N$ где N – количество сгенерированных рядов случайных величин, моделирующих погрешности измерений рядов $p_{вх}$, $p_{вых}$ и Q . Тогда смоделированные результаты измерений примут вид $\tilde{p}_{вхi} = p_{вх} + \xi_i$; $\tilde{p}_{выхi} = p_{вых} + \zeta_i$; $\tilde{Q}_i = Q + \eta_i$.

По полученным модельным данным измерений N раз рассчитаем оценки коэффициента абсолютной газопроницаемости $\hat{K}_{абс}$ по ГОСТ 26450.2-85 (уравнения (1), (4)) и разработанному алгоритму (уравнения (6), (8)).

Данный модельный эксперимент реализован с помощью программного обеспечения Mathcad PTC. Параметры эксперимента:

$$N=1000000; \beta_0=13,0232; K_{абс}=20,37930;$$

$$p_{вх}=[5,90; 4,66; 3,75; 2,98; 2,32; 1,86];$$

$$p_{вых}=[3,98; 1,87; 1,23; 0,98; 0,98; 0,98].$$

Получившиеся гистограммы распределений $\hat{K}_{абс}$, рассчитанных по ГОСТ 26450.2-85 и по новому алгоритму представлены на рис. 2.

Обсуждение результатов экспериментов. Из анализа данных табл. 2, 3 можно сделать следующие выводы:

для всех 50 образцов коэффициент корреляции R^2 зависимости $F=f(p_n)$ (алгоритм) больше, чем зависимости $K=k(p_n^{-1})$ (ГОСТ 26450.2-85);

в 94 и 90 % случаях соответственно относительные СКО S_{He} и S_{N_2} при расчёте $K_{абс(He)}$ и $K_{абс(N_2)}$ по алгоритму меньше, чем при расчёте по ГОСТ 26450.2-85;

в 68 % случаев отклонение Δ меньше при расчёте по алгоритму, чем по ГОСТ 26450.2-85;

средние значения относительного СКО S_{He} при расчёте $K_{абс(He)}$ по алгоритму и ГОСТ 26450.2-85 составляют 0,54 и 0,89 % соответственно, т. е. применение алгоритма повышает точность определения $K_{абс(He)}$ в 1,66 раза;

средние значения относительного СКО S_{N_2} при расчёте $K_{абс(N_2)}$ по алгоритму и ГОСТ 26450.2-85 составляют 0,22 и 0,30 % соответственно, т. е. применение алгоритма повышает точность определения $K_{абс(N_2)}$ в 1,34 раза;

средние значения Δ , найденные по алгоритму и ГОСТ 26450.2-85, составляют 4,91 и 6,00 % соответственно, т. е. применение алгоритма уменьшает отклонение между $K_{абс(He)}$ и $K_{абс(N_2)}$ в 1,22 раза.

Результаты модельного эксперимента – гистограммы на рис. 2 – показывают близость распределений $\hat{K}_{абс}$ к нормальному (красные пунктирные линии). Однако оценки $\hat{K}_{абс}$, полученные по алгоритму, более точно описываются нормальным распределением, чем оценки, найденные по ГОСТ 26450.2-85, а также имеют в 1,7 раза меньшую среднеквадратическую погрешность: 0,2134 (ГОСТ 26450.2-85) в сравнении с 0,1271 (алгоритм).

Заключение. Разработанный алгоритм обработки измеренных данных коэффициента абсолютной газопроницаемости

Таблица 3

Результаты измерений коэффициентов абсолютной газопроницаемости по He и N₂, обработанные по предложенному алгоритму

n	$K_{абс(He)} \cdot 10^{-3},$ МКМ ²	$S_{He}, \%$	R^2	$K_{абс(N_2)} \cdot 10^{-3},$ МКМ ²	$S_{N_2}, \%$	R^2	$K_{ср} \cdot 10^{-3},$ МКМ ²	$\Delta, \%$
1	0,2069	4,8	0,9508	0,1427	1,4	0,9955	0,1748	31,0
2	0,3312	0,7	0,9991	0,2915	0,6	0,9996	0,3114	12,0
3	0,5748	1,6	0,9957	0,5053	0,2	0,9999	0,5401	12,1
4	0,6873	1,9	0,9934	0,6530	0,1	1,0000	0,6702	5,0
5	1,147	3,6	0,9760	1,020	0,1	1,0000	1,083	11,0
6	1,224	0,8	0,9987	1,153	0,2	0,9999	1,189	5,8
7	1,232	2,8	0,9853	1,130	0,2	0,9999	1,181	8,3
8	1,614	0,8	0,9986	1,515	0,1	1,0000	1,565	6,1
9	5,316	0,4	0,9997	5,131	0,1	1,0000	5,223	3,5
10	6,038	0,5	0,9997	5,871	0,1	1,0000	5,954	2,8
11	5,610	0,5	0,9996	6,672	0,3	0,9999	6,141	-18,9
12	6,892	0,2	0,9999	6,649	0,1	1,0000	6,770	3,5
13	6,957	0,3	0,9998	6,672	0,3	0,9999	6,815	4,1
14	8,517	0,9	0,9988	6,188	1,3	0,9973	7,353	27,3
15	7,795	0,2	0,9999	7,637	0,1	1,0000	7,716	2,0
16	10,12	0,2	0,9999	10,01	0,1	1,0000	10,06	1,1
17	11,01	0,6	0,9994	11,10	0,2	0,9999	11,05	-0,8
18	13,30	0,8	0,9987	13,35	0,3	0,9999	13,32	-0,4
19	17,20	0,1	0,9999	16,65	0,0	1,0000	16,93	3,2
20	17,36	0,2	0,9999	17,39	0,2	0,9999	17,38	-0,1
21	24,68	0,2	0,9999	25,22	0,1	1,0000	24,95	-2,2
22	25,24	0,5	0,9995	25,37	0,2	0,9999	25,31	-0,5
23	30,18	0,2	0,9999	30,62	0,1	1,0000	30,40	-1,5
24	42,82	0,2	0,9999	41,15	0,5	0,9996	41,98	3,9
25	42,47	0,1	1,0000	43,42	0,1	1,0000	42,94	-2,2
26	50,90	0,1	1,0000	52,02	0,0	1,0000	51,46	-2,2
27	59,55	0,1	1,0000	61,19	0,0	1,0000	60,37	-2,8
28	75,29	0,1	1,0000	75,63	0,1	1,0000	75,46	-0,5
29	95,42	0,2	1,0000	99,48	0,2	1,0000	97,45	-4,3
30	98,30	0,1	1,0000	101,17	0,1	1,0000	99,74	-2,9
31	103,4	0,2	1,0000	107,3	0,1	1,0000	105,3	-3,8
32	104,1	1,1	0,9977	107,7	0,0	1,0000	105,9	-3,4
33	142,6	0,1	1,0000	146,1	0,1	1,0000	144,3	-2,5
34	216,1	0,0	1,0000	220,6	0,1	1,0000	218,3	-2,0
35	260,7	0,0	1,0000	263,9	0,1	1,0000	262,3	-1,2
36	275,1	0,0	1,0000	260,7	0,5	0,9995	267,9	5,2
37	275,8	0,0	1,0000	281,6	0,1	0,9999	278,7	-2,1
38	383,2	0,0	1,0000	391,7	0,1	1,0000	387,5	-2,2
39	427,1	0,0	1,0000	437,9	0,1	1,0000	432,5	-2,5
40	445,2	0,1	1,0000	453,2	0,1	1,0000	449,2	-1,8
41	461,3	0,1	1,0000	478,8	0,1	1,0000	470,1	-3,8
42	605,4	0,0	1,0000	620,8	0,1	1,0000	613,1	-2,5
43	885,4	0,2	0,9999	837,2	0,5	0,9996	861,3	5,4
44	858,0	0,2	0,9999	867,9	0,2	0,9999	862,9	-1,2
45	973,9	0,1	1,0000	986,0	0,2	0,9999	980,0	-1,2
46	1253,0	0,5	0,9996	1390,0	0,9	0,9986	1321,0	-10,9
47	1549,0	0,1	1,0000	1497,0	0,2	0,9999	1523,0	3,4
48	2145,0	0,1	1,0000	2215,0	0,1	1,0000	2180,0	-3,2
49	3128,0	0,0	1,0000	3044,0	0,1	1,0000	3086,0	2,7
50	3414,0	0,1	1,0000	3327,0	0,2	0,9999	3371,0	2,5

обеспечивает приемлемую точность рассчитанного коэффициента абсолютной газопроницаемости даже при малых

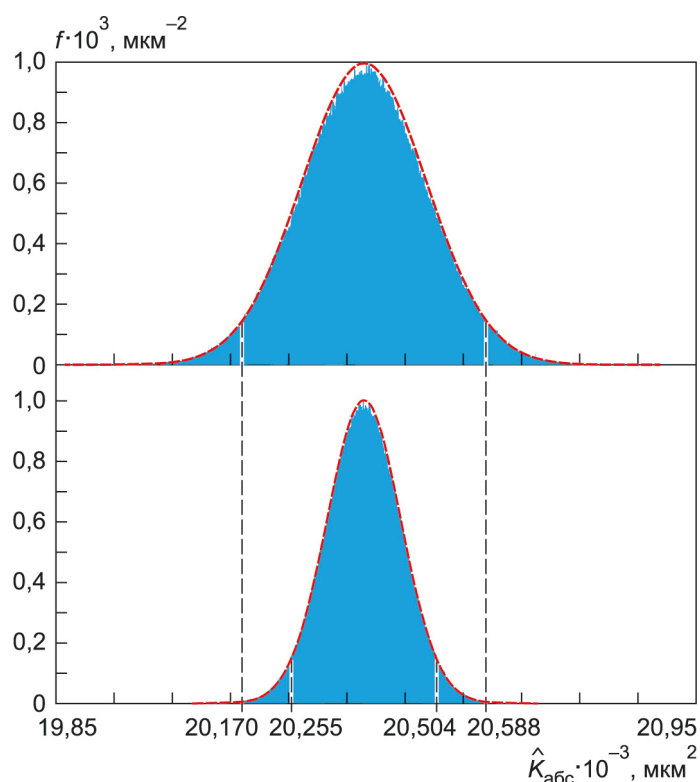


Рис. 2. Гистограммы распределения оценок $\hat{K}_{\text{абс}}$, рассчитанных по ГОСТ 26450.2-85 (вверху) и алгоритму (внизу); красные пунктирные линии – нормальное распределение

Fig. 2. Distribution histograms $\hat{K}_{\text{abs}}$ calculated according to GOST 26450.2-85 (top) and according to the new algorithm (bottom); the red dotted lines are the normal distribution

значениях коэффициента корреляции в уравнении (3) в традиционной модели на основе ГОСТ 26450.2-85. Преимущество предложенного алгоритма по точности по сравнению с традиционным методом обработки данных примерно в 1,5 раза подтверждено результатами реального эксперимента, а также модельного эксперимента методом Монте-Карло.

Статья поступила в редакцию 30.05.2022; одобрена после рецензирования 01.06.2022; принята к публикации 02.06.2022. The article was submitted 30.05.2022; approved after reviewing 01.06.2022; accepted for publication 02.06.2022.

1. Кобранова В. Н. Петрофизика. Учебник для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1986. 392 с. [Kobranova V. N., *Petrofizika*, Moscow, Nedra Publ., 1986, 396 p. (In Russ.).]
2. Аронов И. П., Собина Е. П. Разработка стандартных образцов газопроницаемости // Эталоны. Стандартные образцы. 2021. Т. 17. № 2. С. 5–18. <https://doi.org/10.20915/2687-0886-2021-17-2-5-18> [Aronov I. P., Sobina E. P., *Measurement standards. Reference materials*, 2021, vol. 17 (2), pp. 5–18. (In Russ.).]
3. Собина Е. П. Государственный первичный эталон единиц удельной адсорбции газов, удельной поверхности, удельного объема пор, размера пор, открытой пористости и коэффициента газопроницаемости твёрдых веществ и материалов ГЭТ 210-2019 // Измерительная техника. 2020. № 12. С. 3–12. <https://doi.org/10.32446/0368-1025it.2020-12-3-12> [Sobina E. P., *Measurement Techniques*, 2021, vol. 63, no. 12, pp. 927–939. <https://doi.org/10.1007/s11018-021-01875-8>.]
4. ASTM D 4525-90 (Reapproved 2001) Standard Test Method for Permeability of Rocks by Flowing Air (American Society for Testing and Materials).
5. Recommended Practices for Core Analysis, Recommended practice 40, American Petroleum Institute, 2nd edition, February 1998.
6. Torsæter O., Abtahi M., *Experimental Reservoir Engineering. Laboratory workbook*, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Norwegian University of Science and Technology, 2000.
7. Klinkenberg L. J., *The permeability of porous media to liquids and gases*, Am. Petroleum Inst. Drilling and Production Practice, 1941, pp. 200–211.
8. Kazemi M., Takbiri-Borujeni A., *International Journal of Coal Geology*, 2015, vol. 146, pp 188–197. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.05.010>
9. Wang S., Wu Y. S., Lukyanov A. A., *Fuel*, 2019, vol. 235, pp. 1275–1286. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.08.113>
10. Okwananke A., Hassanpouryouzband A., Vasheghani Farahani M., Yang J., Tohidi B., Chuvilin E., Istomin V., Bukhanov B., *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 180, pp. 435–444. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.05.060>