

Приборостроение, метрология и информационно-измерительные приборы и системы

УДК 549.08; 622.276.5:550.064.45

ОСОБЕННОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ АБСОЛЮТНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

А.В. Песков

Самарский государственный технический университет
Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244

Аннотация. Рассмотрены аспекты измерения газопроницаемости на образцах терригенных и карбонатных пород коллекторов нефти и газа, а также искусственных образцах на отечественной установке «Дарсиметр». Для исследования использовались следующие типы пород коллекторов: поровые, трещиноватые, кавернозные. Уточнялась область применения закона Дарси для пород порового типа в интервале абсолютной проницаемости от 0.015 до 100 мД. Определялись коэффициенты проницаемости с учетом эффекта проскальзывания газа по уравнениям регрессии. Определялась кажущаяся проницаемость при малых перепадах давления. Для ряда образцов с низкой проницаемостью рассчитывался размер пор для связи со значением кажущейся проницаемости. Расчет производился по полученным величинам структурных коэффициентов пород методом электрического удельного сопротивления и по значениям пористости, определенным с использованием метода Преображенского. Для ряда образцов с естественной и искусственными трещинами и капилляром зависимость между градиентом давления и скоростью фильтрации становилась нелинейной и были определены виды законов фильтрации. Установление линейного или нелинейного закона контролировалось построением индикаторных кривых и расчетом числа Рейнольдса. Для терригенных пород высокой проницаемости определялись погрешности измерения коэффициентов газопроницаемости в различных интервалах перепада давления: подсчитывались дисперсия и коэффициент вариации, показавшие низкие значения.

Ключевые слова: коэффициент газопроницаемости, эффект скольжения газа, карбонатные и терригенные породы, число Рейнольдса, индикаторная диаграмма, поры.

Изучение абсолютной проницаемости горных пород на образцах пород является основным и начальным этапом для получения фильтрационно-емкостной характеристики пластов-коллекторов и покрышек [11]. Эти данные применяются при подсчете запасов месторождений и эксплуатации подземных хранилищ газа. Абсолютная проницаемость определяет качество флюидоупоров и дебиты скважин. Коэффициент абсолютной проницаемости определяется в петрофизических

лабораториях, как правило, согласно ГОСТ 26450.2-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной проницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации» или по сведениям, изложенным в отечественной и зарубежной литературе по петрофизическим исследованиям [2, 5, 6]. Проницаемость пород изменяется широко – от 10^{-18} до 10^{-11} м². Фильтрация флюида может осуществляться через поры, естественные и искусственно созданные трещины, каверны. Структура пустотного пространства различна у терригенных и карбонатных пород. У терригенных пород диаметры пор и соединяющие их каналы изменяются незначительно. В карбонатных коллекторах диаметры поровых каналов на 1–2 порядка меньше диаметра микрокаверн, составляющих основную емкость коллекторов. Сложный тип карбонатных пород коллекторов включает в пустотное пространство поры, каверны и трещины. Ширина эффективных трещин варьирует от 10 до 20 мкм, а длина – от 2 мм до максимальных значений [16]. Трещины могут быть извилистыми и прямолинейными.

Абсолютная газопроницаемость определяется по эмпирическому закону Дарси.

Закон Дарси для определения газопроницаемости определяется выражением

$$Q = \frac{k F}{\mu l} \cdot \left(\frac{P_A^2 - P_B^2}{2P_B} \right), \quad (1)$$

где Q – объемный расход газа через образец;
 P_A, P_B – давление на входе и выходе образца;
 F – площадь поперечного сечения образца;
 k – проницаемость;
 μ – вязкость газа;
 l – длина образца.

Впервые исследованиями Л. Клинкаберга [1] было обнаружено, что проницаемость пород по газу k_g может быть выше проницаемости по жидкости $k_{жс}$, что объясняется эффектом проскальзывания газа в условиях, когда длина среднего пробега молекул газа соизмерима с диаметром капилляра.

Значение проницаемости зависит от среднего внутривязкого давления и определяется выражением [9]

$$K_{пр} = K_{жс} \left(1 + \frac{b}{P_{cp}} \right), \quad (2)$$

где b – константа Клинкаберга (коэффициент скольжения);
 P_{cp} – среднее давление при определении газопроницаемости.

Закон Дарси с учетом эффекта Клинкаберга определяется зависимостью

$$Q = \frac{k_{жс} F}{\mu l} \cdot \left(1 + \frac{2b}{P_A + P_B} \right) \cdot \left(\frac{P_A^2 - P_B^2}{2P_B} \right). \quad (3)$$

Приближенно константу Клинкаберга можно определить согласно уравнению [3]

$$b = 0,77 k_{жс}^{-0,39}. \quad (4)$$

Эффект проскальзывания газа (воздуха) тем больше, чем меньше коэффициент проницаемости горных пород и перепад давления, что было уточнено в работе [5].

Согласно [14] эффект Клинкенберга может проявляться только в лабораторных экспериментах при фильтрации разреженных газов в образцах керна низкой газопроницаемости – меньше 1 мД; в пластовых условиях месторождений (при давлениях больше 1–1,5 МПа) эффект Клинкенберга ничтожно мал.

Закон Дарси при фильтрации газа через трещину определяется из зависимости [8]

$$Q = \frac{k_T F}{\mu l} \cdot \left(\frac{P_A^2 - P_B^2}{2P_B} \right), \quad (5)$$

где k_T – проницаемость трещин.

Различают также изменение проницаемости трещины, связанное с изменением неровностей, шероховатостей берегов трещин введением коэффициента относительной шероховатости [10].

В ряде случаев линейная зависимость между скоростью течения флюида и давлением нарушается за счет проявления инерционных сопротивлений при увеличении скорости фильтрации. Связь между расходом флюида и градиентом давления при нелинейном законе фильтрации можно установить в виде [4, 6, 12]

$$\frac{\Delta P}{L} = aQ + bQ^2, \quad (6)$$

где a , b – коэффициенты, учитывающие влияние вязкости и плотности флюида.

Границы применимости линейного закона фильтрации можно определить исходя из числа Re. В.Н. Щелкачев [7] получил выражение для числа Re:

$$Re = \frac{V10\sqrt{k}}{m^{2.3}\mu}, \quad (7)$$

где V – скорость фильтрации;

k – проницаемость;

μ – кинематическая вязкость флюида;

m – пористость.

Критические значения числа Re в этой зависимости 1–12. При превышении этого значения определение фильтрационных параметров возможно проводить по зависимости (6).

Соответствие фильтрации линейному закону согласно [6] можно контролировать по параметру Дарси:

$$Da = \frac{V\mu L}{\Delta p k}, \quad (8)$$

где V – скорость фильтрации;

k – проницаемость;

μ – динамическая вязкость флюида;

Δp – перепад давления;

L – длина образца.

Исходя из выражения (6) получают коэффициенты, характеризующие пропускную способность пористой среды [4]: K_{μ} – вязкостной коэффициент, характеризующий пропускную способность породы для вязкого флюида, который измеряется в дарси; K_{ρ} – плотностной коэффициент, характеризующий пропускную способность породы для невязкого флюида. Плотностной коэффициент имеет размерность длины:

$$K_{\rho} = \frac{Q^2 \rho L}{F^2 \Delta P} = \frac{\rho}{b F^2}. \quad (9)$$

Чем больше площадь сечения поровых каналов, тем выше значение K_{μ} . С уменьшением извилистости поровых каналов возрастает K_{ρ} . Еще один способ контроля линейности потока флюида – с помощью графика $Q=f(\Delta p)$. При линейном характере фильтрации расход флюида Q прямо пропорционален перепаду давления, под действием которого происходит фильтрация, и все точки лежат на прямой, выходящей из начала координат. Точки, выпадающие из этой зависимости, указывают на отклонение от линейного закона.

Целью данных экспериментальных исследований явилось изучение газопроницаемости пород в широком интервале абсолютной проницаемости – от 0,15 до 100 мД при наличии в породах трех типов пустот: пор, каверн, трещин. Определялось соответствие фильтрации линейному закону и погрешность измерения проницаемости. Исследования проводились как на природном керне, так и на искусственных образцах, содержащих капилляры и трещины. Исследования проводились на отечественном приборе «Дарсиметр» в лаборатории физики пласта СамГТУ. Определялись погрешности определения газопроницаемости для нескольких интервалов перепадов давления на образцах. Для серии образцов рассчитывались величины $k_{жс}$ по графику Клинкенберга, отношение максимального значения проницаемости $K_{мин}$, измеренного при минимальном давлении $P_{мин}$, к проницаемости по жидкости $k_{мак}/k_{жс}$, константа Клинкенберга b_p по зависимости (4) и константа Клинкенберга по приближенной формуле b_{np} (табл. 1). Стоит уточнить, что $k_{жс}$ – это истинная газопроницаемость, рассчитанная по графику Клинкенберга, а $k_{мак}$ – кажущаяся повышенная проницаемость, измеренная при минимальном перепаде давления. Исходя из полученных данных по табл. 1 максимальным значением $k_{мак}/k_{жс}$ характеризуются образцы с минимальной абсолютной проницаемостью (образцы № 59, 69, 63, 10), b_p – константа Клинкенберга – была максимальной, хотя для образцов № 85, 9 (содержащего каверны), искусственной щели, капилляра значения b_p имеют минимальные значения при относительно средних значениях абсолютной проницаемости в рассматриваемой выборке. Для капилляра № 1 и искусственной щели не наблюдается отклонения в законе Дарси в связи с незначительным значением сечения пустот. Для образца естественной трещины № 3, капилляра 2, искусственных трещин значения b_p не рассчитывались в связи с тем, что фильтрация газа через образцы осуществлялась по нелинейному закону.

Рассмотрим измерения параметров фильтрации через образцы № 31, 19. Согласно табл. 2 число Re не превышает 1,1, что соответствует линейному закону фильтрации. Это также подтверждает индикаторная диаграмма, являющаяся линейной при всех градиентах давления. Подсчитанные средние выборочные проницаемости при близких давлениях характеризуются незначительными дисперсиями

$D=0.273$ и коэффициентом вариации не более $\nu = 0.85 \%$, что характеризует оптимальные условия регистрации параметров фильтрации и качество прибора.

Таблица 1

Результаты измерения проницаемости $k_{жс}$, b_p , b_{np} изученных образцов

№	Описание	$p_{мин}$	$p_{мак}$	$K_{мин}$	$K_{мак}$	$K_{ж}$	$K_{мак}/k_{жс}$	b_p	b_{np}
–	Эталон	0.286	1.6	1.275	1.5	0.806	1.86	0.98	0.65
69	Известняк	0.367	1.55	0.126	0.17	0.057	3.05	2.4	1.53
59	Известняк	0.24	1.47	0.028	0.04	0.006	7.1	7.3	3.35
85	Известняк	0.32	1	0.2	0.2	0.19	1.05	0.06	1.1
76	Известняк	0.43	1.54	0.49	0.54	0.42	1.27	0.31	1.02
60	Известняк	0.43	1.7	0.048	0.058	0.32	1.82	0.97	2.46
63	Известняк	0.38	1.7	0.047	0.067	0.016	4.07	3.67	2.59
10	Песчаник	0.35	1.6	0.13	0.18	0.035	5.2	4.74	1.5
49	Известняк каверны	0.27	1.47	3.84	4.31	1.16	3.72	2.85	0.43
56	Известняк каверны	0.285	1.74	12.08	13.4	11.1	1.2	0.23	0.28
15	Искусственная микрощель	0.26	1.68	11.49	12.09	10.7	1.11	0.07	0.308
11	Капилляр 1	0.407	1.86	2.64	2.7	2.63	1.08	0.11	0.52
31	Песчаник	0.32	1.88	51.2	61.1	28.68	2.1	0.17	0.17
19	Песчаник	0.28	1.82	101	90	78.3	1.36	0.39	0.13
1	Песчаник	0.39	1.7	9.9	8.54	6.7	1.48	0.5	0.33
3	Трещина известняк	0.26	1.64	229	111	–	–	–	–

Погрешность измерения снижается при увеличении Δp от 0.25 до 1.3 атм и максимальна при $\Delta p = 0.25$ атм. Согласно графику Клинкаберга $k_{жс} = 28.68$ мД, а $K_{мак}/k_{жс} = 2.13$ для образца № 31. Для образца № 19 $K_{мак}/k_{жс} = 1.36$. Значения $K_{мак}/k_{жс}$ для рассматриваемых образцов № 19, 31 имеют высокие величины, которые были ожидаемы так же, как для малопроницаемых образцов, например № 76 и 1. Для образца № 19 индикаторная диаграмма и число Re также соответствуют линейному закону фильтрации. Параметр Дарси Da оказался малоэффективным для определения характера фильтрации. Согласно графикам Клинкаберга истинная проницаемость для образца № 19 составила 76.67 мД. Для изученных образцов песчаника № 19–31, содержащих поры без трещин и капилляров с абсолютной проницаемостью 50–100 мД, с увеличением перепада давлений Δp до 1,65 атм расход Q , см³/с возрастает до 38,50 см³/с и проявляется эффект Клинкаберга.

Таблица 2

Результаты измерения проницаемости k при различных давлениях Δp образца 31

№	Q , см ³ /с	P , атм	K , атм	Da	Re	$K_{ср}$, мД	D , мД ²	V , %
1	6.18	0.59	61.1	1.01	0.48	61.0	0.273	0.85
2	6.09	0.59	60.2	1.01	0.48			
3	6.23	0.59	61.6	1.01	0.49			

№	Q , см ³ /с	P , атм	K , атм	Da	Re	K_{CP} , мД	D , мД ²	V , %
4	6.17	0.59	61.3	1.01	0.49	55.7	0.055	0.420
5	6.73	0.64	60.4	1.01	0.52			
6	11.46	1.02	56.2	1.01	0.77			
7	11.67	1.04	55.8	1.01	0.75			
8	10.82	0.99	55.6	1.01	0.71			
9	10.78	0.98	55.5	1.01	0.70			
10	10.81	0.98	55.7	1.01	0.70			
11	11.62	1.04	55.8	1.01	0.75			
12	10.76	0.98	55.4	1.01	0.70			
13	10.76	0.98	55.7	1.01	0.70			
14	11.54	1.03	55.9	1.01	0.74			
15	15.60	1.32	53.6	1.01	0.92	53.6	0.045	0.395
16	15.03	1.28	53.9	1.01	0.87			
17	14.87	1.28	53.3	1.01	0.87			
18	15.80	1.34	53.6	1.01	0.90			
19	14.93	1.28	53.8	1.01	0.87			
20	22.05	1.74	51.4	1.01	1.13	51.3	0.045	0.41
21	21.27	1.70	51.1	1.01	1.08			
22	22.40	1.75	51.6	1.01	1.11			
23	21.22	1.70	51.0	1.01	1.08			
24	21.30	1.70	51.2	1.01	1.07			

Рассмотрим фильтрацию через образец песчаника, содержащего трещину. Индикаторная диаграмма изгибается, и это свидетельствует о нелинейном законе фильтрации. Рассчитанные по формуле Дарси коэффициенты проницаемости K^* искажены за счет нелинейной фильтрации и не являются истинными (табл. 3). Далее был получен график PQ/l от Q и рассчитаны коэффициенты a и b в уравнении (6).

Таблица 3

Результаты измерения проницаемости k при различных давлениях Δp образца с трещиной

Q , см ³ /с	ΔP , атм	K^* , мД
8.9	0.259	229.9
17.6	0.6	170.5
27.7	0.97	145.3
40.4	1.484	118.1
44	1.644	111.0

Нелинейная зависимость для образца с трещиной имеет вид $\frac{P}{l} 5 \cdot 10^{10} Q + 7 \cdot 10^{15} Q^2$, если давление измеряется в паскалях, расход в м³/с. При этом $K_{\mu} = 5 \cdot 10^{-13}$, $K_{\sigma} = 3.71 \cdot 10^{-10}$. Параметры трещины определялись по периметру, выходящему на торец образца; раскрытость составила $b = 0.126$ мм. Пористость трещины $m = 4.4 \cdot 10^{-4}$.

При этом проницаемость K , определенная по зависимости $K = 85000b^2m$ [8], составила $447 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Рассмотрим фильтрацию через искусственный образец, содержащий капилляр 2 с диаметром 200 мкм (табл. 4). Индикаторная диаграмма показывает нелинейный характер фильтрации. Коэффициенты проницаемости через образец подсчитывались по закону Дарси с учетом зависимости проницаемости $k = \frac{mR^2}{8\phi}$ [8],

где m – пористость образца с капилляром; R – радиус капилляра; ϕ – структурный коэффициент. В связи с нелинейной зависимостью фильтрации коэффициенты проницаемости, рассчитанные по закону Дарси в табл. 4, не являются истинными. Для образца, содержащего капилляр, при перепаде давлений Δp до 1,65 атм расход через образец снижается почти в 5 раз относительно образцов песчаника № 19–31, однако индикаторная кривая указывает на нарушение закона Дарси и фильтрация идет по нелинейному закону.

Нелинейная зависимость для образца с капилляром в диапазоне давлений до 1 атм имеет вид $\frac{P}{l} = 2 \cdot 10^{11} Q + 3 \cdot 10^{17} Q^2$, если давление измеряется в паскалях, расход в м³/с. При этом $K_{\mu} = 127 \cdot 10^{-15}$, $K_{\rho} = 8.84 \cdot 10^{-12}$.

До давления 1.76 атм зависимость $\frac{P}{l}$ от Q аппроксимируется многочленом пятой степени при величине достоверности аппроксимации $R^2 = 0.996$:

$$\frac{P}{l} = 6 \cdot 10^{35} Q^5 - 7 \cdot 10^{30} Q^4 + 3 \cdot 10^{25} Q^3 - 7 \cdot 10^{19} Q^2 - 3 \cdot 10^7.$$

Таблица 4

Результаты измерения проницаемости k при различных давлениях Δp образца с капилляром № 2

№	Q , см ³ /с	P , атм	K , мД
1	7.14	1.76	16.3
2	7.03	1.76	16.1
3	6.05	1.35	20.3
4	6.02	1.34	20.3
5	4.79	0.96	25.4
6	4.78	0.96	25.5
7	4.77	0.96	25.6
8	2.90	0.51	34.6
9	3.09	0.54	34.1
10	3.09	0.55	33.4
11	1.63	0.24	45.8
12	1.74	0.26	44.8

Проницаемость, рассчитанная по [8] по зависимости $K = \frac{mR^2}{8\phi}$ при структурном коэффициенте $\phi = 1$, составила $79.5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Это значение сопоставимо с найденным значением из графика $K_{\mu} = 127 \cdot 10^{-15}$.

Рассмотрим фильтрацию через искусственный образец трещины раскрытостью 30 мкм. Это значение характерно для интервала средних величин раскрытости трещиноватых сложных карбонатных пород. Рассчитанная трещинная пористость составила $m = 0,00064$, рассчитанный коэффициент проницаемости $k = 48$ мД, рассчитанный по закону Дарси коэффициент проницаемости $k = 49$ мД. Получена линейная зависимость расхода газа q от перепада давления Δp . Полученные расчетным и экспериментальным способами близкие значения коэффициента проницаемости указывают на достоверность получаемых результатов на искусственных моделях трещин, моделирующих природные трещины, и открывает возможности для определения проницаемости на искусственно созданных трещинах для гидроразрыва пласта – одного из эффективных методов интенсификации добычи нефти.

Искусственный образец трещины с просветностью $b = 47$ мкм имеет расчетную пористость $m = 0.00106$, расчетную проницаемость $k = 225$ мД. Экспериментальное значение проницаемости, полученное на установке «Дарсиметр» при $\Delta p = 1.72$ атм, составило $k = 211$ мД. Получена нелинейная зависимость расхода газа q от перепада давления Δp . Полученные расчетным и экспериментальным способами значения коэффициента проницаемости для $\Delta p = 1.72$ близки. Для $\Delta p = 0.4$ атм измеренное значение на установке «Дарсиметр» составило $k = 281$ мД. Таким образом, нелинейный закон фильтрации газа осуществляется при раскрытости щели более 47 мкм.

По образцу с кавернами число Re ниже 1 и закон фильтрации является линейным, прослеживается увеличение проницаемости с уменьшением перепада давления, характерное для эффекта проскальзывания газа и $K_{\text{мак}}/k_{\text{ж}} = 1.2$. Параметр Дарси Da не отразил изменения характера фильтрации и при данных небольших параметрах расхода оказался малоэффективным.

Таблица 5

Результаты измерения и расчета удельного сопротивления пород ρ_n , параметра пористости P_n , структурного коэффициента ϕ , пористости m , проницаемости k , радиуса поровых каналов R

№ образца	ρ_n , Ом·м	P_n	m , %	ϕ	$\phi_{\text{расч}}$	K , мД	R , мкм
59	67.7	451.0	0.01	4.06	89.61	0.006	1.89
85	44.3	295.5	0.05	14.66	13.71	0.190	20.19
66	49.0	326.6	0.02	6.63	36.62	0.070	16.33
61	49.0	326.6	0.03	9.70	24.10	0.088	20.87
60	98.0	653.2	0.03	18.62	25.22	0.320	37.71
63	88.7	591.0	0.03	15.96	26.76	0.016	8.37
76	42.0	280.0	0.01	3.64	59.79	0.420	32.82
69	21.0	140.0	0.05	7.07	13.44	0.057	11.09

В ходе исследований пород методом удельного электрического сопротивления [9, 15] (табл. 5) определялись удельные сопротивления пород, насыщенных пластовой водой с минерализацией 50 г/л, рассчитывался параметр пористости, определялась пористость пород методом Преображенского, и по этим данным рассчитывался структурный коэффициент, а далее по зависимости И.Ф. Котяхова [13] – размер пор.

Отклонение от закона Дарси, связанное с эффектом проскальзывания газа по [4], наблюдается для размеров пор менее 10 мкм, поэтому для ряда малопроницаемых образцов определялись средние размеры пор по данным пористости с учетом структурного коэффициента, измеренного по данным метода удельного электрического сопротивления (см. табл. 5). Для образцов № 59, 69, 63 с размером пор менее 11 мкм характерны значения $K_{\text{мак}}/k_{\text{ж}} = 3.5-7$. Вероятно, в образцах № 61, 66, 31 присутствует большая доля пор с размером менее 10 мкм.

Заключение

Измерения на аппаратуре «Дарсиметр» показали низкие погрешности при определении газопроницаемости – не более (коэффициент вариации) $V = 0,45 \%$. Измерения показали для ряда образцов возрастание проницаемости в несколько раз в области малых поровых давлений. Эффект проскальзывания газа для образцов, содержащих поры, тем больше, чем меньше коэффициент абсолютной проницаемости пород и перепад давления в образце. Применимость закона Дарси определяется размером поровых каналов. При среднем размере пор до 10 мкм наблюдается эффект проскальзывания Клинкенберга. Методом удельного электрического сопротивления определены удельные сопротивления образцов пород, рассчитан параметр пористости пород, пористость пород методом Преображенского, структурный коэффициент и размер пор. Выделены образцы, для которых размер пор менее 11 мкм имеет значительные величины – $K_{\text{мак}}/k_{\text{ж}} = 3.5-7$. Для образцов, представленных трещинами или капиллярами, характерно отсутствие извилистости и значительные сечения пустотного пространства. Фильтрация по таким пустотам происходит по нелинейному закону. Таким образом, изучены образцы терригенных и карбонатных пород и искусственные образцы, содержащие капилляры и трещины. Определен вид зависимости для нелинейного закона фильтрации через капилляр, естественную тещину и ряд искусственных трещин. Для трещиноватых горных пород отклонение газопроницаемости от истинных значений может оказаться существенным, что в итоге сказывается на общей оценке фильтрационно-емкостных свойств пластовых систем. Измерения проницаемости при малых перепадах давления показали на исследованных образцах приращение значений проницаемости, даже если абсолютная проницаемость имеет значения 50–100 мД.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Klinkenberg L.J.* The permeability of porous media to liquids and gases // Am. Petroleum Inst. Drilling and Production Practice, 1941. Pp. 200–211.
2. Методическое руководство по исследованию пород коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами для производственных лабораторий. М.: ВНИГНИ, 1973.
3. *Виноградов В.Г., Дахнов А.В., Пацевич С.Л.* Практикум по петрофизике. М.: Недра, 1990. 227 с.
4. *Ханин А.А.* Петрофизика нефтяных и газовых пластов. М.: Недра, 1976. 295 с.
5. *Песков А.В., Ольховская В.А.* Определение газопроницаемости пород с учетом эффекта скольжения газа // Нефтепромысловое дело. 2010. № 3. С. 10–12.
6. *Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г.* Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород. М.: Недра-Бизнесцентр, 2007. 563 с.
7. *Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б.* Подземная гидравлика. М.: НИЦ, 2001. 735 с.
8. *Гиматулинов Ш.К., Ширковский А.И.* Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1982. 309 с.
9. *Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А.* Петрофизика. М.: Недра, 1991. 367 с.
10. *Михайлов Н.Н.* Физика нефтяного и газового пласта. М.: Макспресс, 2008. 445 с.
11. *Орлов Л.И., Карнов Е.Н., Топорков В.Г.* Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1987. 214 с.

12. *Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М., Ковалев А.Г.* Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1992. 268 с.
13. *Котяхов Ф.И.* Физика нефтяных и газовых коллекторов. М.: Недра, 1972. 286 с.
14. *Троицкий В.М.* Феноменологический подход к анализу экспериментальных данных о газопроницаемости в пористых средах. Истинная причина эффекта Клинкенберга // Вести газовой науки. 2017. № 2 (30). С. 111–121.
15. *Тулбович Б.И.* Методы изучения пород коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1979. 368 с.
16. *Гмидт Л.П., Леви С.Ш.* Атлас карбонатных пород коллекторов. М.: Недра, 1972. 81 с.

Статья поступила в редакцию 16 января 2020 г.

FEATURES OF MEASURING ABSOLUTE PERMEABILITY OF ROCKS

A.V. Peskov

Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100, Russian Federation

Abstract. Aspects of gas permeability measurement on samples of terrigenous and carbonate rocks of oil and gas collectors, as well as artificial samples on the domestic Darsimeter plant are considered. The following types of reservoir rocks were used for the study: pore, fractured, cavernous. The scope of application of the Darcy Law for pore-type rocks was clarified, which is limited to small pore pressures. Permeability coefficients were determined taking into account the gas slip-law effect of Klinkenberg on regression equations. Apparent permeability at low pressure drops was determined. For a number of samples with low permeability, the pore size was calculated to relate to the apparent permeability value. The calculation was carried out on the basis of the obtained values of structural coefficients of rocks by the method of electrical resistivity and on the basis of porosity values determined using the Preobrazhenskiy method. For a number of crack and capillary samples, the relationship between the pressure gradient and the filtration rate became nonlinear, and types of filtration laws were determined. Establishing the applicability of Darcy's law or nonlinear law was controlled by constructing indicator curves and calculating the Reynolds number. For terrigenous rocks of high permeability, errors of measurement of gas permeability coefficients at different pressure drop intervals were determined: dispersion and coefficient of variation showing low values were calculated.

Keywords: gas permeability coefficient, gas sliding effect, carbonate and terrigenous rocks, Reynolds number, indicator diagram, pores.

REFERENCES

1. *Klinkenberg L.J.* The permeability of porous media to liquids and gases // Am. Petroleum Inst. Drilling and Production Practice, 1941. Pp. 200–211.
2. Methodological guidelines for the study of rocks of oil and gas reservoirs by physical and petrographic methods for production laboratories. М.: VNIGNI, 1973.
3. *Vinogradov V.G., Dakhnov A.V., Patsevich S.L.* Workshop on Petrophysics. М.: Nedra, 1990. 227 p.
4. *Khanin A.A.* Petrophysics of oil and gas reservoirs. М.: Nedra, 1976. 295 p.
5. *Peskov A.V., Olkhovskaya V.A.* Determination of gas permeability of rocks taking into account the effect of gas slip // Oilfield business. 2010. No. 3. S. 10–12.

Aleksander V. Pescov (Ph.D. (Geologo-Mineralogical)), Associate Professor.

6. *Gudok N.C., Bogdanovich N.N., Martynov V.G.* Determination of the physical properties of oil-bearing rocks. M.: Nedra-Businesscenter, 2007. 563 p.
7. *Shchelkachev V.N., Lapuk B.B.* Underground hydraulics. M.: SIC, 2001. 735 p.
8. *Gimatudinov Sh.K., Shirkovsky A.I.* Physics of the oil and gas reservoir. M.: Nedra, 1982. 309 p.
9. *Dobrynin V.M., Wendelstein B.Yu., Kozhevnikov D.A.* Petrophysics. M.: Nedra, 1991. 367 p.
10. *Mikhailov N.N.* Physics of oil and gas reservoir. M.: Maxpress, 2008. 445 p.
11. *Orlov L.I., Karpov E.N., Toporkov V.G.* Petrophysical studies of oil and gas reservoirs. M.: Nedra, 1987. 214 p.
12. *Mirzadzhanzade A.Kh., Ametov I.M., Kovalev A.G.* Physics of the oil and gas reservoir. M.: Nedra, 1992. 268 p.
13. *Kotyakhov F.I.* Physics of oil and gas reservoirs. M.: Nedra, 1972. 286 p.
14. *Troitsky V.M.* A phenomenological approach to the analysis of experimental data on gas permeability in porous media. The true cause of the Klinkenberg effect // News of gas science. 2017. No. 2 (30). Pp. 111–121.
15. *Tulbovich B.I.* Methods for the study of rocks of oil and gas reservoirs. M.: Nedra, 1979. 368 p.
16. *Gmidt L.P., Levy S.Sh.* Atlas of carbonate rocks of reservoirs. M.: Nedra, 1972. 81 p.