

УДК 532.685

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ
ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ ГЕОМАТЕРИАЛОВ
В РАМКАХ МОДЕЛИ СРЕДЫ С ДВОЙНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ**

Л. А. Назаров¹, Н. А. Голиков¹, А. А. Скулкин¹, Л. А. Назарова²

¹Новосибирский государственный университет,

E-mail: mining1957@mail.ru, ул. Пирогова, 2, 630090, г. Новосибирск, Россия

²Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН,
Красный проспект, 54, 630091, г. Новосибирск, Россия

Разработан и в лабораторных условиях на слоистых образцах из искусственного геоматериала апробирован экспериментальный метод, позволяющий в рамках модели среды с двойной проницаемостью определить параметры, контролирующие процессы миграции флюидов и пороупругое деформирование трещиновато-пористых породных массивов — трещинную проницаемость k_1 и коэффициент массообмена β , а также их зависимость от напряжений σ . Предложена и реализована процедура испытаний: при ступенчато возрастающем нормальном напряжении σ измеряются стационарные расходы $Q_1(\sigma)$ и $Q_2(\sigma)$ в трещиновато-пористом образце квазирегулярной структуры при заданном перепаде давления: по стандартной схеме (Q_1) и закрытых трещинах на торце (Q_2). Создана математическая модель эксперимента, получено аналитическое решение задачи о стационарной фильтрации: распределение давления в трещинах и матрице, зависимость расходов от σ . Представлен алгоритм для интерпретации данных эксперимента — расчета k_1 и β по зарегистрированным расходам Q_1 и Q_2 . Показано, что проницаемость k_1 пропорциональна σ^{-2} , а β практически не меняется.

Трещиновато-пористый породный массив, лабораторный эксперимент, искусственный геоматериал, регулярно-слоистый образец, проницаемость, матрица, трещины, коэффициент массообмена, напряжение

DOI: 10.15372/FTPRPI20230402

Разработка схем дегазации угольных залежей, обоснование технологии вскрытия и разработки месторождений нефти и газа, подсчет запасов и оценка ресурсов углеводородов, интерпретация данных каротажа скважин, снижение неопределенностей при геологическом и гидродинамическом моделировании — вот далеко не полный перечень проблем, решение которых невозможно без количественной информации о фильтрационно-емкостных свойствах продуктивных пластов [1–7]. Для получения такой информации используются данные геоинформационной системы, результаты лабораторных экспериментов, а также математическое моделирование процессов

массообмена в областях, описывающих типичные геологические формации, как правило, регулярной структуры [8–13]. Инверсия экспериментальных и натуральных данных осуществляется в рамках геомеханико-гидродинамических моделей, выбор которых в большинстве случаев основан на результатах петрофизического анализа пород-коллекторов [14, 15].

Многие угольные [2, 16] и нефтегазоносные [17–19] пласты имеют трещиновато-пористую структуру (рис. 1), определить точную геометрию которой практически невозможно из-за недостаточной разрешающей способности геофизических методов [20]. Для описания процессов тепломассопереноса в таких пластах предложена модель сплошной среды с двойной пористостью и двойной проницаемостью (DP модель), когда в элементарном объеме сосуществуют континуумы трех типов (матрица, трещины и заполняющий флюид) со своими механическими полями [21]. Такой подход успешно применяется для исследования эволюционных процессов в нефтегазоносных пластах и углепородных массивах [22–27].

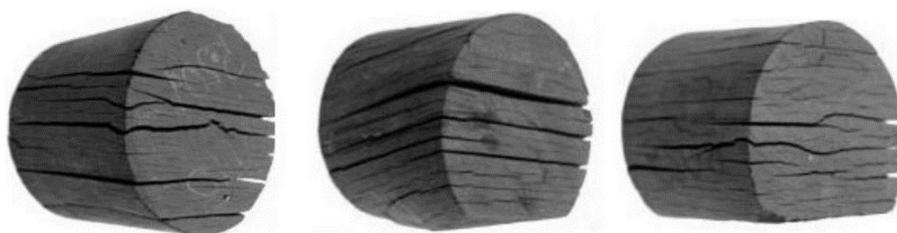


Рис. 1. Экстрагированные образцы пород-коллекторов квазирегулярной трещиновато-пористой структуры (баженовская свита, Салымское нефтяное месторождение), извлеченные с различных глубин

В DP моделях транспортные свойства среды характеризуются проницаемостью трещин k_1 , матрицы k_2 и коэффициентом массообмена β . Принято считать [2, 22, 28], что в реальных условиях

$$k_2 \ll k_1, \quad (1)$$

поэтому экспериментальные исследования [29, 30] и натурные наблюдения [31–33] делают акцент на оценке трещинной проницаемости. Между тем k_1 быстро убывает с ростом напряжений [30, 33], и соотношение (1) может нарушаться. Оценке матричной проницаемости посвящено значительно меньше работ [34]. Сложившая практика эксплуатации нефтегазовых месторождений предполагает, что коэффициент β может быть найден только по кривой восстановления давления в остановленной скважине [19, 21] при выполнении условия (1).

В настоящей статье предложен и апробирован метод определения k_1 и β по данным стационарных фильтрационных испытаний слоистых образцов, являющихся прообразом пород-коллекторов квазирегулярной структуры (рис. 1). При этом интерпретация экспериментальных данных осуществляется в рамках DP модели.

ИСКУССТВЕННЫЙ ГЕОМАТЕРИАЛ И ОБРАЗЦЫ ДЛЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ

По описанной в [35] оригинальной технологии из смеси калиброванного мелкозернистого песка (фракции 250–315 мкм) и криогеля (10 %-й раствор поливинилового спирта) в соотношении 7:3 изготовлены стандартные цилиндрические образцы (рис. 2а) и семь пластин (длина $L = 100$ мм, ширина $W = 70$ мм, толщина $H = 10$ мм), из которых скомпонован слоистый образец (рис. 2б).

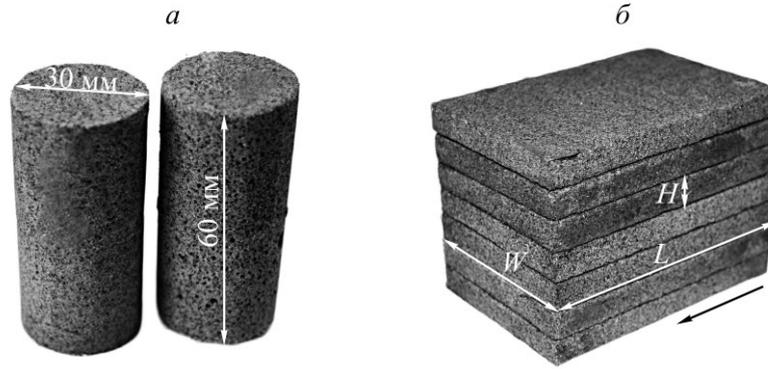


Рис. 2. Образцы из искусственного геоматериала: цилиндрические (а); слоистый (б)

Проницаемость по воздуху k_2 , пористость φ и деформационно-прочностные характеристики геоматериала (модуль Юнга E , предел прочности на одноосное сжатие σ_c) определялись на цилиндрических образцах по стандартным методикам [36, 37]. Результаты экспериментов приведены в табл. 1.

ТАБЛИЦА 1. Фильтрационно-емкостные и деформационно-прочностные свойства геоматериала

Номер образца	φ , %	k_2 , Д	E , МПа	σ_1 , МПа
1	36.7	8.1	375	8.3
2	37.2	8.7	365	9.1

На рис. 3 представлена корреляция между напряжением σ_1 и деформацией ε_1 при одноосном сжатии образца № 1.

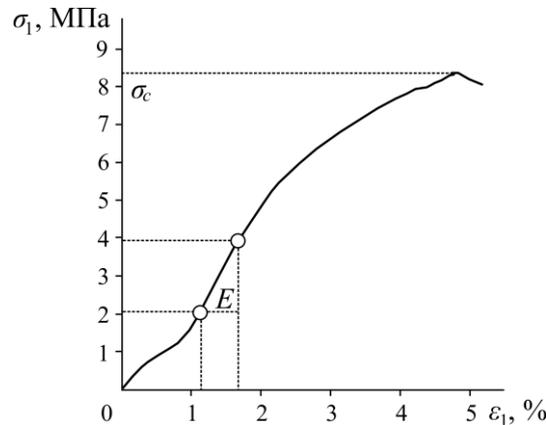


Рис. 3. Диаграмма деформирования образца № 1 при испытании на одноосное сжатие

ГЕОМЕХАНИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЭКСПЕРИМЕНТА И СХЕМА ИЗМЕРЕНИЙ

Процесс массопереноса в трещиновато-пористой среде (DP модель [21]) описывается системой, включающей

— уравнения сохранения массы:

$$\frac{\partial(\varphi_1 \rho_1)}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho_1 \vec{v}_1) + \gamma - \nu, \quad \frac{\partial(\varphi_2 \rho_2)}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho_2 \vec{v}_2) - \gamma - \nu; \quad (2)$$

— закон Дарси:

$$\vec{v}_1 = -\nu_1 \nabla p_1 / \eta, \quad \vec{v}_2 = -\nu_2 \nabla p_2 / \eta; \quad (3)$$

— уравнения состояния:

$$\begin{aligned} \frac{\rho_1}{\rho_0} &= 1 + c(p_1 - P_0), & \frac{\rho_2}{\rho_0} &= 1 + c(p_2 - P_0), \\ \varphi_1 &= \varphi_1^0 + c_1(p_1 - P_0), & \varphi_2 &= \varphi_2^0 + c_2(p_2 - P_0), \end{aligned} \quad (4)$$

где p_1 и p_2 — давления (индексы “1” и “2” относятся к трещинам и матрице); \vec{v}_1 и \vec{v}_2 — векторы скорости фильтрации; c_1 и c_2 — сжимаемости; ρ , η и ν — плотность, вязкость и сжимаемость флюида; индексом “0” отмечены значения соответствующих параметров при атмосферном давлении P_0 . Интенсивность перетоков q флюида между матрицей и трещинами предложено описывать линейной функцией [21, 22]:

$$q(p_1, p_2) = \rho_0 \beta (p_2 - p_1). \quad (5)$$

Если матрица и трещины — слабосжимаемые среды и перепад давлений небольшой, то (1)–(4) можно линеаризовать и свести к двум параболическим уравнениям:

$$(c_1 + c\varphi_1^0) \frac{\partial p_1}{\partial t} = \frac{k_1}{\eta} \Delta p_1 + \beta(p_2 - p_1), \quad (c_2 + c\varphi_2^0) \frac{\partial p_2}{\partial t} = \frac{k_2}{\eta} \Delta p_2 - \beta(p_2 - p_1). \quad (6)$$

Предложим схему фильтрационных испытаний слоистых образцов для получения информации, которая в рамках DP модели (2)–(5) позволит определить эмпирические константы k_1 и β , а также их зависимость от приложенного к образцу нормального напряжения σ (рис. 4), предполагая проницаемость матрицы k_2 известной (табл. 1).

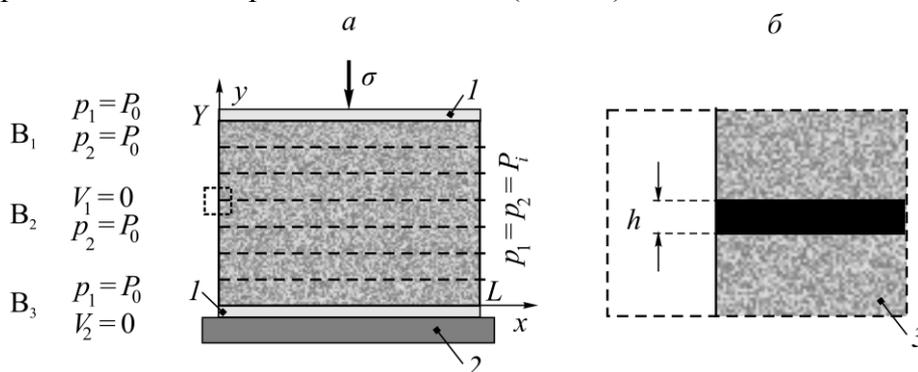


Рис. 4. Схема расчетной области и граничные условия (а), раскрытие h трещин (б): 1 — изолирующая манжета; 2 — жесткое основание; 3 — пластины

Пусть боковая поверхность слоистого образца на рис. 2б изолирована таким образом, что движение флюида может происходить только в направлении, указанном черной стрелкой. Тогда, если на гранях $x = 0, L$ (рис. 4) заданы постоянные давления или расходы, то в прямоугольной области $\{0 \leq x \leq L, 0 \leq y \leq Y\}$ ($Y = mH, m = 7$ — число пластин) имеет место одномерный процесс установившейся фильтрации, который описывается системой уравнений:

$$k_1 \frac{\partial^2 p_1}{\partial x^2} + \alpha(p_2 - p_1) = 0, \quad k_2 \frac{\partial^2 p_2}{\partial x^2} - \alpha(p_2 - p_1) = 0, \quad (7)$$

полученной из (6), где $\alpha = \eta\beta$ — безразмерный коэффициент массообмена.

Для системы (7) рассмотрим три типа граничных условий В₁, В₂ и В₃ (рис. 4а), которые могут быть технически реализованы в эксперименте.

В₁. Стандартные фильтрационные испытания:

$$p_1(0) = p_2(0) = P_0, \quad p_1(L) = p_2(L) = P_i,$$

P_i — входное давление.

В₂. На левой боковой грани образца трещины закрываются, на правой — задается постоянное давление P_i :

$$V_1(0) = 0, \quad p_2(0) = P_0, \quad p_1(L) = p_2(L) = P_i.$$

В₃. На левой боковой грани образца торцы пластин закрываются (трещины открыты), на правой грани — постоянное давление P_i :

$$p_1(0) = P_0, \quad V_2(0) = 0, \quad p_1(L) = p_2(L) = P_i.$$

На левой грани образца $x = 0$ для каждого из условий В₁, В₂ и В₃ регистрируются соответствующие стационарные расходы Q_1 , Q_2 и Q_3 .

Выпишем решения системы (7) для всех граничных условий.

Условия В₁:

$$\begin{aligned} p_1(\xi) &= p_2(\xi) = P_0 + (P_i - P_0)\xi, \\ Q_1 &= (k_1 S_1 + k_2 S_2)(P_i - P_0) / \eta L, \end{aligned} \quad (8)$$

где $\xi = x / L$, $S_1 = (m - 1)hW$, $S_2 = mHW$, h — зависящее от напряжения σ (рис. 4б) раскрытие нарушений сплошности (трещин).

Условия В₂:

$$\begin{aligned} p_1(\xi) &= P_0 + (P_i - P_0) \frac{C(\xi, \psi, 1) + \psi \sin \gamma (1 - \xi)}{C(1, \psi, 1)}, \\ p_2(\xi) &= P_0 + (P_i - P_0) \frac{C(\xi, \psi, 1) - \sin \gamma (1 - \xi)}{C(1, \psi, 1)}, \\ Q_2 &= k_2 S_2 \frac{P_i - P_0}{\eta L} \bar{Q}_2, \end{aligned} \quad (9)$$

где введены обозначения $C(\xi, u, w) = u\xi\gamma \cos \gamma + w \sin \gamma$, $\bar{Q}_2 = \gamma(1 + \psi) \cos \gamma / C(1, \psi, 1)$, $\psi = k_2 / k_1$, $\gamma = L\sqrt{\alpha(1/k_1 + 1/k_2)}$.

Условия В₃:

$$\begin{aligned} p_1(\xi) &= P_0 + (P_i - P_0) \frac{C(\xi, 1, \psi) - \psi \sin \gamma (1 - \xi)}{C(1, 1, \psi)}, \\ p_2(\xi) &= P_0 + (P_i - P_0) \frac{C(\xi, 1, \psi) + \sin \gamma (1 - \xi)}{C(1, 1, \psi)}, \\ Q_3 &= k_1 S_1 \frac{P_i - P_0}{\eta L} \bar{Q}_3, \end{aligned} \quad (10)$$

где $\bar{Q}_3 = \gamma(1 + \psi) \cos \gamma / C(1, 1, \psi)$.

Очевидно, что найденные решения (9), (10) справедливы при $\gamma < \pi/2$ (в противном случае расходы Q_2 и Q_3 могут быть отрицательные). Это накладывает ограничения на DP модель [21]: она неприменима для высоковязких флюидов и/или низкопроницаемых трещиновато-пористых породных массивов. В качестве примера на рис. 5 показаны распределения безразмерных давлений $\bar{p}_1 = (p_1 - P_0)/(P_i - P_0)$, $\bar{p}_2 = (p_2 - P_0)/(P_i - P_0)$ в трещинах и матрице для условий В₃.

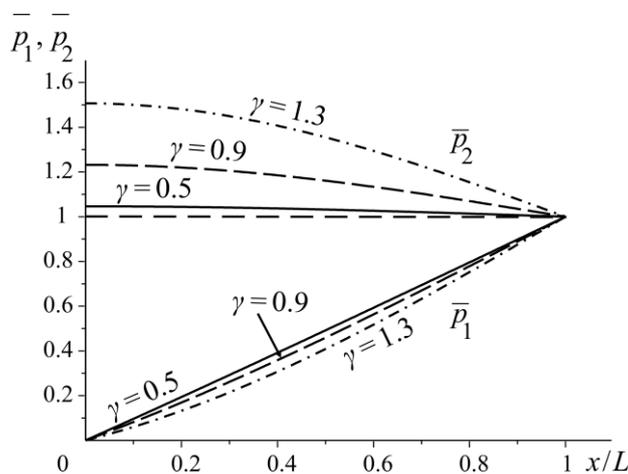


Рис. 5. Давление в трещинах \bar{p}_1 и матрице \bar{p}_2 (условия В₃) при $\psi = 0.9$ и различных значениях γ

Как и следовало ожидать, при закрытой матрице с уменьшением коэффициента массообмена давление в ней падает, а в трещинах — возрастает: массоперенос осуществляется преимущественно по трещинам. Об этом свидетельствует и поведение расхода Q_3 : можно видеть, что $\lim_{\gamma \rightarrow 0} \bar{Q}_3 = 1$ (рис. 6).

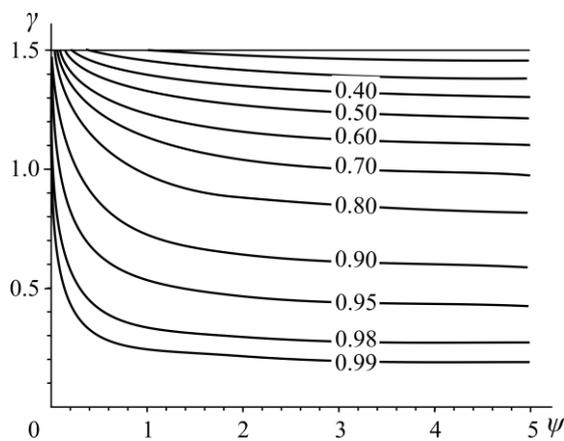


Рис. 6. Безразмерный расход \bar{Q}_3 при граничных условиях В₃

Покажем, что набор расходов Q_1 и Q_2 (или Q_3), зарегистрированных для каждого значения напряжения σ , достаточен для определения k_1 и β , а также представим их зависимости от σ .

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕФОРМАЦИОННЫХ СВОЙСТВ НАРУШЕНИЙ СПЛОШНОСТИ

Увеличение напряжений, нормальных к плоскости нарушений (трещин), приводит к уменьшению раскрытия последних [38–40], поэтому снижается и проницаемость трещиноватых пород. При интерпретации экспериментальных данных в рамках модели трещиновато-пористой

среды необходимо знать значение раскрытия трещин h на левой грани образца (рис. 2б, 4б). Непосредственное измерение h при изменении напряжения σ в процессе фильтрационных испытаний сопряжено с большими техническими трудностями, поэтому на первом этапе экспериментальных исследований определялась эмпирическая зависимость раскрытия от σ .

Слоистый образец помещался в нагружающее устройство (рис. 7) и подвергался вертикальному ступенчатому сжатию.

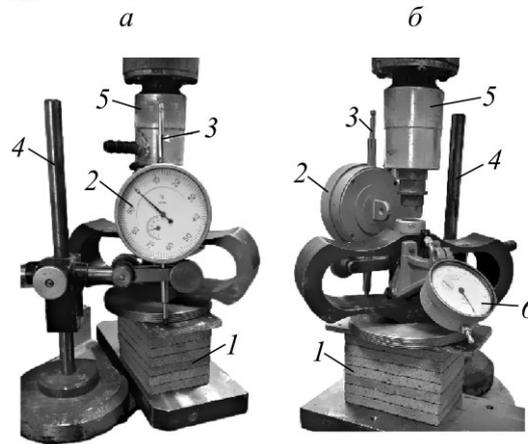


Рис. 7. Установка для деформационных испытаний слоистых образцов (а — вид спереди; б — вид сзади): 1 — слоистый образец; 2 — микрометр часового типа; 3 — шток микрометра; 4 — штатив; 5 — шток нагружающего устройства; б — динамометр

Нагрузка F_n (n — стадия нагружения) измерялась динамометром, при этом нормальное напряжение $s_n = F_n / (WL)$; микрометром часового типа регистрировалось изменение высоты образца ΔY , (табл. 2, колонки 2 и 3). Затем осуществлялась разгрузка и эксперимент повторялся. Начиная с третьего цикла нагружения показания микрометра оставались неизменными (табл. 2, колонки 4 и 5).

ТАБЛИЦА 2. Результаты деформационных испытаний слоистого образца и их интерпретация

1	2	3	4	5	6	7	8	9
n	s_n , МПа	ΔY , мкм	s_n , МПа	ΔY , мкм	ΔH , мкм	V , мкм	v , мкм	h , мкм
1	0.024	175	0.022	75	0.61	11.8	11.8	59.6
2	0.035	200	0.033	105	0.89	16.5	16.3	55.1
3	0.057	255	0.054	150	1.46	23.3	23.2	48.2
4	0.083	320	0.081	195	2.18	30.0	29.7	41.7
5	0.113	395	0.111	235	2.99	35.7	35.3	36.1
6	0.137	450	0.135	260	3.64	39.1	38.8	32.6
7	0.178	560	0.173	290	4.69	42.9	43.2	28.2
8	0.238	670	0.232	330	6.27	47.7	48.0	23.4
9	0.289	770	0.284	360	7.69	51.0	51.1	20.3
10	0.363	915	0.359	395	9.71	54.5	54.3	17.1
11	0.493	1040	0.490	435	13.24	57.0	58.0	13.4

Уменьшение высоты образца складывается из суммарного изменения толщины каждой пластины ΔH и сближения берегов нарушений V :

$$\Delta Y = m\Delta H + (m-1)V.$$

С учетом соотношения $\Delta H = s_n H / E$ (табл. 2, колонка 6) находим:

$$V = \frac{\Delta Y - ms_n H / E}{m-1}.$$

Результаты расчетов эмпирических значений V показаны кружками на рис. 8 и приведены в табл. 2 (колонка 7).

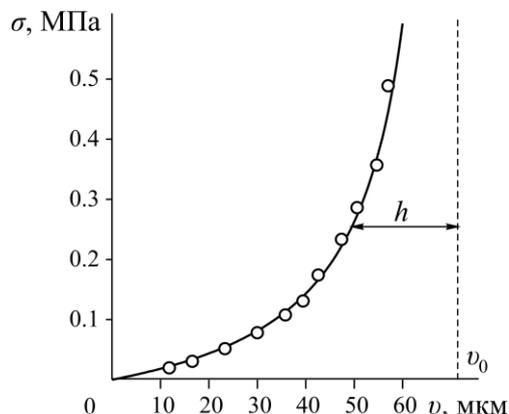


Рис. 8. Зависимость сближения берегов нарушений от напряжений

В [39] связь между сближением берегов нарушения v и нормальным напряжением σ предложено аппроксимировать дробно-линейной функцией

$$\sigma(v) = \frac{K_0 v}{1 - \frac{v}{v_0}}, \quad (11)$$

где эмпирические константы v_0 и K_0 — предельное сближение и нормальная жесткость, причем $K_0 = \sigma'(0)$ и $\lim_{\sigma \rightarrow \infty} v(\sigma) = v_0$. Методом наименьших квадратов по данным табл. 2 (колонки 4 и 7) определены значения $K_0 = 1573$ МПа/м, $v_0 = 71.4$ мкм (коэффициент вариации 1%). На рис. 8 сплошной линией показана зависимость (11) при найденных v_0 и K_0 . Раскрытие вычисляется из соотношения $h = v_0 - v(\sigma)$ (табл. 2, колонка 9).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРАНСПОРТНЫХ СВОЙСТВ ГЕОМАТЕРИАЛА

Процедура фильтрационных испытаний. На втором этапе экспериментальных исследований образец (рис. 2б) заключался в резиновую манжету (изолировалась боковая поверхность с образующей L), помещался в гидравлический пресс (рис. 9) и подвергался ступенчатому нагружению. Напряжение $\sigma = s_n$ контролировалось динамометром.

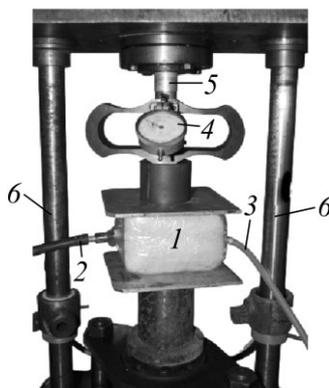


Рис. 9. Установка для фильтрационных испытаний: 1 — слоистый образец в герметизирующей манжете; 2, 3 — магистрали компрессора и расходомера; 4 — динамометр; 5, 6 — шток и стойки гидравлического пресса

На правой грани компрессором создавалось постоянное давление воздуха $P_i = 1.02, 1.03, \dots, 1.10$ атм, на левой грани при атмосферном давлении (граничные условия V_1) регистрировался расход $Q_1(n, i)$.

Затем межблочные зазоры на левой грани образца закрывались (граничные условия V_2) и программа испытаний повторялась: регистрировался расход $Q_2(n, i)$. Таким образом, формировалось дискретное множество значений расходов для различных напряжений s_n и входных давлений P_i . Выборочные данные приведены в третьей и четвертой колонках табл. 3.

ТАБЛИЦА 3. Данные фильтрационных испытаний и результаты их интерпретации

1	2	3	4	5	6	7
i	P_i , атм	Q_1 , л/мин	Q_2 , л/мин	k_1 , Д	γ	$10^{12}\alpha$
При $s_3 = 0.054$ МПа ($h = 48.2$ мкм), $n = 3$						
1	1.02	4.92	4.66	40.57	0.348	8.234
2	1.03	7.40	7.00	46.07	0.361	8.856
3	1.04	9.85	9.32	42.63	0.353	8.468
4	1.05	12.30	11.65	40.57	0.348	8.234
5	1.06	14.75	14.00	39.20	0.338	7.747
6	1.07	17.22	16.30	40.57	0.351	8.375
7	1.08	19.65	18.65	37.48	0.338	7.758
8	1.09	22.10	21.00	36.90	0.332	7.485
9	1.10	24.50	23.30	32.32	0.328	7.291
				39.59		8.052
При $s_8 = 0.232$ МПа ($h = 23.4$ мкм), $n = 8$						
1	1.02	4.83	4.65	7.165	0.507	8.248
2	1.03	7.24	6.98	4.322	0.498	7.958
3	1.04	9.65	9.31	2.900	0.494	7.813
4	1.05	12.07	11.60	5.459	0.518	8.604
5	1.06	14.47	13.95	1.478	0.499	7.964
6	1.07	16.90	16.30	5.946	0.496	7.871
7	1.08	19.30	18.60	2.900	0.501	8.035
8	1.09	21.75	20.95	10.008	0.504	8.145
9	1.10	24.15	23.25	7.165	0.507	8.248
				5.26		8.097

Интерпретация экспериментальных данных. Примем проницаемость матрицы равной среднему значению таковой для искусственного геоматериала (табл. 1) $k_2 = 8.4$ Д, тогда при динамической вязкости воздуха $\eta = 0.01$ мПа·с из (8) находим трещинную проницаемость при каждом входном давлении P_i (табл. 3 и 4, колонка 5):

$$k_1 = \frac{\eta L Q_1(n, i)}{(P_i - P_0) S_1} - k_2 \frac{H}{h}.$$

Теперь при известных k_1 и k_2 из (9) получим уравнение

$$\frac{\eta L Q_2(n, i)}{k_1 (P_i - P_0) S_1} = \frac{1 + \psi}{\psi + \frac{\text{tg} \gamma}{\gamma}},$$

решив которое, найдем γ (табл. 3, колонка 6) и, наконец, значение безразмерного коэффициента массообмена (табл. 3, колонка 7):

$$\alpha = \frac{k_1 k_2 \gamma^2}{(k_1 + k_2) L^2}.$$

В качестве k_1 и α при фиксированном напряжении $\sigma = s_n$ примем их средние значения (последние строки в табл. 3).

Заметим, что для определения γ вместо расхода Q_2 можно использовать Q_3 и формулу (10).

Установление зависимости трещинной проницаемости от напряжений. В табл. 4 (колонки 3 и 4) приведены результаты расчетов проницаемости k_1 и безразмерного коэффициента массообмена α при каждом уровне напряжений s_n (колонка 2) по описанной выше процедуре.

ТАБЛИЦА 4. Данные фильтрационных испытаний при различных значениях s_n

1	2	3	4	5	6
n	s_n , МПа	k_1 , Д	$10^{12}\alpha$	$k_1(\sigma)$, Д	δ , %
1	0.022	74.38	8.05	81.14	9.1
2	0.033	57.05	8.04	61.43	7.7
3	0.054	39.59	8.05	38.93	1.7
4	0.081	25.68	8.02	24.71	3.8
5	0.111	15.83	7.95	16.33	3.1
6	0.135	13.29	7.93	12.31	7.4
7	0.173	8.62	7.88	8.40	2.5
8	0.232	5.26	8.10	5.26	0.1
9	0.284	3.65	8.06	3.74	2.6

Выбор функции, описывающей эмпирическую зависимость $k_1(\sigma)$, обусловлен следующими обстоятельствами. Проницаемость одиночной трещины с раскрытием h пропорциональна h^2 [19, 40]. С учетом (11):

$$h = \frac{v_0 K_0}{K_0 + \frac{\sigma}{v_0}},$$

поэтому в качестве функции, аппроксимирующей данные табл. 4, логично рассмотреть

$$k_1(\sigma) \cong \frac{k_*}{\left(\frac{A\sigma}{\sigma_*} + B\right)^2}, \quad (12)$$

где $k_* = 1$ Д и $\sigma_* = 1$ МПа — фиксированные размерные константы. Методом наименьших квадратов найдены $A = 1.556$ и $B = 0.076$ (коэффициент вариации 10%). В колонке 5 табл. 4 представлены рассчитанные по (12) значения k_1 , а в колонке 6 — относительные ошибки аппроксимации.

Как показали эксперименты, коэффициент массообмена практически не зависит от напряжений (табл. 4, колонка 4): относительное отклонение α от своего среднего значения 8.01×10^{-12} не превышает 1.5%. По-видимому, массообмен между матрицей и трещинами определяется, в первую очередь, микроструктурой и петрофизическими свойствами пород-коллекторов.

ВЫВОДЫ

Предложенный экспериментальный метод количественной оценки фильтрационных свойств трещиновато-пористых пород-коллекторов предназначен для параметрического обеспечения исследования процессов миграции флюидов в рамках мультифизических моделей геосред.

Метод основан на данных лабораторных фильтрационных испытаний одного и того же образца при различных условиях на торцах и позволяет в рамках модели с двойной проницаемостью по стационарным расходам определить трещинную проницаемость k_1 и коэффициент массообмена β , а также зависимость последних от напряжений σ , действующих ортогонально направлению фильтрационного потока. Создана геомеханическая модель эксперимента. Для режима установившейся фильтрации найдено аналитическое решение, с помощью которого разработан алгоритм вычисления k_1 и β по зарегистрированным расходам. Показано, что $k_1 \sim \sigma^{-2}$, β практически не зависит от напряжений.

Дальнейшие исследования должны быть направлены на модификацию предложенного подхода для изучения реальных образцов пород-коллекторов трещиновато-пористой структуры, а также разработку метода определения пористости матрицы и трещин таких геоматериалов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Малышев Ю. Н., Айруни А. Т.** Комплексная дегазация угольных шахт. — М.: АГН, 1999. — 327 с.
2. **Seidle J.** Foundations of coalbed methane reservoir engineering, PennWell Books, 2011. — 416 p.
3. **Thakur P.** Advanced reservoir and production engineering for coal bed methane. Gulf Professional Publishing, Houston, 2016. — 404 p.
4. **Okotie S. and Ikporo B.** Reservoir engineering: fundamentals and applications, Springer, Cham., 2019. — 416 p.
5. **Fjaer E., Holt R. M., Raaen A. M., Horsrud P., and Risnes R.** Petroleum related rock mechanics, Amsterdam and Oxford, Elsevier, 2008, Vol. 53. — 514 p.
6. **Quddus M. A.** Petroleum Science and Technology, Petroleum Generation, Accumulation and Prospecting, CRC Press, 2021. — 381 p.
7. **Robinson P. R. and Hsu C. S.** Introduction to petroleum technology, Cham, Springer Int. Pub., 2017. — P. 1–83.
8. **Дахнов В. Н.** Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. — М.: Недра, 1985. — 310 с.
9. **Назарова Л. А., Назаров Л. А., Эпов М. И., Ельцов И. Н.** Эволюция геомеханических и электрогидродинамических полей в массиве горных пород при бурении глубоких скважин // ФТПРПИ. — 2013. — № 5. — С. 37–49.
10. **Дмитриев М. Н., Дмитриев Н. М., Максимов В. М., Мамедов М. Т.** Тензорные характеристики фильтрационно-емкостных свойств анизотропных пористых сред. теория и эксперимент // Механика жидкости и газа. — 2012. — № 2. — С. 57–63.
11. **Nie R.-S., Meng Y.-F., Jia Y.-L., Zhang F.-X., Yang X.-T., and Niu X.-N.** Dual porosity and dual permeability modeling of horizontal well in naturally fractured reservoir, Transport in Porous Media, 2012, Vol. 92. — P. 213–235.
12. **Hornung U.** Homogenization and Porous Media. Springer, Berlin. 1997. — 279 p.
13. **Wagner A., Eggenweiler E., Weinhardt F., Trivedi Z., Krach D., Lohrmann C., Jain K., Karadimitriou N., Bringedal C., Voland P., Holm C., Class H., Holger S. and Rybak I.** Permeability estima-

- tion of regular porous structures: A benchmark for comparison of methods, *Transport in Porous Media*, 2021, Vol. 138(6). — P. 1–23.
14. **Tiab D. and Donaldson E. C.** *Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*, 4th Edn, Gulf Prof. Publ., 2015. — 918 p.
 15. **Ельцов И. Н., Назарова Л. А., Назаров Л. А., Нестерова Г. В., Соболев А. Ю., Эпов М. И.** Скважинная геоэлектрика нефтегазовых пластов, разбурываемых на репрессии давления в неравнокомпонентном поле напряжений // *Геология и геофизика*. — 2014. — Т. 55. — № 5–6. — С. 978–990.
 16. **Gray I.** *Reservoir engineering in coal seams: Part 1, The physical process of gas storage and movement in coal seams*, *SPE Reservoir Eng.*, 1987, No. 2(1). — P. 28–34.
 17. **Коллекторы нефтей Баженовской свиты Западной Сибири / под ред. Т. В. Дорофеевой.** — Л.: Недра, 1983. — 131 с.
 18. **Вяхирев Р. И., Коротаев Ю. П.** *Теория и опыт разработки месторождений природных газов*. — М.: Недра, 1999. — 412 с.
 19. **Golf-Racht T. D.** *Fundamentals of fractured reservoir engineering*, Elsevier, 1982. — 732 p.
 20. **Kearey P, Brooks M, and Hill I.** *An Introduction to geophysical exploration*, 3rd ed., Oxford: Blackwell Science Ltd, 2002. — 281 p.
 21. **Баренблатт Г. И., Желтов Ю. П., Кочина И. Н.** Об основных представлениях теории фильтрации в трещиноватых средах // *ПММ*. — 1960. — Т. 24. — № 5. — С. 58–73.
 22. **Ma J.** Review of permeability evolution model for fractured porous media, *J. Rock Mech. Geotechnical Eng.*, 2015, Vol. 7(3). — P. 351–357.
 23. **Coussy O.** *Mechanics and physics of porous solids*, John Wiley and Son Ltd, 2010. — 281 p.
 24. **Назарова Л. А., Назаров Л. А.** Эволюция напряжений и проницаемости трещиновато-пористого породного массива в окрестности добычной скважины // *ФТПРПИ*. — 2016. — № 3. — С. 11–19.
 25. **Aminian K.** 5 — gas transportation in CBM reservoir, In: *Coal Bed Methane*, Eds. Thakur P., Schatzel S. J., Aminian K., Rodvelt G., Mosser M. H., Damico J. S., 2nd ed., Amsterdam, Elsevier, 2020. — P. 133–145.
 26. **Chen M., Hosking L. J., Sandford R. J., and Thomas H. R.** Dual porosity modelling of the coupled mechanical response of coal to gas flow and adsorption, *Int. J. Coal Geology*, 2019, Vol. 205. — P. 115–125.
 27. **Huo B., Jing X., He A., and Fan C.** Hydraulic-mechanical coupling model with dual-porosity dual-permeability for anisotropy coal seams and its application in mine gas extraction, *Advances in Civil Eng.*, 2019, Vol. 8, Article ID 4534835.
 28. **Извеков О. Я., Конюхов А. В., Чепрасов И. А.** Термодинамически согласованная модель фильтрации в среде с двойной пористостью с учетом рассеянного разрушения матрицы // *Физика Земли*. — 2020. — № 5. — С. 103–116.
 29. **Nelson R.** An experimental study of fracture permeability in porous rock, *Am. Association Petroleum Geologists Bull.*, 1977, Vol. 61, No. 2. — P. 227–236.
 30. **Zhou Z., Zhang J., Cai X., and Shanyong W.** Permeability experiment of fractured rock with rough surfaces under different stress conditions, *Geofluids*, 2020, Vol. b8. — P. 1–15.
 31. **Vogler D., Amann F., Bayer P., and Elsworth D.** Permeability evolution in natural fractures subject to cyclic loading and gouge formation, *Rock Mech. Rock Eng.*, 2016, Vol. 49, No. 9. — P. 3463–3479.
 32. **Shi Z., Zhang S., Yan R., and Wang G.** Fault zone permeability decrease following large earthquakes in a hydrothermal system, *Geophysical Research Letters*, 2018, Vol. 45, No. 3. — P. 1387–1394.
 33. **Liu W.Q. and Manga M.** Changes in permeability caused by dynamic stresses in fractured sandstone, *Geophysical Research Letters*, 2009, Vol. 36, No. 20. — P. 2–5.
 34. **Jang H. C., Lee J., and Lee W.** Experimental apparatus and method to investigate permeability and porosity of shale matrix from Haenam Basin in Korea, *Env. Earth Sci.*, 2015, Vol. 74, No. 4. — P. 3333–3343.

- 35. Назарова Л. А., Назаров Л. А., Голиков Н. А., Скулкин А. А.** Зависимость проницаемости геоматериалов от напряжений по данным лабораторных экспериментов на цилиндрических образцах с центральным отверстием // ФТПРПИ. — 2019. — № 5. — С. 18–25.
- 36. ГОСТ 26450.2–85.** Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации.
- 37. ГОСТ 28985-91.** Породы горные. Метод определения деформационных характеристик при одноосном сжатии.
- 38. Jaeger J. C., Cook N. G. W., and Zimmerman R.** Fundamentals of rock mechanics, 4th edn. Wiley-Blackwell, 2007. — 488 p.
- 39. Barton N. R.** Deformation phenomena in jointed rock, Geotechnique, 1986, Vol. 36, No 2. — P. 147–167.
- 40. Min K.-B., Rutqvist J., Tsang C.-F., and Jing L.** Stress-dependent permeability of fractured rock masses: A numerical study, Int. J. Rock Mech. Min. Sci., 2004, Vol. 41, No. 7. — P. 1191–1210.

Поступила в редакцию 28/VI 2023

После доработки 29/VI 2023

Принята к публикации 30/VI 2023