

*Л. А. Назарова<sup>1\*</sup>, А. А. Малев<sup>2</sup>, Л. А. Назаров<sup>2</sup>*

## **Определение транспортных свойств трещиновато-пористых геосред квазирегулярной структуры по данным стандартных фильтрационных испытаний**

<sup>1</sup> ФГБУН Институт горного дела им. Н. А. Чинакала Сибирского отделения РАН,  
г. Новосибирск, Российская Федерация

<sup>2</sup> Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск,  
Российская Федерация

\* e-mail: [larisa.a.nazarova@mail.ru](mailto:larisa.a.nazarova@mail.ru)

**Аннотация.** В рамках модели сплошной среды с двойной пористостью, описывающей процессы эволюции гидродинамических полей в трещиновато-пористых породных массивах и продуктивных пластах, обоснован метод количественной оценки проницаемости трещин  $k_1$  и матрицы  $k_2$ , а также коэффициента массообмена  $\alpha$  по экспериментальным данным измерения стационарных расходов в слоистых образцах, изготовленных из искусственного геоматериала. Процедура нахождения  $k_1$ ,  $k_2$  и  $\alpha$  состоит в определении проницаемости геоматериала  $k_2$  стандартным способом, проведении фильтрационных испытаний на слоистом образце при открытых (расход  $Q_0$ ) и тампонированных на одном из торцов (расход  $Q_1$ ) трещинах. Разработана математическая модель лабораторного эксперимента и найдено аналитическое решение соответствующей задачи, с использованием которого выведены зависимости  $k_1(Q_0, Q_1, k_2)$  и  $\alpha(Q_0, Q_1, k_2)$  для интерпретации результатов испытаний. Параметрический анализ выявил слабую устойчивость решения при малых вариациях входных данных  $Q_0$  и  $Q_1$ , поэтому следует увеличивать число измерений и использовать высокоточную регистрирующую аппаратуру.

**Ключевые слова:** трещиновато-пористая геосреда, фильтрационные испытания, проницаемость, коэффициент массообмена

*L. A. Nazarova<sup>1</sup>, A. A. Malev<sup>2</sup>, L. A. Nazarov<sup>2</sup>*

## **Determination of the transport properties of fractured-porous geomedia of a quasi-regular structure by the standard filtration tests data**

<sup>1</sup> Chinakal Institute of Mining of the Siberian Branch of the RAS, Novosibirsk, Russian Federation

<sup>2</sup> Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation

<sup>1</sup> e-mail: [larisa.a.nazarova@mail.ru](mailto:larisa.a.nazarova@mail.ru)

**Abstract.** Within the framework of a double porosity medium continuum model, which describes the evolution of hydrodynamic fields in fractured-porous rock masses and productive strata, a method was substantiated for quantifying the permeability of fractures  $k_1$  and matrix  $k_2$ , as well as the mass transfer coefficient  $\alpha$  according to experimental measurement data of steady flow rates in layered specimen made of artificial geomaterial. The procedure for finding  $k_1$ ,  $k_2$  and  $\alpha$  consists in determining the permeability of the geomaterial  $k_2$  in the standard way, conducting seepage tests on a layered sample with open fractures (flow rate  $Q_0$ ) and plugged fractures at one of the ends (flow rate  $Q_1$ ). A mathematical model of a laboratory experiment was developed and an analytical solution of the corresponding problem was found, using which the dependences  $k_1(Q_0, Q_1, k_2)$  and  $\alpha(Q_0, Q_1, k_2)$  were derived to interpret the test results. Parametric analysis revealed a weak stability of the solution with small variations in the

input data  $Q_0$  and  $Q_1$ , so the number of measurements should be increased and high-precision recording equipment should be used.

**Keywords:** fractured-porous geomedium, seepage tests, permeability, mass transfer coefficient

### ***Введение***

Концепция блочно-иерархического строения массива горных пород [1] в настоящее время стала методологической основой для изучения геомеханических процессов в природных и геотехнических объектах. Угольные залежи и пласты-коллекторы многих месторождений углеводородов имеют трещиновато-блочную структуру [2], что необходимо учитывать при моделировании процессов массопереноса. Учет реальной геометрии флюидонасыщенных породных массивов связан со значительными техническими и вычислительными трудностями [3]. Поэтому для описания процессов миграции флюидов в трещиновато-пористых средах (ТПС) в [4] предложена модель с двойной пористостью, когда в элементарном объеме существуют два поля давления: в трещинах (межблочных промежутках)  $p_1$  и матрице (пористых блоках)  $p_2$ , а интенсивность  $C$  перетоков между ними пропорциональна  $p_2 - p_1$ . Для параметрического обеспечения моделей ТПС используются, как правило, данные лабораторных и – натуральных экспериментов [5], причем зависимость  $C(p_1, p_2)$  может быть установлена только при нестационарном режиме фильтрации по кривой восстановления давления [6]. В настоящей статье в рамках модели ТПС предложен метод определения функции  $C$ , а также фильтрационных характеристик матрицы и трещин по данным лабораторных испытаний образцов квазирегулярной структуры при стационарном режиме фильтрации.

### ***Модель трещиновато-пористой среды и схема эксперимента***

Многие продуктивные пласты нефтегазовых месторождений имеют квазирегулярную слоистую структуру (Рис. 1а), поэтому для апробации предлагаемой методики проведения лабораторных экспериментов из искусственного геоматериала по технологии [7] изготовлены семь пластинок (длина  $l = 100$  мм, ширина  $w = 70$  мм, толщина  $h = 10$  мм). Собранный из них слоистый образец (Рис. 1б) герметизируется по боковой поверхности, на одном торце задается постоянное давление  $P_j$ , на другом при атмосферном давлении  $P_0$  в стационарном режиме регистрируется расход.

Система, описывающая миграцию флюида в ТПС, включает [4]:  
уравнения сохранения массы

$$(m_i r)_{,t} + \nabla \cdot (r \vec{V}_i) = (-1)^i C ;$$

закон Дарси

$$\vec{V}_i = -k_i \nabla p_i / h ,$$

а также зависимости плотности флюида  $\rho$  и пористостей  $m_i$  ( $i = 1, 2$ ) от давления

$$r = r_0[1 + b(p_i - P_0)], \quad m_i = m_{i0} + b_i(p_i - P_0),$$

где индексы  $i=1$  и  $i=2$  относятся к трещинам и матрице соответственно,  $\vec{V}_i$  – скорость,  $r_0$  и  $m_{i0}$  – начальные значения плотности и пористости,  $k_i$  – проницаемости,  $b_i$  и  $b$  – сжимаемости коллектора и флюида;  $h$  - вязкость. Интенсивность перетоков флюида между матрицей и трещинами примем в виде [4]

$$C(p_1, p_2) = a(p_2 - p_1)r_0,$$

где  $a$  – эмпирический коэффициент массообмена,  $[a] = 1/(\text{Па} \cdot \text{с})$ . Если и пористая среда, и флюид имеют слабые сжимаемости, то вышеприведенную систему в стационарном случае можно свести к двум уравнениям

$$k_i D p_i + (-1)^i a h (p_2 - p_1) = 0. \quad (1)$$

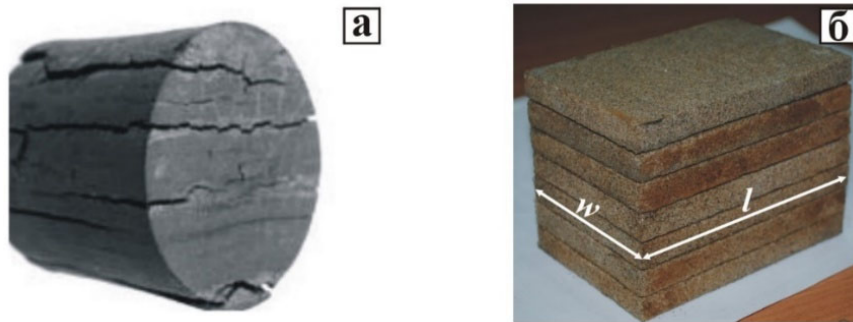


Рис.1. Экстрагированный образец породы-коллектора Салымского месторождения (а); слоистый образец из искусственного геоматериала (б).

Рассмотрим схему испытаний, по данным которых можно определить фильтрационные характеристики матрицы и трещин, а также коэффициент  $a$ . Проницаемость матрицы определяется стандартным методом [8]: для использованного искусственного геоматериала  $k_2 = 8.0-9.5$  Д [7]. Тогда необходимы еще два кванта информации, которые можно получить, создавая различные условия на торцах образца.

T0. На правом торце задано постоянное давление  $P_j$ , на левом торце регистрируется расход  $Q_0$ , (Рис. 2а).

T1. Трещины на левом торце закрываются, проводятся испытания аналогично T0, регистрируется расход  $Q_1$  (Рис. 2б).

Условия на торцах образца для экспериментов T0 и T1 сведены в Табл. 1.

В одномерном случае (все неизвестные функции зависят только от  $x$ ) система (1) с граничными условиями T0 и T1, имеет аналитическое решение, приведенное в Табл. 2.

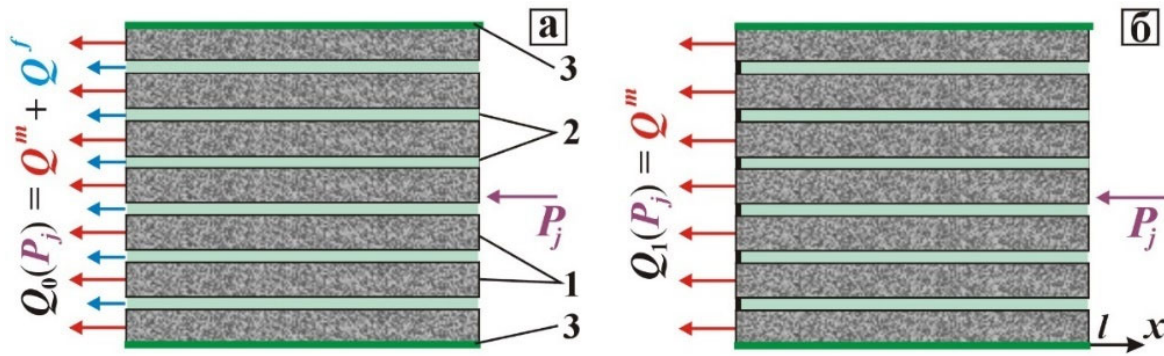


Рис. 2. Схема эксперимента: 1 – матрица (пористые блоки); 2 – межблочные промежутки (трещины); 3 – изолирующая манжета; а – открытые трещины на левом торце образца; б – закрытые трещины на левом торце

Таблица 1

Граничные условия для (1) при разных типах экспериментов.

Тип	Границы (Рис. 2б)	
	$x = 0$	$x = l$
T0	$p_1 = p_2 = P_0$	$p_1 = p_2 = P_j$
T1	$\partial p_1 / \partial x = 0$ $p_2 = P_0$	$p_1 = p_2 = P_j$

Таблица 2

Решения краевых задач для уравнения (1).

T0	T1
$p_i(x) = P_0 + (P_j - P_0) \frac{x}{l}$	$p_1(x) = P_0 + (P_j - P_0) \frac{D(x) + \sin g(l-x)}{D(l)}$ $p_2(x) = P_0 + (P_j - P_0) \frac{D(x) - y \sin g(l-x)}{D(l)}$
$Q_0 = (S_1 k_1 + S_2 k_2) \frac{P_j - P_0}{hl}$	$Q_0 = S_2 k_2 \frac{P_j - P_0}{h} \frac{(1+y) g \cos gl}{D(l)}$

(2)

В Табл. 2 введены обозначения:  $S_2 = Nhw$  – площадь торца образца ( $N$  – число пластин),  $S_1 = dS_2$  – площадь трещин на торце,  $g = \sqrt{ah(1/k_1 + 1/k_2)}$ ,  $y = k_1/k_2$ ,  $D(x) = y \sin gl + gx \cos gl$ .

### Параметрический анализ: инверсия данных эксперимента

Один из важных элементов при исследовании разрешимости обратных задач – анализ устойчивости решения при малых изменения входных данных [9,10,11,12].

При известной проницаемости матрицы  $k_2$  по измеренному расходу  $Q_0$  (схема T0) находится проницаемость трещин

$$k_1 = \frac{1}{S_1} \left( \frac{hlQ_0}{P_j - P_0} - S_2 k_2 \right)$$

затем отношение  $y = k_1 / k_2$ . Тогда из (2) можно получить трансцендентное уравнение относительно безразмерной переменной  $r = \gamma l$

$$F(r) = \frac{hlQ_1}{S_2 k_2 (P_j - P_0)},$$

где

$$F(r) = \frac{(1+y)r}{y \operatorname{tg} r + r}.$$

На Рис. 3 представлены графики функции  $F$ , показывающие, что при больших значениях  $y$  (что имеет место в реальности, поскольку проницаемость трещин, как правило, намного превосходит проницаемость матрицы) точность определения параметра  $g$  по известным расходам  $Q_0$  и  $Q_1$  а, следовательно, и величины коэффициента массообмена  $a$  резко уменьшается.

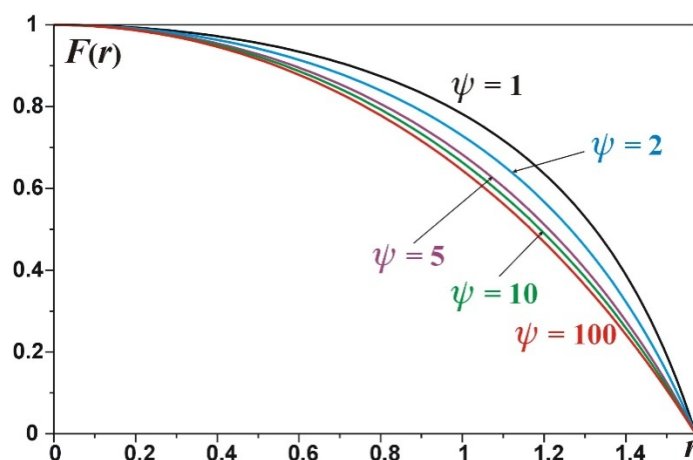


Рис.3. Графики функции  $F$  при различных значениях параметра  $\psi$

Численные эксперименты проводились при следующих значениях параметров модели:  $P_0 = 1$  атм,  $h = 10^{-5}$  Па · с,  $d = 0.05$ ,  $k_2 = 8.2$  Д,  $N = 7$ . Приведенные в Табл. 3 результаты показывают, что по данным эксперимента Т0 проницаемость трещин  $k_1$  определяется практически без погрешности. Иная ситуация с коэффициентом массообмена: при изменении  $a$  на 1-2 порядка расход  $Q_1$  получает относительное приращение не более 5-10%. Это диктует необходимость проведе-

ния большого числа измерений (при различных значениях входного давления  $P_j$ ) и налагает повышенные требования на точность регистрирующей аппаратуры.

Таблица 3

Расход  $Q_1$  (эксперимент Т1) при различных значениях  $\alpha$ .

$10^7 \alpha$ , 1/(Па·с)	$P_j = 1.01$ атм $Q_0 = 2884$ мл/м $k_1 = 46.4$ Д	$P_j = 1.02$ атм $Q_0 = 5767$ мл/м $k_1 = 46.5$ Д	$P_j = 1.03$ атм $Q_0 = 8651$ мл/м $k_1 = 46.5$ Д
	$Q_1$ , мл/м		
1	2309	4617	6926
10	2300	4600	6900
100	2214	4428	6642
200	2115	4230	6346
300	2012	4025	6039
400	1907	3813	5720

### Заключение

Теоретически обоснован лабораторный эксперимент с образцами геоматериалов квазирегулярной структуры, дающий возможность в рамках модели сплошной среды с двойной пористостью оценить фильтрационные свойства трещиновато-пористых пород-коллекторов: коэффициент массообмена  $\alpha$ , характеризующий перетоки флюида между трещинами и матрицей, а также их проницаемости  $k_1$  и  $k_2$ . Для различных схем измерения сформулированы и решены соответствующие краевые задачи, получены аналитические зависимости расходов от искомых параметров модели  $k_1$ ,  $k_2$  и  $\alpha$ , которые позволяют выполнить инверсию данных фильтрационных испытаний. В настоящее время коэффициент массообмена определяется только в натуральных условиях по кривой восстановления давления в закрытой эксплуатационной скважине. Предложенный подход дает возможность проводить соответствующие оценки в лаборатории.

### Благодарности

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-27-00339).

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Садовский М. А., Болховитинов Л. Г., Писаренко В. Ф. Деформирование среды и сейсмический процесс. – М.: Наука, 1987. – 100 с.
2. Lonergan L., Jolly R. J. H., Rawnsley K., Sanderson D. J. Fractured Reservoirs. Geological Society Special Publication N 270. London, Bath: Geological Society of London 2007. – 285 p.
3. Bourbiaux B. Fractured reservoir simulation: A challenging and rewarding issue // Oil Gas Sci Technol-Rev IFP. – 2010. – 65. – P. 227–238
4. Barenblatt G. I., Zheltov Yu. P., Kochina I. N. Basic notions of seepage theory for fractured media // Prikl. Mat. Mekh. – 1960. – 24(5). – P. 852–864.

5. Dake L. P. The Practice of Reservoir Engineering. New York: Elsevier, 2001. – 570 p.
6. van Golf-Racht T. Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering. New York: Elsevier, 1982. – 732 p.
7. Nazarova L. A., Skulkin A. A., Nazarov L. A., Golikov N. A. Experimental investigation of poroperm properties of geomaterials in nonuniform stress field // Journal of Mining Science. – 2020. – 56(5). – P. 706-712.
8. ГОСТ 26450.2–85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации.
9. Nazarov L. A., Nazarova L. A. Some geomechanical aspects of gas recovery from coal seams // Journal of Mining Science. – 1999. – 35(2). – P. 135–145.
10. Tarantola A. Inverse Problems Theory and Methods for Model Parameter Estimation, Paris: SIAM, 2005. – 354 p.
11. Sakurai S. Back Analysis in Rock Engineering. London: CRC Press, 2017. – 240 p.
12. Назарова Л. А., Назаров Л. А., Полевщиков Г. Я., Родин Р. И. Определение коэффициента диффузии и содержания газа в угле на основе решения обратной задачи // ФТПРПИ. – 2012. – № 5. – С. 15–23.

© Л. А. Назарова, А. А. Малев, Л. А. Назаров, 2023