

УДК 532.685

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ  
ГЕОМАТЕРИАЛОВ В НЕОДНОРОДНОМ ПОЛЕ НАПРЯЖЕНИЙ**

**Л. А. Назарова<sup>1</sup>, Н. А. Голиков<sup>2,3</sup>, А. А. Скулкин<sup>1</sup>, Л. А. Назаров<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>*Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН,*

*E-mail: lanazarova@ngs.ru, Красный проспект, 54, 630091, г. Новосибирск, Россия*

<sup>2</sup>*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,  
просп. Академика Коптюга, 3, 630090, г. Новосибирск, Россия*

<sup>3</sup>*Новосибирский государственный технический университет,  
просп. Карла Маркса, 20, 630073, г. Новосибирск, Россия*

Теоретически обоснована и апробирована в лабораторных условиях методика исследования анизотропной проницаемости геоматериалов, обусловленной неоднородным напряженным состоянием. Проведены фильтрационные испытания на цилиндрических образцах из мелкозернистого песка и криогеля с центральным отверстием, подвергающимся диаметральному сжатию, измерен стационарный расход на различных участках боковой поверхности. Сформулирована и показана разрешимость обратной коэффициентной задачи определения эмпирической зависимости проницаемости от эффективных напряжений.

*Лабораторный эксперимент, искусственный геоматериал, цилиндрический образец с центральным отверстием, диаметральное сжатие, проницаемость, расход, неоднородное напряженное состояние, обратная задача*

DOI: 10.15372/FTPRPI20200504

Для обоснования проектов разработки месторождений углеводородов, планирования объема добычи при эксплуатации залежей нефти и газа, подготовки мероприятий по интенсификации притока требуются данные о фильтрационно-емкостных свойствах продуктивных пластов [1–3]. На больших глубинах в окрестности разведочных и добычных скважин могут возникать зоны разрушения с измененными фильтрационно-емкостными свойствами [4, 5]. Проницаемость и пористость пород-коллекторов зависит от напряжений [6–11], что необходимо учитывать при интерпретации результатов ГИС для выявления продуктивных интервалов и оценки фильтрационно-емкостных свойств. Физическая и методическая основа интерпретации — результаты одномерных экспериментов на кернах [12–14]. Вследствие неоднородного напряженного состояния в околоскважинном пространстве, обусловленного неравнокомпонентным полем внешних напряжений [15], слоистой структурой продуктивных интервалов [16] и другими факторами, инверсия каротажных данных в рамках общепринятой 1D-изотропной гидродинамической модели невозможна [17, 18], поэтому необходимо рассматривать верти-

кальную [19] или осевую анизотропию. В последнем случае околоскважинное пространство не может быть описано с помощью 1D-модели, поэтому необходимо корректировать методические наработки для определения фильтрационных параметров продуктивных пластов по данным ГИС [12–14] и проводить натурные измерения в скважинах [20] или испытания с применением образцов специальной формы [21, 22].

В настоящей работе описана методика лабораторных экспериментов и представлены данные фильтрационных испытаний изготовленных из искусственного геоматериала цилиндрических образцов с центральным отверстием, в которых создавалось неоднородное напряженное состояние посредством диаметрального сжатия, а также результаты интерпретации этих данных в рамках пороупругой модели. Полученные результаты могут использоваться для замыкания усложненных моделей деформируемых пористых сред [23].

### ПРОЦЕДУРА ЛАБОРАТОРНЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗМЕРЕНИЙ

По технологии [24] из смеси мелкозернистого песка (фракция 0.5 мм) и криогеля изготовлены два цилиндрических образца с центральным отверстием (высота  $H = 110$  мм, внешний  $R$  и внутренний  $a$  радиусы составляли 75 и 4 мм соответственно). Проницаемость геоматериала по газу  $k_*$  (воздух, вязкость  $\eta = 10^{-5}$  Па·с), определенная по стандартной методике [25], равна 26 мД.

Образец 1 (рис. 1а) в изолирующей резиновой манжете 2 с секториальным вырезом 3 (угол раствора  $2\beta = 30^\circ$ ) помещался в герметичную металлическую камеру 4 (рис. 1б), которая устанавливалась в гидравлический пресс 5 (рис. 1в). Штоки пресса 6 контактировали с образцом 1 через стальные пластины 7 (рис. 1а) толщиной 10 мм и шириной 20 мм ( $\alpha = 15^\circ$ ). Осуществлялось ступенчатое диаметральное сжатие с усилием  $S_n$  0.86, 1.72, 2.58 и 3.43 МПа. При каждом уровне нагрузки  $S_n$  в центральном отверстии 8 через магистраль 9 компрессором создавалось постоянное давление воздуха  $p_m = 0.105, 1.11, \dots, 1.25$  МПа и в стационарном режиме измерялся расход  $Q_{mn}$  при фиксированном положении выреза 3, которое задавалось углом  $\varphi$  между направлением сжатия и осью симметрии выреза (рис. 1а). Затем образец поворачивался, и процедура измерения повторялась.

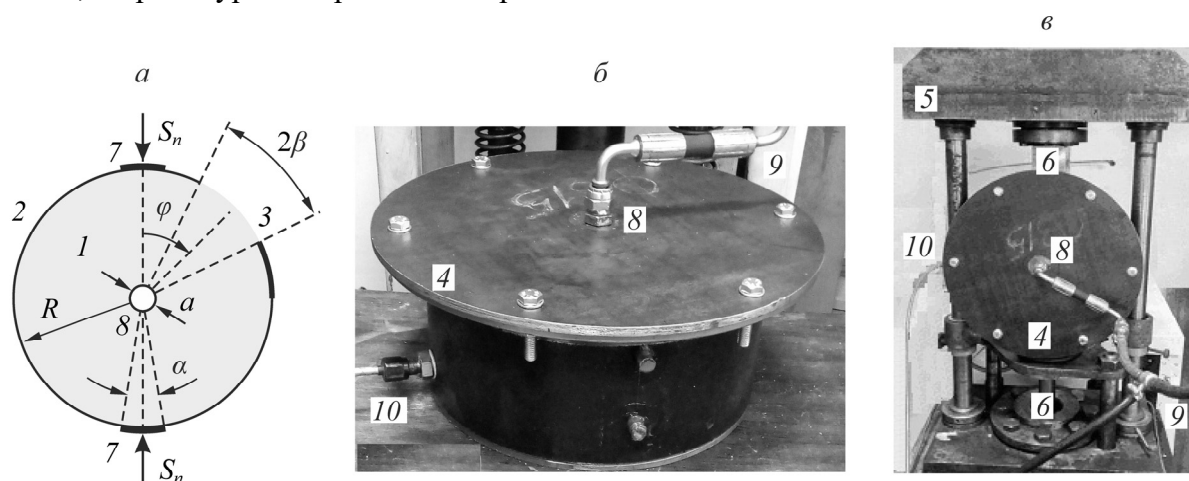


Рис. 1. Схема эксперимента (а), герметичная камера (б) и общий вид установки (в): 1 — образец; 2 — резиновая манжета; 3 — секториальный вырез; 4 — металлическая камера; 5 — гидравлический пресс; 6 — штоки пресса; 7 — стальные пластины; 8 — центральное отверстие; 9 — магистраль; 10 — магистраль расходомера

В таблице приведены результаты измерения расходов  $Q_{mn}^1$  и  $Q_{mn}^2$  при  $\varphi_1 = 60^\circ$  и  $\varphi_2 = 90^\circ$ .

Стационарный расход, мл/мин					
$m$	$p_m$ , МПа	$S_n$ , МПа			
		0.86	1.72	2.58	3.43
Расход $Q_{mn}^1$ при $\varphi = \varphi_1$					
1	0.105	46.5	43.5	41.0	37.0
2	0.110	93	89	84	80
3	0.115	143	136	129	123
4	0.120	195	185	176	167
5	0.125	249	236	224	213
Расход $Q_{mn}^2$ при $\varphi = \varphi_2$					
1	0.105	47.5	44.5	42.5	40.0
2	0.110	96	91	87	82
3	0.115	148	140	133	127
4	0.120	201	191	182	172
5	0.125	257	244	232	220

### МОДЕЛЬ ЭКСПЕРИМЕНТА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ

На рис. 2 эволюция полей давления и напряжений в исследуемом образце описана в цилиндрической системе координат  $(r, \theta)$  порупругой моделью [26], включающей:

уравнения равновесия

$$\sigma_{ij,j} = 0, \quad (1)$$

закон Гука

$$\sigma_{ij} = (\lambda \varepsilon - p) \delta_{ij} + 2\mu \varepsilon_{ij}, \quad (2)$$

соотношения Коши для малых деформаций

$$\varepsilon_{ij} = 0.5(u_{i,j} + u_{j,i}), \quad (3)$$

уравнение неразрывности

$$(\psi \rho)_{,i} + \nabla \cdot (\rho \vec{V}) = 0, \quad (4)$$

нелинейный закон Дарси

$$\vec{V} = \frac{-k(\sigma, p) \nabla p}{\eta} \quad (5)$$

и уравнение состояния

$$p = \frac{p_0 \rho}{\rho_0}, \quad (6)$$

где  $\sigma_{ij}$ ,  $\varepsilon_{ij}$  — компоненты тензоров напряжений и деформаций ( $i, j = r, \theta$ );  $\varepsilon = \varepsilon_{rr} + \varepsilon_{\theta\theta}$ ;  $\delta_{ij}$  — дельта-функция Кронекера;  $\lambda$ ,  $\mu$  — параметры Ламе;  $u_i$  — компоненты вектора смещений;  $p$  — давление;  $\vec{V} = (V_r, V_\theta)$  — вектор скорости фильтрации;  $\psi$  — пористость;  $\rho_0$  — плотность газа при атмосферном давлении  $p_0$ ;  $k$  — проницаемость, зависящая от эффективного напряжения  $s = \sigma - p$  ( $\sigma = (\sigma_{rr} + \sigma_{\theta\theta})/2$ ) по экспоненциальному закону [10, 22]:

$$k(\sigma, p) = K \exp(-\omega s), \quad (7)$$

$K$ ,  $\omega$  — эмпирические константы.

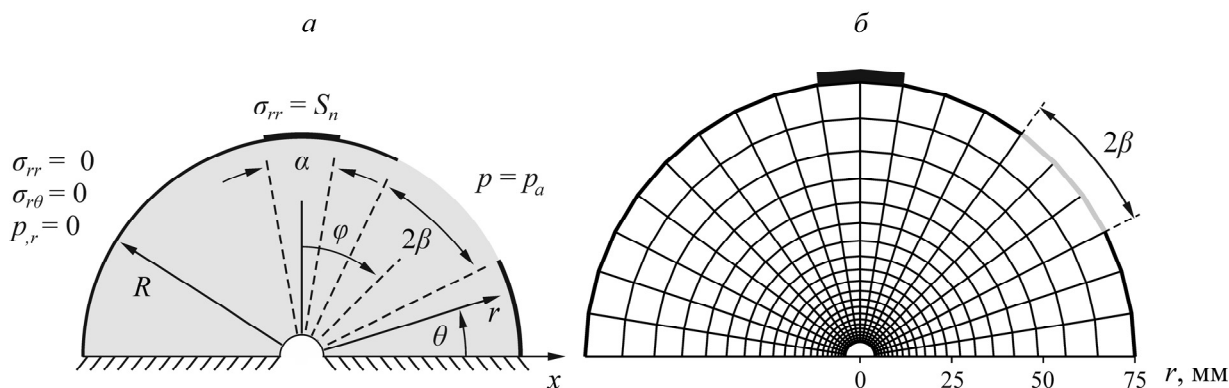


Рис. 2. Расчетная область и граничные условия (а) и сетка конечных элементов (б)

Система (4)–(7) сводится к нелинейному параболическому уравнению относительно давления:

$$p_{,t} = \xi \nabla \cdot (pe^{\omega(p-\sigma)} \nabla p), \tag{8}$$

где  $\xi = K\rho_0 / (\psi\eta p_0)$ .

Для уравнений (1)–(3), (8) формулировались граничные условия (рис. 2а) в соответствии с экспериментом, при этом сжимающие напряжения приняты положительными:

$$\begin{aligned} \sigma_{rr}(a, \theta, t) &= p_n, \\ \sigma_{rr}(R, \theta, t) &= \begin{cases} S_m & |\theta - \pi/2| \leq \alpha, \\ 0 & |\theta - \pi/2| > \alpha, \end{cases} \\ \sigma_{r\theta}(a, \theta, t) &= \sigma_{r\theta}(R, \theta, t) = 0, \\ \theta(r, 0, t) &= u_\theta(r, \pi, t) = 0; \\ p(a, \theta, t) &= p_n, \\ p(R, \theta, t) &= p_a \quad \text{при } |\theta + \phi - \pi/2| \leq \beta, \\ p_{,r}(R, \theta, t) &= 0 \quad \text{при } |\theta + \phi - \pi/2| > \beta. \end{aligned} \tag{9}$$

Система (1)–(3), (8)–(10) численно реализована с помощью гибридной схемы, обеспечившей быстрый расчетный алгоритм: на одной сетке 118 × 120 узлов (рис. 2б, разрежена в 6 раз) краевая задача (1)–(3), (9) решалась методом конечных элементов (оригинальный код [27]), а (8), (10) — конечно-разностным методом переменных направлений [28]. Расход через секториальный вырез рассчитывался по формуле

$$Q(\phi, t) = RH \int_{\pi/2-\phi-\beta}^{\pi/2-\phi+\beta} V_r(R, \theta, t) d\theta. \tag{11}$$

Стационарное решение (8) не зависит от параметра  $\xi$ , поэтому значение пористости  $\psi$  выбиралось 0.01 для ускорения сходимости алгоритма. Распределение напряжений в образце не обуславливается упругими характеристиками геоматериала, поскольку сформулирована вторая краевая задача (1)–(3), (9) [29], которая задавалась по результатам экспериментов [24] ( $\lambda = 0.25$  ГПа,  $\mu = 0.29$  ГПа).

На рис. 3 показано распределение давления в стационарном режиме фильтрации, рассчитанное при  $S_n = 5$  МПа,  $p_m = 0.2$  МПа и  $\omega = 0.05$  МПа<sup>-1</sup> для трех положений секториального выреза, свидетельствующих о наличии в образце зон с низким значением градиента давления.

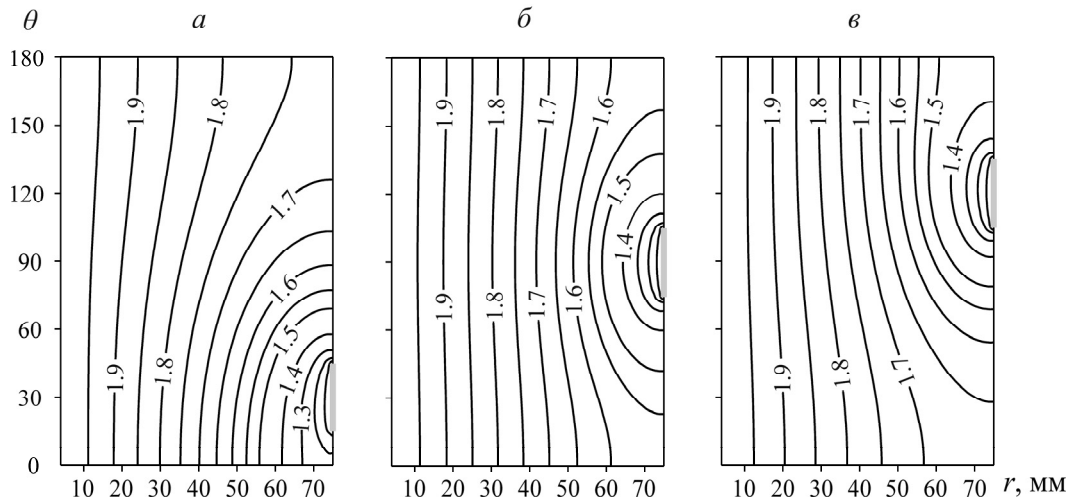


Рис. 3. Распределение относительного давления  $p/p_a$  в стационарном режиме:  $\varphi = 30^\circ$  (а);  $\varphi = 90^\circ$  (б);  $\varphi = 120^\circ$  (в)

На рис. 4 приведена зависимость стационарного расхода  $Q$  от внешнего напряжения  $S_n$  при  $\omega = 0.05 \text{ МПа}^{-1}$  (сплошные линии) и  $\omega = 0.10 \text{ МПа}^{-1}$  (штриховые) и трех значениях  $\varphi$ . С возрастанием  $\varphi$  расход увеличивается.

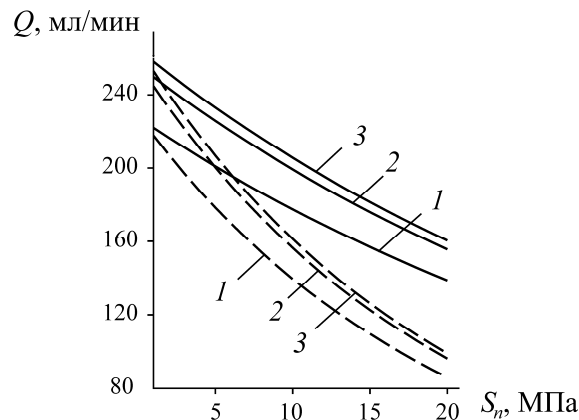


Рис. 4. Зависимость стационарного расхода  $Q$  от внешнего напряжения  $S_n$ :  $\varphi = 90^\circ$  (1);  $\varphi = 60^\circ$  (2);  $\varphi = 30^\circ$  (3)

### ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ

При геофизических и гидродинамических исследованиях скважин рассматриваются два типа анизотропии проницаемости: естественная (обусловленная структурой коллектора и/или неоднородным полем напряжений) и техногенная (вызванная необратимым деформированием породного массива при бурении) [30]. Если структурная анизотропия может быть изучена с помощью анализа керна [31], то в остальных случаях необходимы специальные эксперименты, когда в изначально изотропном образце под действием внешних факторов возникает анизотропия фильтрационных свойств. Интерпретацию данных таких испытаний можно осуществлять на основе двух подходов:

- вместо скалярной проницаемости  $k$  в (5) рассмотреть тензор эффективной проницаемости и определить его компоненты;
- ввести подходящую зависимость  $k$  от напряжений и найти эмпирические коэффициенты.

В настоящей работе выбран второй путь: необходимо установить значения параметров  $K$  и  $\omega$  в (8) так, чтобы рассчитанный в рамках модели (1)–(3), (8)–(10) стационарный расход соответствовал результатам фильтрационных испытаний (таблица). Для решения сформулированной обратной коэффициентной задачи введем целевую функцию:

$$\Phi(K, \omega) = c\Phi_1(K, \omega) + (1-c)\Phi_2(K, \omega), \quad \Phi_l(K, \omega) = \frac{1}{20} \sum_{n=1}^4 \sum_{m=1}^5 \left[ \frac{1 - Q(\phi_l, K, \omega)}{Q_{mn}^l} \right]^2,$$

где  $c \in [0, 1]$  — весовой коэффициент;  $Q(\phi_l, K, \omega)$  — расход, вычисленный по (11) при некоторых значениях  $K$  и  $\omega$  ( $l=1, 2$ );  $Q_{mn}^l$  — измеренные расходы.

Изолинии на рис. 5 свидетельствуют об унимодальности функции  $\Phi$  и однозначной разрешимости поставленной обратной задачи. Определен диапазон изменения искомых параметров в соответствии с областью эквивалентности  $\Phi < 0.003$  (выделено серым):  $\omega$  от 0.085 до 0.091 МПа<sup>-1</sup>,  $K$  от 28.5 до 29.5 мД, что согласуется с измеренным значением  $k_*$ .

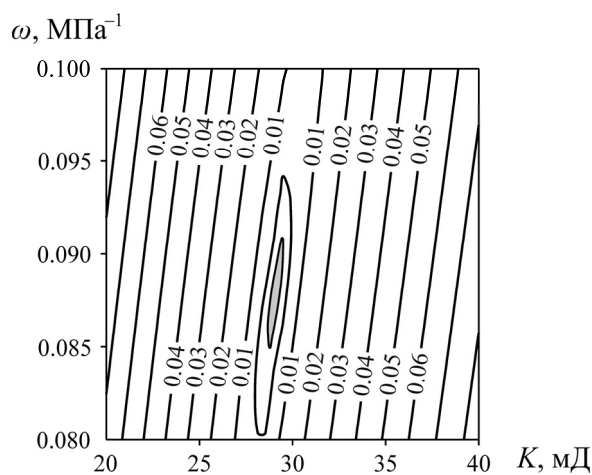


Рис. 5. Линии уровня целевой функции  $\Phi$  при  $c=0.5$

## ВЫВОДЫ

Метод экспериментального исследования процессов массопереноса на цилиндрических образцах с центральным отверстием позволяет на основе решения обратных задач в рамках изотропной пороупругой модели установить эмпирические зависимости, описывающие обусловленную неоднородным напряженным состоянием анизотропию фильтрационных свойств геоматериалов и горных пород, возникающую в породном массиве в окрестности скважин при бурении.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Okotie S. and Ikporo B. Reservoir engineering: fundamentals and applications, Springer, Cham, 2019. — 416 p.
2. Cosse R. Basics of reservoir engineering: oil and gas field development techniques, Editions Technip., 1993. — 374 p.
3. Fjaer E., Holt R. M., Raaij A. M., and Horsrud P. Petroleum related rock mechanics, Elsevier Sci., 2008, Vol. 53. — 514 p.

4. **Zoback M. D. and Kohli A. H.** Unconventional reservoir geomechanics: shale gas, tight oil, and induced seismicity, Cambridge University Press, 2019. — 496 p.
5. **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.
6. **Jia C., Xu W., Wang H., Wang R., Yu J., and Yan L.** Stress dependent permeability and porosity of low-permeability rock, J. of Central South University, 2017, Vol. 24. — P. 2396–2405.
7. **Berryman J. G.** Effective stress for transport properties of inhomogeneous porous rock, J. of Geoph. Res., Solid Earth, 1992, Vol. 97 (B12). — P. 17409–17424.
8. **Holt R. M.** Permeability reduction induced by a nonhydrostatic stress field, SPE Formation Evaluation, 1990, No. 12. — P. 444–448.
9. **Ghabezloo S., Sulem J., Guedon S., and Martineau F.** Effective stress law for the permeability of a limestone, Int. J. of Rock Mech. and Min. Sci., 2009, Vol. 46. — P. 297–306.
10. **Ma J.** Review of permeability evolution model for fractured porous media, J. of Rock Mech. and Geotech. Eng., 2015, Vol. 7, No. 3. — P. 351–357.
11. **Назарова Л. А., Назаров Л. А.** Эволюция напряжений и проницаемости трещиновато-пористого породного массива в окрестности добычной скважины // ФТПРПИ. — 2016. — № 3. — С. 11–19.
12. **Hsu C. S. and Robinson P. R.** Petroleum science and technology, Springer, 2019. — 489 p.
13. **Ahmed T.H.** Reservoir engineering handbook, Gulf Prof. Publish., 2019. — 1524 p.
14. **Дахнов В. Н.** Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. — М.: Недра, 1985. — 310 с.
15. **Ельцов И. Н., Назаров Л. А., Назарова Л. А., Нестерова Г. В., Эпов М. И.** Интерпретация геофизических измерений в скважинах с учетом гидродинамических и геомеханических процессов в зоне проникновения // ДАН. — 2012. — Т. 445. — № 6. — С. 671–674.
16. **Кошляк В. А.** Гранитоидные коллекторы нефти и газа. — Уфа: Тат, 2002. — 256 с.
17. **Alpak F. O., Torres-Verdin C., and Habashy T. M.** Petrophysical inversion of borehole array-induction logs, Part I. Numerical examples, Geophysics, 2006, Vol. 71, No. 4. — P. F101–F119.
18. **Glinskikh V. N., Nesterova G. V., and Епов М. И.** Forward modeling and inversion of induction logs from shaly sand reservoirs using petrophysical conductivity models, Russian Geol. and Geoph., 2014, Vol. 55, No. 5–6. — P. 793–799.
19. **Dussan V. E. B., Anderson B. I., and Auzerais F. M.** Estimating vertical permeability from resistivity logs, Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts. Schlumberger-Doll Res., 1994. — P. 1–25.
20. **Her-Yuan C., Hidayati D. T., and Teufel L. W.** Estimation of permeability anisotropy and stress anisotropy from interference testing, SPE Annual Tech. Conf. and Exhibition, 1998. SPE-49235-MS.
21. **Imai T., Kamoshida N., Yamaguchi S., and Sugimoto F.** New permeability test based on falling head method in rock core, Int. J. Soc. Mater. Eng. Resour., 2010, Vol. 17, No. 1. — P. 78–85.
22. **Назарова Л. А., Назаров Л. А.** Геомеханические и гидродинамические поля в продуктивном пласте в окрестности скважины с учетом зависимости фильтрационных свойств пород от эффективных напряжений // ФТПРПИ. — 2018. — № 4. — С. 11–20.
23. **Romenski E., Reshetova G., Peshkov I., and Dumbser M.** Modeling wavefields in saturated elastic porous media based on thermodynamically compatible system theory for two-phase solid-fluid mixtures, Computers and Fluids, 2020, Vol. 206. — P. 104587.

24. 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.
25. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации.
26. Coussy O. Mechanics and physics of porous solids, John Wiley & Son Ltd., 2010. — 281 p.
27. Назарова Л. А., Назаров Л. А., Козлова М. П. Роль дилатансии в формировании и эволюции зон дезинтеграции в окрестности неоднородностей в породном массиве // ФТПРПИ. — 2009. — № 5. — С. 3–12.
28. Samarskii A. A. The theory of difference schemes, Marcel Dekker Inc., 2001. — 761 p.
29. Jaeger J. C., Cook N. G. W., and Zimmerman R. Fundamentals of rock mechanics, Wiley-Blackwell, 2007. — 488 p.
30. Cosan A. Measuring permeability anisotropy: The latest approach, Oilfield Rev., 1994, Vol. 6, No. 4. — P. 24–35.
31. Коровин М. О. Специализированный анализ керна для изучения анизотропии коллекторов нефти и газа // Геофизика. — 2014. — Т. 324. — № 1. — С. 87–92.

*Поступила в редакцию 30/VIII 2020*

*После доработки 09/IX 2020*

*Принята к публикации 11/IX 2020*