

УДК 532.685+539.3

**ЭВОЛЮЦИЯ НАПРЯЖЕНИЙ И ПРОНИЦАЕМОСТИ
ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОГО ПОРОДНОГО МАССИВА
В ОКРЕСТНОСТИ ДОБЫЧНОЙ СКВАЖИНЫ**

Л. А. Назарова^{1,2}, Л. А. Назаров^{1,2}

¹Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН,
Красный проспект, 54, 630091, г. Новосибирск, Россия, E-mail: larisa@misd.nsc.ru

²Новосибирский государственный университет,
ул. Пирогова, 2, 630090, г. Новосибирск, Россия

Разработана геомеханическая модель процессов деформирования и массопереноса в окрестности скважины в трещиновато-пористой среде. Модель, основанная на концепции сплошной среды с двойной пористостью, реализована с помощью оригинального метода, когда уравнения массопереноса решаются с использованием конечно-разностной схемы, а уравнения пороупругопластичности — аналитически. Численные эксперименты показали, что с ростом параметра Био размеры зоны необратимых деформаций в прискважинной зоне увеличиваются. Выполнена оценка падения проницаемости пласта в процессе эксплуатации залежи по пороупругой и поропластической моделям, качественно соответствующая данным натурных наблюдений.

Трещиновато-пористый породный массив, пороупругость, поропластичность, двойная пористость, фильтрация, эволюция напряжений, зона разрушения, численное моделирование

Концепция блочно-иерархического строения массива горных пород, предложенная в [1] и развитая в [2–4], в настоящее время стала общепринятой. Поэтому при моделировании геомеханических процессов в природных и антропогенных объектах необходимо учитывать структурные особенности геосреды различного масштабного уровня.

В околоскважинном пространстве геофизическими методами можно выделить блоки с линейными размерами порядка сантиметров [5]. Более мелкие отдельности не только невозможно идентифицировать, но и затруднительно учесть в геомеханических и гидродинамических моделях, описывающих процессы деформирования и массопереноса. В [6], по-видимому впервые, представлена модель среды с двойной пористостью, предполагающая существование в элементарном объеме различных давлений в порах и трещинах. Этот подход успешно развивается для моделирования как нефтегазовых [7–9], так и для угольных [10–12] пластов.

Во многих работах по исследованию процессов миграции флюидов в окрестности скважин в трещиновато-пористых средах принимаются упрощающие гипотезы, позволяющие с помощью интегральных преобразований получить аналитическое решение, которое затем анализируется асимптотическими методами при больших и/или малых временах [13–15].

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 16-05-00573).

Для пористых сред разработан и численно реализован спектр моделей, описывающих эволюцию геомеханических, температурных и электрогидродинамических полей в породных массивах при течении многофазных жидкостей [16–23].

В настоящей статье рассмотрено упругое и необратимое деформирование трещиновато-пористого массива горных пород в окрестности эксплуатационной скважины, функционирующей в режиме истощения залежи.

МОДЕЛЬ ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОГО МАССИВА. ПОСТАНОВКА И МЕТОД РЕШЕНИЯ

Пусть в момент времени $t = 0$ вертикальная скважина вскрывает расположенный на глубине H насыщенный жидкостью трещиновато-пористый пласт мощностью h (рис. 1). Объекты такого типа рассматриваются как сплошные среды с двумя пористостями m_1, m_2 и двумя проницаемостями k_1, k_2 [6, 7]. Индексы “1” и “2” относятся к блокам и трещинам соответственно.

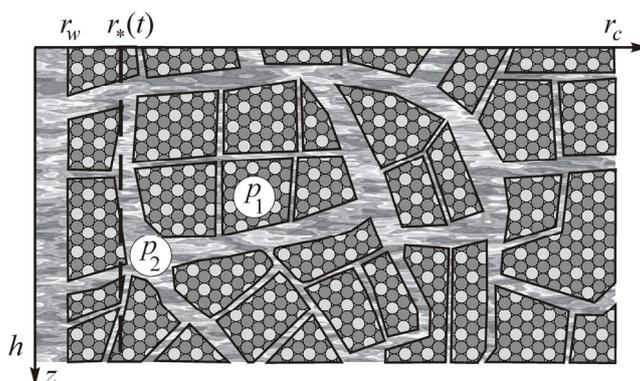


Рис. 1. Схематичное строение трещиновато-пористой среды и расчетная область

Процесс массопереноса описывается:

уравнениями сохранения массы

$$\frac{\partial(m_1\rho)}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho\vec{v}_1) - \rho M = 0; \quad (1)$$

$$\frac{\partial(m_2\rho)}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho\vec{v}_2) + \rho M = 0; \quad (2)$$

законом Дарси

$$\vec{v}_i = -\frac{k_i}{\eta} \nabla p_i \quad (3)$$

и уравнениями состояния

$$\rho(p_i) = \rho_0(1 + \beta p_i), \quad (4)$$

где \vec{v}_i , ρ , β и η — скорость, плотность, сжимаемость и вязкость флюида, $i = 1, 2$; ρ_0 — начальное значение ρ ; $M = C(p_1 - p_2)$ — поток из блоков в трещины, $C = k_1 S / \eta$, S — эмпирическая константа, пропорциональная удельной поверхности вещества блоков. Приращения пористости и давления связаны линейными соотношениями:

$$dm_1 = \alpha_{11} dp_1 - \alpha_{12} dp_2, \quad (5)$$

$$dm_2 = -\alpha_{21} dp_1 + \alpha_{22} dp_2,$$

где α_{1i} и α_{2i} — сжимаемости матрицы и трещин.

После несложных преобразований (1)–(5) сводится к системе двух параболических уравнений:

$$\begin{aligned} q_{11} \frac{\partial p_1}{\partial t} - q_{12} \frac{\partial p_2}{\partial t} &= \frac{1}{\beta \eta} \operatorname{div}(k_1 \nabla p_1) - M / \beta, \\ q_{22} \frac{\partial p_2}{\partial t} - q_{21} \frac{\partial p_1}{\partial t} &= \frac{1}{\beta \eta} \operatorname{div}(k_2 \nabla p_2) + M / \beta, \end{aligned} \quad (6)$$

где $q_{11} = m_1 + \alpha_{11} / \beta$; $q_{22} = m_2 + \alpha_{22} / \beta$; $q_{12} = \alpha_{12} / \beta$; $q_{21} = \alpha_{21} / \beta$. Следует заметить, что в общем случае проницаемости зависят от напряжений и давления.

Деформирование флюдосодержащего трещиновато-пористого массива будем описывать уравнениями пороупругости [12]

$$\Sigma = (\lambda \varepsilon - p) \mathbf{I} + 2\mu \mathbf{E}, \quad (7)$$

Σ , \mathbf{E} и \mathbf{I} — тензоры напряжений, деформаций и единичный; λ , μ — параметры Ламе; $\varepsilon = \operatorname{tr} \mathbf{E}$; $p = (1 - B)p_1 + Bp_2$, B — параметр Био. В (7) напряжения и деформации ассоциированы с репрезентативным объемом трещиновато-пористой среды, для которого выполнены уравнения равновесия

$$\operatorname{div} \Sigma = 0 \quad (8)$$

и соотношения Коши

$$\mathbf{E} = 0.5(\nabla \bar{u} + \nabla \bar{u}^T), \quad (9)$$

\bar{u} — вектор смещений; символ “ T ” означает транспонирование.

Соотношения (6)–(9) — замкнутая система уравнений, моделирующая фильтрацию однофазной жидкости в деформируемом трещиновато-пористом породном массиве.

Пусть верхняя и нижняя границы пласта непроницаемы, $h \ll H$, а горизонтальные компоненты природного поля напряжений σ_h одинаковы и характеризуются коэффициентом бокового отпора q . Тогда модель (6)–(9) радиально-симметричная и может быть записана в виде:

$$\frac{\partial(q_{11}p_1 - q_{12}p_2)}{\partial t} = \frac{D_1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(rG(s) \frac{\partial p_1}{\partial r} \right) - M / \beta; \quad (10)$$

$$\frac{\partial(q_{22}p_2 - q_{21}p_1)}{\partial t} = \frac{D_2}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(rG(s) \frac{\partial p_2}{\partial r} \right) + M / \beta;$$

$$\frac{\partial \sigma_{rr}}{\partial r} + \frac{\sigma_{rr} - \sigma_{\theta\theta}}{r} = 0; \quad (11)$$

$$\sigma_{rr} = \lambda \varepsilon + 2\mu \varepsilon_{rr} - p; \quad \sigma_{\theta\theta} = \lambda \varepsilon + 2\mu \varepsilon_{\theta\theta} - p; \quad \varepsilon_{rr} = \partial u / \partial r, \quad \varepsilon_{\theta\theta} = u / r. \quad (12)$$

В (10) введена зависимость $k_i = k_i^0 G(s)$ проницаемости от эквивалентного напряжения $s = \operatorname{tr} \Sigma / 3 + p$, где $G(s) = \exp(\gamma s / \mu)$ (γ — эмпирическая константа) [24, 25]; $D_i = k_i^0 / \beta \eta$.

Сформулируем граничные условия для (10) и (11):

$$\sigma_{rr}(r_w, t) = -p_w; \quad (13)$$

$$\sigma_{rr}(r_c, t) = -\sigma_h; \quad (14)$$

$$p_1(r_w, t) = p_2(r_w, t) = p_w; \quad (15)$$

$$p_{1,r}(r_c, t) = p_{2,r}(r_c, t) = 0, \quad (16)$$

где p_w — давление в скважине; r_c — ее контур питания; $\sigma_h = q\sigma_V$ ($\sigma_V = \rho_r gH$ — литостатическое давление, ρ_r — плотность вмещающих пород, g — ускорение свободного падения). В начальный момент времени

$$p_1(r, 0) = p_2(r, 0) = p_c, \quad (17)$$

причем, следуя [26], $p_c = (1 + 2q)\sigma_V / 3$.

Соотношения (16) означают, что добыча ведется в режиме истощения залежи.

Система (10)–(17) реализована с использованием модификации предложенного в [27] численно-аналитического метода: в каждый момент времени уравнения (10) при условиях (15)–(17) решались с использованием неявной конечно-разностной схемы и матричной прогонки [28]. Теперь при известном давлении $p(r, t)$ (11)–(13) имеет аналитическое решение:

$$\begin{aligned} \sigma_{rr}(r, t) &= [\delta\Psi(r_c, t) - \sigma_h + p_w]L_-(r) - \delta\Psi(r, t) - p_w, \\ \sigma_{\theta\theta}(r, t) &= [\delta\Psi(r_c, t) - \sigma_h + p_w]L_+(r) + \delta[\Psi(r, t) - p(r, t)] - p_w, \end{aligned}$$

где $\delta = 2\mu/(\lambda + 2\mu)$; $\Psi(r, t) = r^{-2} \int_{r_w}^r \xi p(\xi, t) d\xi$; $L_{\pm}(r) = (1 \pm r_w^2/r^2)/(1 - r_w^2/r_c^2)$.

НЕОБРАТИМОЕ ДЕФОРМИРОВАНИЕ В ОКРЕСТНОСТИ СКВАЖИНЫ

На больших глубинах в прискважинной зоне даже при использовании тяжелых буровых растворов могут возникать зоны необратимого деформирования F [20, 21], где резко меняются фильтрационно-емкостные характеристики пласта [29]. Примем простейший критерий разрушения [30]

$$\tau_{\max} = \tau_*, \quad (18)$$

$\tau_{\max} = 0.5|\sigma_{rr} - \sigma_{\theta\theta}|$ — максимальное касательное напряжение; τ_* — предел прочности среды на сдвиг. В области $r_w \leq r \leq r_*$ (r_* — радиус F) выполнено уравнение равновесия (11), решая которое совместно с (18) и удовлетворяя граничному условию (13), найдем

$$\sigma_{rr}(r, t) = -p_w - 2\tau_* \ln \frac{r}{r_w}, \quad \sigma_{\theta\theta}(r, t) = \sigma_{rr}(r, t) - 2\tau_*. \quad (19)$$

В области $r_* \leq r \leq r_c$ деформирование описывается уравнениями пороупругости (11), (12), общее решение которых имеет вид:

$$\sigma_{rr}(r, t) = A_1 + A_2 r^{-2} - \delta\Psi(r, t), \quad (20)$$

$$\sigma_{\theta\theta}(r, t) = A_1 - A_2 r^{-2} + \delta[\Psi(r, t) - p(r, t)].$$

Неизвестные функции времени A_1 , A_2 и r_* находятся из следующих условий:

- непрерывность радиальных напряжений на границе F и упругой зоны;
- критерий (18) выполнен для (20),

дополненных граничным условием (14). Тогда

$$A_1(t) = 0.5p(r_*, t) - \tau_* - p_2 - 2\tau_* \ln \frac{r_*}{r_w};$$

$$A_2(t) = r_*^2[\tau_* + \Psi(r_*, t) - 0.5p(r_*, t)],$$

а для определения $r_*(t)$ (предполагая $r_* \ll r_c$) имеем трансцендентное уравнение

$$2\tau_* \ln \frac{r_*}{r_w} + \delta[\Psi(r_*, t) - 0.5p(r_*, t)] = \sigma_h - \tau_* - p_w. \quad (21)$$

При $t = 0$ давление $p = p_c$, тогда из (21) следует условие возникновения зоны необратимых деформаций $\sigma_h > p_w + \tau_*$, которое позволяет дать оценку соответствующей глубины:

$$z_* = \frac{p_w + \tau_*}{q\rho_r g}.$$

Если рассматривается бурение на растворе плотностью ρ_w , то

$$z_* = \frac{\tau_*}{q(\rho_r - \rho_w)g}.$$

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ

Расчеты проводились при следующих параметрах модели: $H = 2000$ м, $r_w = 0.1$ м, $r_c = 200$ м, $\rho_r = 3000$ кг/м³, $p_w = 0.1$ МПа, $\eta = 0.004$ Па·с, $m_1 = m_2 = 0.1$, $\beta = 2 \cdot 10^{-9}$ Па⁻¹, $k_1^0 = 5$ мД, $k_2^0 = 30$ мД, $\mu = 30$ ГПа. Типичные для терригенных коллекторов значения сжимаемости блоков и трещин $\alpha_{11} = 10^{-10}$ Па⁻¹, $\alpha_{11} = 2\alpha_{22}$, $\alpha_{12} = \alpha_{21} = 0.1\alpha_{11}$ заданы по [13].

Распределение давления в блоках p_1 и трещинах p_2 в различные моменты времени при $C = 10^{-4}$ и $5 \cdot 10^{-4}$ Па⁻¹ демонстрирует рис. 2.

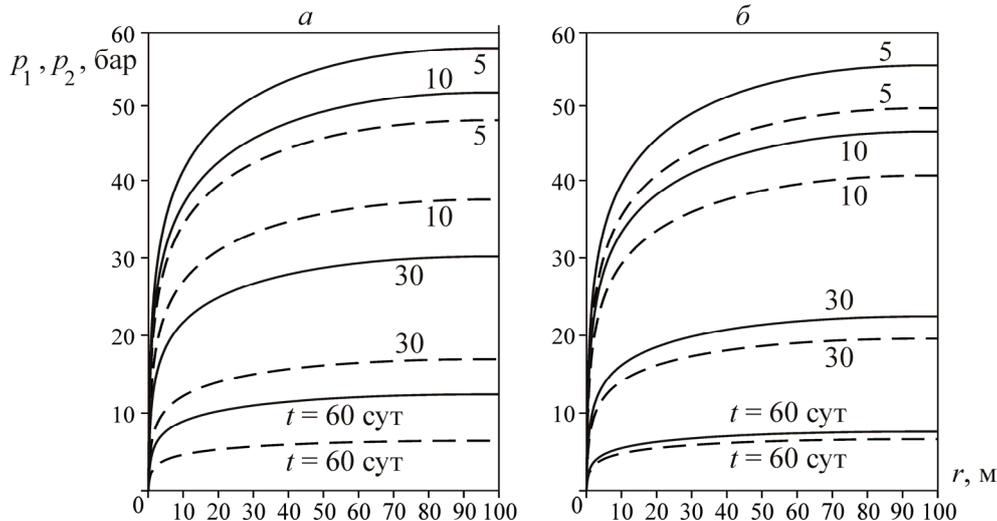


Рис. 2. Распределение давления в блоках (сплошные линии) и трещинах (штриховые линии) при $C = 10^{-4}$ Па⁻¹ (а) и $C = 5 \cdot 10^{-4}$ Па⁻¹ (б)

Поскольку проницаемость блоков значительно меньше, чем проницаемость трещин, при низких значениях C достаточно длительное время p_2 заметно превышает p_1 . С увеличением C , как и следовало ожидать, разница между p_1 и p_2 имеет место только на начальном этапе эксплуатации скважины.

Распределение компонент тензора напряжений σ_{rr} и $\sigma_{\theta\theta}$ в различные моменты времени при $q = 1$, $\tau_* = 12$ МПа представлено на рис. 3. Понижение давления в окрестности скважины вследствие истощения залежи ведет к повышению напряжений сжатия (пороупругая модель),

при этом $\sigma_{\theta\theta}$ растет значительно быстрее, чем σ_{rr} , что и вызывает превышение максимальным касательным напряжением τ_{\max} предельного значения τ_* . Следует отметить, что чем больше параметр Био, тем быстрее τ_{\max} достигает τ_* .

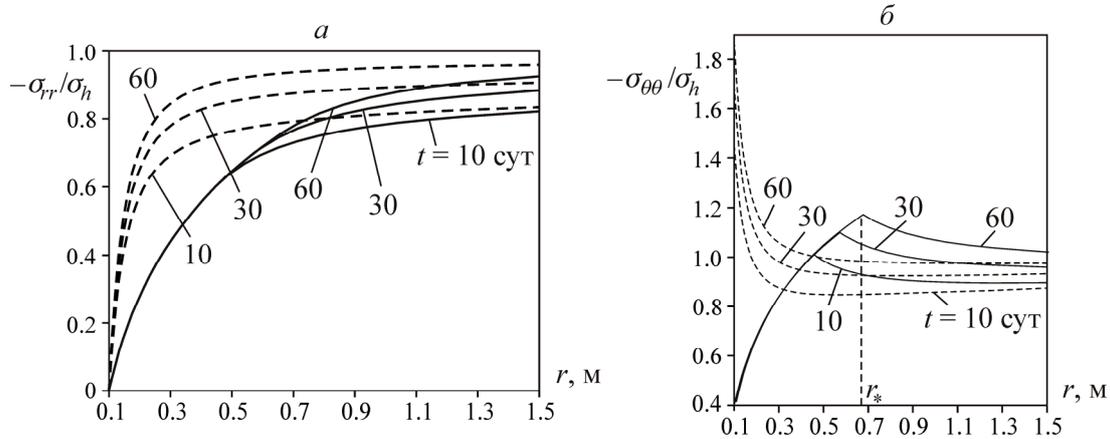


Рис. 3. Распределение напряжения σ_{rr} (а) и $\sigma_{\theta\theta}$ (б) в присважинной зоне в различные моменты времени по поропругой (штриховые линии) и поропругопластической (сплошные линии) моделям

На рис. 4 приведено изменение размера зоны необратимых деформаций $r_*(t)$ при $\tau_* = 12$ МПа для различных значений коэффициента бокового отпора q (сплошные линии $B = 0.7$, штриховые линии $B = 0.3$); по мере истощения залежи скорость роста r_* уменьшается. Расчеты показали, что размеры зоны F увеличиваются с возрастанием параметра Био: при $B > 0.5$ “вклад” p_2 в p становится преобладающим, а падение давления в трещинах происходит быстрее, чем в блоках, поскольку проницаемость последних значительно ниже.

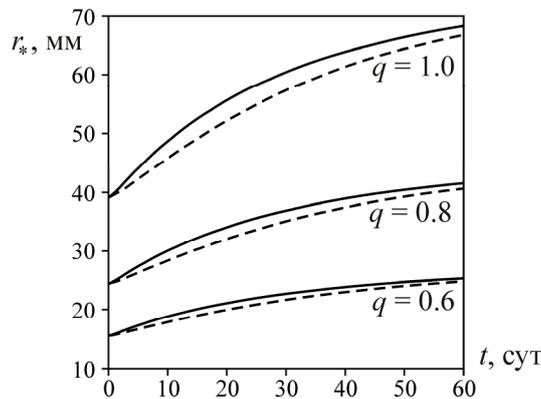
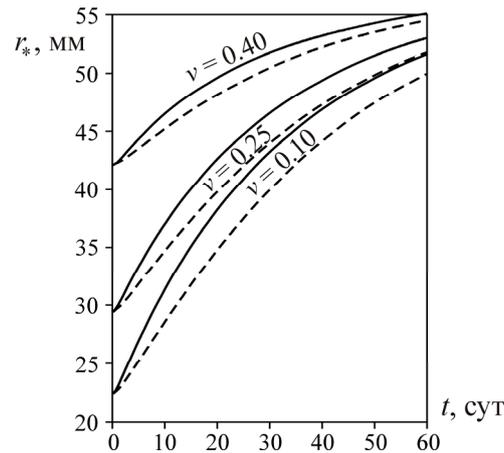


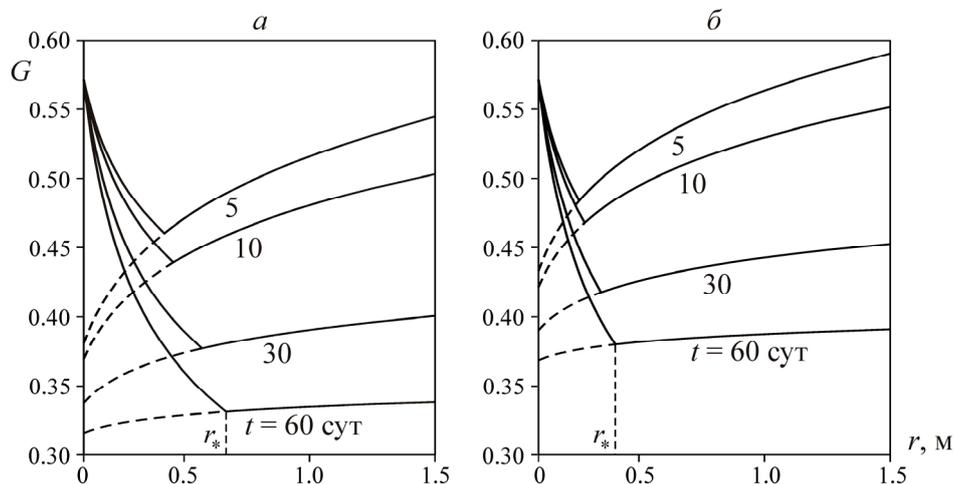
Рис. 4. Изменение во времени размера зоны необратимых деформаций r_* при различных значениях коэффициентах бокового отпора и параметра Био

Лабораторные испытания пород Баженовской свиты [31], которые являются типичным примером трещиновато-пористых сред [32], показали, что коэффициент Пуассона ν меняется от 0.05 до 0.45 в зависимости от содержания глины. На рис. 5 приведены графики $r_* = r_*(t)$ при $q = 0.8$, $\tau_* = 10$ МПа для различных значений ν (сплошные линии $B = 0.7$, штриховые линии $B = 0.3$): увеличение ν ведет к возрастанию размеров зоны F , при этом влияние величины B на r_* уменьшается.

Рис. 5. Размера зоны F для различных значений коэффициент Пуассона ν

Натурные наблюдения [33] свидетельствуют о снижении проницаемости залежи в процессе эксплуатации месторождения. Лабораторные эксперименты [29] продемонстрировали, что на запредельной стадии деформирования образца проницаемость образца резко снижается по сравнению с упругой стадией.

На рис. 6 для $\gamma = 600$ в различные моменты времени показано падение проницаемости $G(s)$ при коэффициентах бокового отпора $q = 1$ и 0.8 соответственно (штриховые линии — пороупругая модель, сплошные — поропластическая). Видно, что полученные результаты — понижение k со временем — качественно соответствуют данным натурных наблюдений. Однако по поропластической модели в области необратимых деформаций $r \leq r_*$ проницаемость больше, чем в упругой области. Поэтому необходимо либо использовать различные значения γ в этих областях, либо рассматривать более сложные определяющие уравнения поропластичности.

Рис. 6. Изменение проницаемости в окрестности скважины со временем при $\gamma = 600$: a — $q = 1.0$; b — $q = 0.8$

ВЫВОДЫ

Разработана геомеханическая модель, описывающая упругое и необратимое деформирование трещиновато-пористого массива горных пород, вызванное миграцией флюидов в окрестности эксплуатационной скважины, функционирующей в режиме истощения залежи. Предложен чис-

ленно-аналитический метод, реализующий одномерный вариант этой модели и предусматривающий использование конечно-разностной схемы для решения уравнений фильтрации с последующим отысканием решения уравнений пороупругости и поропластичности в квадратурах.

Получено условие возникновения зоны необратимых деформаций и дана оценка ее размера r_* в зависимости от горизонтальной компоненты природного поля напряжений и прочности пород. Численными экспериментами установлено, что:

— r_* увеличивается с ростом параметра Био и коэффициента Пуассона;

— понижение давления в прискважинной зоне вызывает повышение сжимающих напряжений, причем тангенциальная компонента растет значительно быстрее радиальной, что и вызывает превышение максимальным касательным напряжением своего предельного значения и возникновение зоны разрушения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Садовский М. А., Болховитинов Л. Г., Писаренко В. Ф. Деформирование среды и сейсмический процесс. — М.: Наука, 1987. — 100 с.
2. Открытие № 400 СССР. Явление зональной дезинтеграции горных пород вокруг подземных выработок / Е. И. Шемякин, М. В. Курленя, В. Н. Опарин, В. Н. Рева, Ф. П. Глушихин, М. А. Розенбаум. — Оpubл. в БИ. — 1992. — № 1.
3. Деструкция земной коры и процессы самоорганизации в областях сильного техногенного воздействия / В. Н. Опарин, А. Д. Сашурин, А. В. Леонтьев и др. — Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2012. — 632 с.
4. Адушкин В. В., Опарин В. Н. От явления знакопеременной реакции горных пород на динамические воздействия — к волнам маятникового типа в напряженных геосредах // ФТПРПИ. — Ч. I. — 2012. — № 2. — С. 3–27; Ч. II. — 2013. — № 2. — С. 3–46; Ч. III. — 2014. — № 4. — С. 10–38.
5. Геофизические методы исследования скважин: справочник геофизика / под ред. В. М. Запорожца. — М.: Недра, 1983. — 591 с.
6. 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.
7. Al-Ghamdi A., Ershaghi I. Pressure transient analysis of dually fractured reservoirs, SPE 26959-PA, 1996, SPE J. 1(1). — P. 93–100.
8. Ren-Shi Nie, Ying-Feng Meng, Yong-Lu Jia, et al. Dual porosity and dual permeability modeling of horizontal well in naturally fractured reservoir, Transport in Porous Media, 2012, Vol. 92, Issue 1. — P. 213–235.
9. Wu Y.-S. Multiphase fluid flow in porous and fractured reservoirs, Elsevier, Amsterdam, 2016. — 418 p.
10. Brochard L., Vandamme M., Pellenq R.J.-M. Poromechanics of microporous medium, J. of Mechanics and Physics of Solids, 2012, Vol. 60. — P. 606–612.
11. Espinoza D. N., Vandamme M., Dangla P., Pereira J.-M., Vidal-Gilbert S. A transvers isotropic model for microporous solids — application to coal matrix adsorption and swelling, J. Geophys. Res. Solid Earth., 2013, 118. — P. 6113–6123.
12. Coussy O. Mechanics and physics of porous solids, John Wiley & Son Ltd., 2010. — 281 p.
13. Golf-Racht T. D. van. Fundamentals of fractured reservoir engineering, Elsevier, 1982. — 732 p.
14. Dake L. P. The practice of reservoir engineering, Elsevier, 2001. — 570 p.
15. Wu Y.-S., Pruess K. Integral solution for transient fluid flow through a porous medium with pressure-dependent permeability, Int. J. of Rock Mech. Min. Sci., 2000, Vol. 37, No. 1–2. — P. 51–62.
16. Jing L., C.-F. Tsang O., Stephansson O. DECOVALEX-An international co-operative research project on mathematical models of coupled THM processes for safety analysis of radioactive waste repositories, Int. J. of Rock Mech. Min. Sci., 1995, Vol. 32, No. 5. — P. 389–398.

17. **Zhou X., Ghassemi A.** Finite element analysis of coupled chemo-poro-thermo-mechanical effects around a wellbore in swelling shale, *Int. J. Rock Mech. Min. Sci.*, 2009, Vol. 46, No. 4. — P. 769–778.
18. **Liang B., Lu X.** Coupling numerical analysis of seepage field and stress field for the rock mass with fracture, *J. of Water Resources and Water Engineering*, 2009, Vol. 20, No. 4. — P. 14–16.
19. **Zhuang X., Huang R., Liang C., Rabczuk T.** A Coupled thermo-hydro-mechanical model of jointed hard rock for compressed air energy storage, *Mathematical Problems in Engineering*, 2014, ID 179169.
20. **Ельцов И. Н., Назарова Л. А., Назаров Л. А., Нестерова Г. В., Соболев А. Ю., Эпов М. И.** Скважинная геоэлектрика нефтегазовых пластов, разбуриваемых на репрессии давления в неравнокомпонентном поле напряжений // *Геология и геофизика*. — 2014. — Т. 55. — № 5–6. — С. 978–990.
21. **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 // *Докл. АН*. — 2012. — Т. 445. — № 6. — С. 671–674.
22. **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.
23. **Николаевский В. Н.** Собрание трудов. Геомеханика. Т. 1: Разрушение и дилатансия. Нефть и газ. — 2010. — 640 с.
24. **Zoback M. D., Nur A.** Permeability and effective stress, *Bulletin of American Association of Petroleum Geol.*, 1975, Vol. 59. — P. 154–158.
25. **Chabezloo S., Sulem J., Guedon S., Martineau F.** Effective stress law for the permeability of limestone, *Int. J. Rock Mech. Min. Sci.*, 2009, Vol. 46, No. 2. — P. 297–306.
26. **Христианович С. А.** Об основах теории фильтрации // *ФТПРПИ*. — 1991. — № 1. — С. 3–17.
27. **Назаров Л. А., Назарова Л. А.** Некоторые геомеханические проблемы извлечения газа из угольных пластов // *ФТПРПИ*. — 1999. — № 2. — С. 35–44.
28. **Самарский А. А.** Введение в теорию разностных схем. — М.: Наука, 1971. — 553 с.
29. **Holt R. M.** Permeability reduction induced by a nonhydrostatic stress field, *SPE Formation Evaluation*, 1990, No. 5. — P. 444–448.
30. **Работнов Ю. Н.** Механика деформируемого твердого тела. — М.: Наука, 1988. — 712 с.
31. **Стасюк М. Е., Коротенко В. А., Щеткин В. В. и др.** Определение модулей деформирования по результатам плотных баженитов // *Исследования залежей углеводородов в условиях научно-технического прогресса: сб. науч. тр. ЗапСибНИГНИ*. — Тюмень: Изд-во ЗапСибНИГНИ, 1988. — С. 19–26.
32. **Коллекторы нефтей Баженовской свиты Западной Сибири / под ред. Т. В. Дорофеевой.** — Л.: Недра, 1983. — 131 с.
33. **Dong Chen, Zhejun Pan, Zhihui Ye.** Dependence of gas shale fracture permeability on effective stress and reservoir pressure: Model match and insights, *Fuel*, 2015, Vol. 139. — P. 383–392.

Поступила в редакцию 14/II 2016