

ЭВОЛЮЦИЯ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ В ОКРЕСТНОСТИ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ В ДЕФОРМИРУЕМОМ ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОМ ПОРОДНОМ МАССИВЕ

Лариса Алексеевна Назарова

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный пр., 54, доктор физико-математических наук, главный научный сотрудник лаборатории горной информатики, тел. (383)205-30-30 (доп. 337), e-mail: lanazarova@ngs.ru

Михаил Николаевич Петров

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, аспирант, e-mail: petrovmn.93@mail.ru

С использованием уравнений состояния, описывающих упругое и упругопластическое деформирование сред с двойной пористостью, разработана геомеханико-гидродинамическая модель трещиновато-пористого породного массива в окрестности скважины. Выполнен параметрический анализ изменения величины расхода при функционировании скважины в режиме истощения залежи.

Ключевые слова: трещиновато-пористый породный массив, пороупругость, поропластичность, фильтрация, двойная пористость.

EVOLUTION OF GEOMECHANICAL AND HYDRODYNAMIC FIELDS IN THE VICINITY OF PRODUCTION WELL IN THE DEFORMABLE FRACTURED POROUS ROCK MASS

Larisa A. Nazarova

Chinakal Institute of Mining SB RAS, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny Prospect, Chief Researcher of the Laboratory of Mining Informatics, e-mail: larisa@misd.nsc.ru

Mikhail N. Petrov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyg Prospect, Graduate Student, e-mail: petrovmn.93@mail.ru

Using state equations describing the deformation of elastic and elastoplastic media with double porosity geomechanics-hydrodynamic model of fractured porous rock mass in the vicinity of the well was developed. Parametric analysis of changes in the flow rate was made for the case of a functioning well in the reservoir depletion mode.

Key words: fractured porous rock mass, poroelasticity, filtration, dual porosity.

В настоящее время общепринятой стала концепция блочно-иерархического строения массива горных пород, предложенная в [1], поэтому при моделировании геомеханических и гидродинамических процессов необходимо учитывать особенности геосреды различного масштабного уровня. Однако геофизическими методами выявить отдельные размерами меньше сантиметра не представляется возможным [2] и учитывать их в численных моделях затруднительно. Поэтому была рассмотрена модель среды с двойной пористостью / проницае-

мостью, предполагающая существование в элементарном объеме различных давлений в порах и трещинах [3]. Такой подход успешно применяется для моделирования как нефтегазовых, так и угольных пластов [4–7].

В данной статье рассматривается модель, которая представляет собой насыщенный флюидом трещиновато-пористый пласт мощностью h , расположенный на глубине H . Объект рассматривается как сплошная среда с двумя проницаемостями k_1, k_2 и пористостями ϕ_1, ϕ_2 , индексы «1» и «2» обозначают параметры для блоков и трещин.

Процесс массопереноса описывается следующими уравнениями:
уравнение сохранения массы

$$\frac{\partial(\phi_i \rho(p_i))}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho \vec{v}_i) - (-1)^i F = 0, \quad (1)$$

закон Дарси

$$\vec{v}_i = -(k_i / \eta) \operatorname{grad}(p_i), \quad (2)$$

и уравнение состояния

$$\rho(p_i) = \rho_0(1 + \beta p_i), \quad (3)$$

где \vec{v}_i, ρ, β и η – соответственно скорость, плотность, сжимаемость и вязкость флюида ($i=1,2$); $F = \rho k_1(p_1 - p_2)G / \eta$ – функция, описывающая массообмен между блоками и трещинами, G – эмпирическая константа, пропорциональная удельной поверхности вещества блоков.

Приращения пористости и давления связаны линейной зависимостью:

$$\phi_1 = \phi_1^0 + \alpha_{11} \Delta p_1 - \alpha_{12} \Delta p_2, \quad \phi_2 = \phi_2^0 - \alpha_{21} \Delta p_1 + \alpha_{22} \Delta p_2, \quad (4)$$

где $\alpha_{11}, \alpha_{12}, \alpha_{21}$ и α_{22} – сжимаемости матрицы и трещин.

Система (1)–(4) сводится к нелинейным параболическим уравнениям:

$$\begin{aligned} (\beta \phi_1^0 + \alpha_{11}) \frac{\partial p_1}{\partial t} - \alpha_{21} \frac{\partial p_2}{\partial t} &= \frac{\kappa_1^0}{\beta \eta_\pi} \operatorname{div}(K(s) \operatorname{grad} p) - A(p_1 - p_2), \\ (\beta \phi_2^0 + \alpha_{22}) \frac{\partial p_2}{\partial t} - \alpha_{12} \frac{\partial p_1}{\partial t} &= \frac{\kappa_2^0}{\beta \eta_p} \operatorname{div}(K(s) \operatorname{grad} p) + A(p_1 - p_2), \end{aligned} \quad (5)$$

где введена зависимость $k_i = k_i^0 K(s)$ проницаемости от эквивалентного напряжения $s = \sigma + P$ [8], $K(s) = \exp(\gamma s)$, σ – среднее напряжение, γ – эмпирическая константа.

Рассмотрим осесимметричный случай, тогда в цилиндрической системе координат (r, θ) деформирование флюидосодержащего трещиновато-пористого массива описывается системой, включающей: уравнение равновесия

$$\frac{\partial \sigma_{rr}}{\partial r} + \frac{\sigma_{rr} - \sigma_{\theta\theta}}{r} = 0, \quad (6)$$

закон Гука

$$\begin{aligned} \sigma_{rr} &= (\lambda + 2\mu)u_{r,r} + \lambda u_r / r - P, \\ \sigma_{\theta\theta} &= \lambda u_{r,r} + (\lambda + 2\mu)u_r / r - P, \end{aligned} \quad (7)$$

где u_r – смещение; σ_{rr} и $\sigma_{\theta\theta}$ – компоненты тензора напряжений; $P = (1 - B)p_1 + Bp_2$; λ, μ и B – параметры Ламе и Био.

Пусть горизонтальные границы пласта непроницаемы, $h \ll H$, а компоненты природного поля напряжений σ_h одинаковы и характеризуются коэффициентом бокового отпора q . Тогда для системы (5)–(7) формулируются следующие граничные условия:

$$\begin{aligned} p_1(r_0, t) = p_2(r_0, t) = p_w, \quad p_{1,r}(r_c, t) = p_{2,r}(r_c, t) = 0, \\ \sigma_{rr}(r_0, t) = -p_w, \quad \sigma_{rr}(r_c, t) = -\sigma_h, \end{aligned}$$

где p_w – давление в скважине, r_c – ее контур питания, $\sigma_h = q\rho_r gH$, ρ_r – плотность вмещающих пород. В начальный момент времени $p_1(r, 0) = p_2(r, 0) = p_c$, причем $p_c = (1 + 2q)\rho_r gH / 3$.

Система (5)–(7) решалась с использованием численно-аналитического метода [9]: уравнения (5) при указанных ранее условиях решались неявной конечно-разностной схемой с использованием матричной прогонки [10], и далее, при известном давлении, система (7)–(8) разрешима в квадратурах:

$$\begin{aligned} \sigma_{rr}(r, t) &= -p_w + [\delta\Phi(r_c, t) - \sigma_h + p_w]F_-(r) - \delta\Phi(r, t), \\ \sigma_{\theta\theta}(r, t) &= -p_w + [\delta\Phi(r_c, t) - \sigma_h + p_w]F_+(r) + \delta(\Phi(r, t) - P(r, t)), \end{aligned} \quad (8)$$

где $F_{\pm}(r) = (1 \pm r_0^2 / r^2) / (1 - r_0^2 / r_c^2)$, $\Phi(r, t) = r^{-2} \int_{r_0}^r \xi P(\xi, t) d\xi$.

На больших глубинах в прискважинной зоне могут возникать зоны необратимого деформирования (r^* – радиус зоны). Рассмотрим простейший крите-

рий разрушения [11] $\tau_{\max} = \tau_*$ ($\tau_{\max} = 0.5|\sigma_{rr} - \sigma_{\theta\theta}|$ – максимальное касательное напряжение, τ_* – предел прочности на сдвиг). Тогда, исходя из уравнения равновесия (6), в области необратимых деформаций:

$$\sigma_{rr}(r,t) = -p_w - 2\tau_* \ln(r/r_0), \quad \sigma_{\theta\theta}(r,t) = \sigma_{rr} - 2\tau_*.$$

В области же $r_* \leq r \leq r_c$ деформирование описывается уравнениями поропластичности (6)–(7), и общее решение имеет вид:

$$\sigma_{rr}(r,t) = A_1 + A_2 r^{-2} - \delta\Phi(r,t), \quad \sigma_{\theta\theta}(r,t) = A_1 - A_2 r^{-2} + \delta[\Phi(r,t) - P(r,t)].$$

Неизвестные функции времени A_1 и A_2 находятся из условий непрерывности радиальных напряжений на границах зон и критерия разрушения:

$$A_1(t) = 0.5P(r_*,t) - \tau_* - p_w - 2\tau_* \ln(r_*/r_0), \quad A_2(t) = r_*^2[\tau_* + \Phi(r_*,t) - 0.5P(r_*,t)].$$

Для определения $r_*(t)$ (поскольку $r_* \ll r_c$) имеем трансцендентное уравнение $2\tau_* \ln(r_*/r_0) + \delta[\Phi(r_*,t) - 0.5P(r_*,t)] = \sigma_h - \tau_* - p_w$.

При расчетах выберем следующие параметры модели: $H = 2000$ м, $\rho_r = 3000$ кг/м³, $r_w = 0.1$ м, $r_c = 200$ м, $p_w = 0.1$, $\alpha_{11} = 10^{-10}$ 1/Па, $\alpha_{11} = 2\alpha_{22}$, $\alpha_{12} = \alpha_{21} = 0.1\alpha_{11}$, $\beta = 2 \times 10^{-9}$ 1/Па, $\eta = 0,004$ Па·с, $k_1^0 = 5$ мД, $k_2^0 = 30$ мД, $\mu = 30$ ГПа.

На рис. 1 показано распределение давлений в блоках (сплошные линии) и трещинах (штриховые линии) в различные моменты времени для различных значений коэффициента $G = 10^{-4}$ и 10^{-3} Па⁻¹. Можно отметить, что, поскольку проницаемость блоков значительно меньше, чем трещин, для низких значений G значительное время давление в трещинах p_1 заметно превышает давление в блоках p_2 . И с увеличением коэффициента G разница между p_1 и p_2 имеет место только на первоначальном этапе эксплуатации скважины.

На рис. 2 представлен расход Q (отнесен к значению Q в момент времени $t=1200$ часов) скважины для поропластичной и поропластической модели. Можно видеть, что при отсутствии влияния напряжений на проницаемость ($\gamma=0$, сплошные линии) на скорость добычи влияет в основном параметр G (красный $G=10^{-7}$, синий $G=10^{-2}$).

Очевидно, что чем сильнее обмен флюида между блоками матрицы и трещинами, тем больше расход. Если же учесть влияние напряжений на проницаемость ($\gamma = 2 \cdot 10^{-8}$, $\gamma = 5 \cdot 10^{-8}$ – поропластичная модель, $\gamma = 3 \cdot 10^{-8}$, $\gamma = 6 \cdot 10^{-8}$ – поропластическая), даже при незначительном увеличении γ дебит скважины значительно уменьшается.

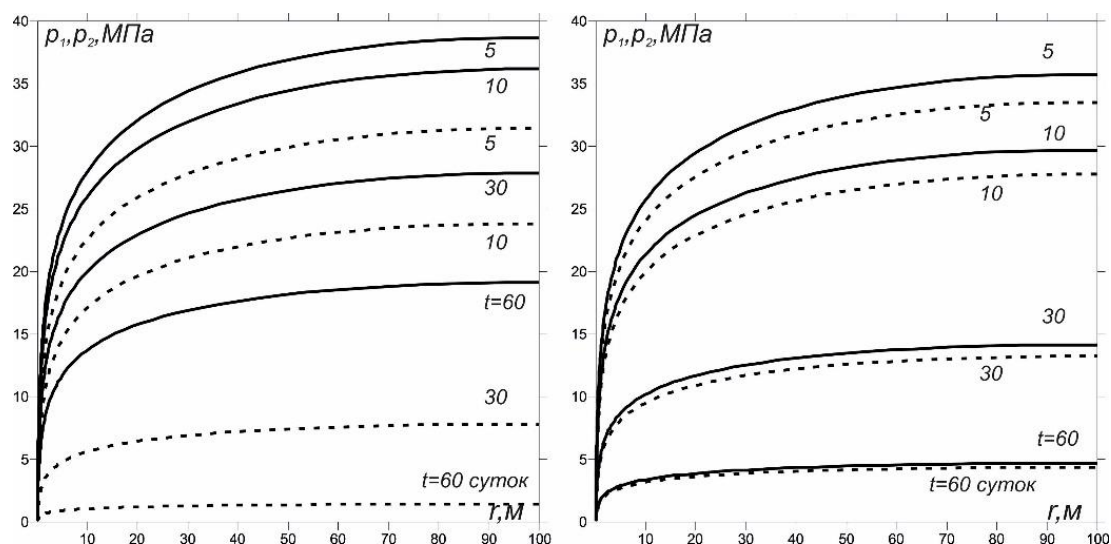


Рис. 1. Распределение давления в блоках (сплошные линии) и трещинах (штриховые) в различные моменты времени для а) $G=10^{-4}$ б) $G=10^{-3}$

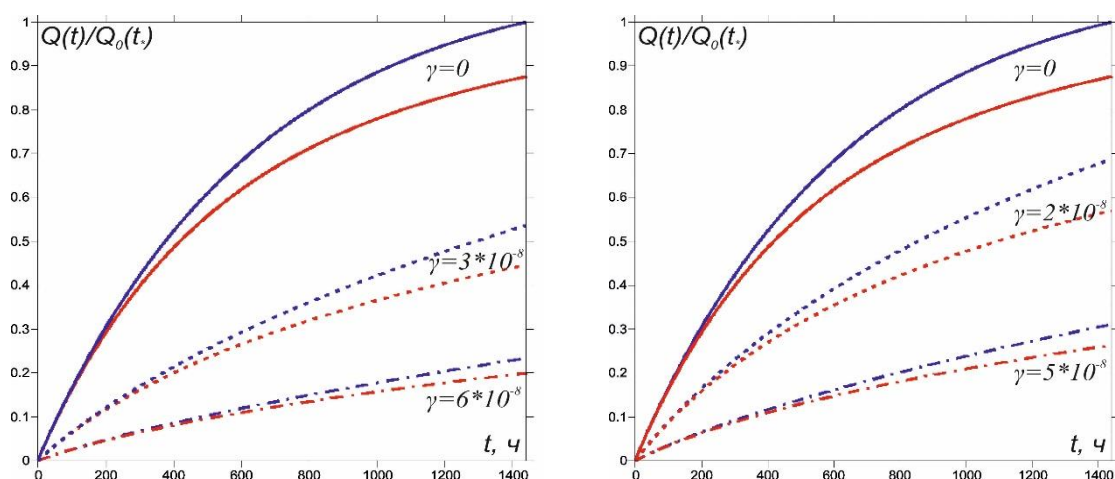


Рис. 2. Изменение расхода скважины во времени при различных коэффициентах γ ; а) пороупругость, б) поропластичность

На основе модели, описывающей эволюцию гидродинамических полей, а также упругое и упругопластическое деформирование трещиновато-пористого коллектора в окрестности добывающей скважины, функционирующей в режиме истощения залежи, выполнен многопараметрический анализ расхода Q . Установлено, что Q :

- возрастает с увеличением параметра G , контролирующего флюидообмен между блоками и трещинами;
- при незначительном уменьшении параметра γ , определяющего зависимость проницаемости от напряжений, имеет место существенный рост Q .

Работа выполнена при частичной финансовой поддержке РФФИ (проект № 16-05-00573).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Садовский М.А., Болховитинов Л.Г., Писаренко В.Ф. Деформирование среды и сейсмический процесс. – М.: Наука, 1987. – 100 с.
2. Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика / Под ред. В.М. Запорожца. – М.: Недра, 1983. – 591 с.
3. 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.
4. Dual Porosity and Dual Permeability Modeling of Horizontal Well in Naturally Fractured Reservoir / Nie Ren-Shi, Meng Ying-Feng, Jia Yong-Lu et al. // Transport in Porous Media. – 2012. – Vol. 92, Issue 1. – P. 213–235.
5. A transvers isotropic model for microporous solids - application to coal matrix adsorption and swelling / D.N. Espinoza, M. Vandamme, P. Dangla et al. // J. Geophys. Res. Solid Earth. – 2013. – Vol. 118. – P. 6113–6123.
6. A Coupled Thermo-Hydro-Mechanical Model of Jointed Hard Rock for Compressed Air Energy Storage / X. Zhuang, R. Huang, C. Liang, T. Rabczuk // Mathematical Problems in Engineering. – 2014. – Vol. 2014. – P. 11. Article ID 179169.
7. 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.
8. Zoback M.D., Nur A. Permeability and effective stress // Bulletin of American Association of Petroleum Geol. – 1975. – Vol. 59. – P. 154–158.
9. Назаров Л.А., Назарова Л.А. Некоторые геомеханические проблемы извлечения газа из угольных пластов // ФТПРПИ. – 1999. – № 2. – С. 35–44.
10. Самарский А.А. Введение в теорию разностных схем. – М.: Наука, 1971. – 553 с.
11. Работнов Ю.Н. Механика деформируемого твердого тела. – М.: Наука, 1988. – 712 с.

© Л. А. Назарова, М. Н. Петров, 2017