УДК 622.333:532.5

Инженер С.А. Головко
(ИГТМ НАН Украины)

НАГНЕТАНИЕ ЖИДКОСТИ В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТУЮ СРЕДУ С УЧЕТОМ ИЗМЕНЕНИЯ ЕЕ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ

Отримано рівняння, що описують фільтрацію в напруженої трещинувато-пористому середовищу з кінцевим числом напрямків орієнтації тріщин. Проведено аналіз отриманих рівнянь та відповідність їх, виходячи з конкретних умов нагнітання, відомим раніше рівнянням фільтрації

INFUSION OF LIQUID INTO CRACKS-POROUS ENVIRONMENT TAKING INTO ACCOUNT CHANGE OF ITS TENSE STATE

The equations circumscribing a filtration in a tight cracks-porous environment with final number of directions of orientation of cracks are obtained. The analysis of the obtained equations and conformity them is conducted, outgoing from concrete conditions of pressure known earlier equations of a filtration

Известно, что водопроницаемость геологических образований, и в частности углей, в большой мере зависит от напряженного состояния. При этом, так как напорная фильтрация, в основном, происходит по макропорам, наиболее крупными из которых являются трещины, то становится очевидным, что для правильного описания процесса необходимо строго учитывать пространственную ориентацию трещин в поле действия напряжений. Однако известные модели нагнетания либо вообще не учитывают влияние напряжений, либо содержат зависимости коэффициента проницаемости от первого инварианта тензора напряжений [1, 2, 3], что приемлемо лишь при равновероятной ориентации трещин, и вряд ли допустимо для углей, где наблюдается ярко выраженная послойная ориентация эндогенных трещин.

Для описания нагнетания жидкости в угольный пласт будем использовать модель трещиновато-пористой среды, то есть принимать материал как совокупность двух вложенных одна в другую пористых сред, обладающих своими собственными фильтрационными характеристиками и обменивающимися между собой массой жидкости. При этом для одной из пористых сред предполагаются существенно более высокие значения проницаемости (трещины), а для другой – пористости (блоки). Деформации материала считаем упругими, фильтрацию – линейной (закон Дарси), зависимость плотности жидкости от давления также линейной, а вязкость жидкости – постоянной.

Следуя [4], будем рассматривать наполненный жидкостью трещиновато-пористый материал как композит, состоящий из пористой матрицы и распределенных в ней трещин. Пористая матрица, в свою очередь, вновь рассматривается как композит, состоящий из твердого каркаса и наполненных жидкостью пор. Тогда компоненты тензора напряжений в материале можно представить в виде:

$$\sigma_{ij} = (1 - m_1)\,\sigma_{ij}^{(1)} + m_1 P_1 \delta_{ij}, \qquad (1)$$

где

$$\sigma_{ij}^{(1)} = \left(1 - m_2\right)\sigma_{ij}^{(2)} + m_2 P_2 \delta_{ij}, \tag{2}$$

$\left\langle \sigma_{ij}^{(1)} \right\rangle$ – тензор средних истинных (то есть относимых к доле площади сечения, приходящейся на пористые блоки) напряжений в пористой матрице; $\left\langle \sigma_{ij}^{(2)} \right\rangle$ – тензор средних истинных напряжений в твердом каркасе; m_1 – трещинная пористость; m_2 – пористость блоков; P_1 – давление жидкости в трещинах; P_2 – давление жидкости в блоках; δ_{ij} – символ Кронекера.

Так как состояние единичной трещины определяется тензором $\left\langle \sigma_{ij} - P\delta_{ij} \right\rangle$ [4, 5], проницаемость и пористость трещины зависят только от компонент тензора

$$T_{ij}^{(T)} = \sigma_{ij} - P_1\delta_{ij} = \left(1 - m_1\right)\sigma_{ij}^{(1)} + m_1 P_1 \delta_{ij} - P_1 \delta_{ij} = \left(1 - m_1\right)\left(\sigma_{ij}^{(1)} - P_1\delta_{ij}\right), \tag{3}$$

а пористость и проницаемость блоков – от компонент тензора

$$T_{ij}^{(б)} = \sigma_{ij}^{(1)} - P_2\delta_{ij} = \left(1 - m_2\right)\left(\sigma_{ij}^{(2)} - P_2\delta_{ij}\right). \tag{4}$$

Последнее выражение, используя (1), можно преобразовать:

$$\begin{aligned} T_{ij}^{(б)} &= \left(1 - m_2\right)\left(\sigma_{ij}^{(2)} - P_2\delta_{ij}\right) = \sigma_{ij}^{(1)} - m_2 P_2 \delta_{ij} - \left(1 - m_2\right) P_2 \delta_{ij} = \\ &= \sigma_{ij}^{(1)} - P_2\delta_{ij} = \frac{\sigma_{ij} - m_1 P_1 \delta_{ij}}{1 - m_1} - P_2\delta_{ij}. \end{aligned} \tag{5}$$

Тогда, учитывая ранее оговоренное условие $m_1 << 1$, следует:

$$T_{ij}^{(б)} = \sigma_{ij} - P_2\delta_{ij}. \tag{6}$$

Принимая, что тензор проницаемости пористых блоков $\langle k_2 \rangle$ шаровой и пренебрегая, вообще говоря, возможной зависимостью пористости блоков от других инвариантов тензора, кроме первого (T^t), принимаем:

$$\begin{aligned} m_2 &= m_2\left(P_2, T^t\right), \\ \langle k_2 \rangle &= k_2 \varepsilon = k_2\left(P_2, T^t\right)\varepsilon, \end{aligned} \tag{7}$$

где ε – единичный тензор.

Допущение о малой трещинной пористости ($m_2 << 1$) позволяет считать, что тензор $\langle k_2 \rangle$ не отличается от соответствующего тензора в материале с той же системой трещин, но с непроницаемыми блоками, а единичную трещину приближенно рассматривать как находящуюся в неограниченной однородной упругой среде, имеющей некоторые эффективные значения модуля Юнга E и коэффициента Пуассона ν.

Следуя [4, 5] и выбрав в качестве представительной модельной трещины дисковую трещину, принимаем выражение для компонентов тензора трещинной проницаемости:

$$k_{1,ij} = B\int \left[\left(\vec{n}\times\vec{e}_i\right)\times\vec{n}\right]_j \left(P_1 - \vec{n}\hat{\sigma}\vec{n}\right)^3 H\left(P_1 - \vec{n}\hat{\sigma}\vec{n}\right) f\left(\vec{n}\right) d\vec{n}, \tag{8}$$

и для трещинной пористости

$$m_1 = C\int \left(P_1 - \vec{n}\hat{\sigma}\vec{n}\right) H\left(P_1 - \vec{n}\hat{\sigma}\vec{n}\right) f\left(\vec{n}\right) d\vec{n}, \tag{9}$$

где B, C зависят от свойств материала, но не от P_1 и $\hat{\sigma}$; $\vec{n}$ – единичный вектор нормали к плоскости трещины; $\vec{e}_i$ – векторы орта; $H(x)$ – функция Хевисайда; $f\left(\vec{n}\right)$ – функция распределения трещин по вектору $\vec{n}$ (по направлению).

В общем случае вычисление интегралов в (8) и (9) представляет серьезные трудности.

Ситуация несколько упрощается, если трещины ориентированы только в конечном числе пересекающихся семейств параллельных плоскостей (отдельные семейства между собой не параллельны). Тогда направления нормалей к плоскостям трещин можно записать в сферической системе координат:

$$\vec{n}_m = \left\{\cos\theta_{mu}, \sin\theta_{mu}\cos\varphi_{mu}, \sin\theta_{mu}\sin\varphi_{mu}\right\}, \tag{10}$$

где $m = 1, \ldots, M$, M – количество семейств параллельных плоскостей, а функция распределения по $\vec{n}$ представлена в виде:

$$f\left(\vec{n}\right) = \sum_{m=1}^{M} \beta_m \delta\left(\vec{n} - \vec{n}_m\right), \tag{11}$$

где $\sum_{m=1}^{M} \beta_m = 1$.

Тогда выражения (8), (9) можно упростить:

$$k_{1,ij} = B\sum_{m=1}^{M} \beta_m \left[\left(\vec{n}_m\times\vec{e}_i\right)\times\vec{n}_m\right]_j \left(P_1 - \vec{n}_m\hat{\sigma}\vec{n}_m\right)^3 H\left(P_1 - \vec{n}_m\hat{\sigma}\vec{n}_m\right), \tag{12}$$

$$m_1 = C\sum_{m=1}^{M} \beta_m \left(P_1 - \vec{n}_m\hat{\sigma}\vec{n}_m\right) H\left(P_1 - \vec{n}_m\hat{\sigma}\vec{n}_m\right). \tag{13}$$

Далее, выбрав в каждой точке среды систему координат, связанную с главными осями тензора напряжений, получим в новой системе координат:

$$\begin{gathered}\theta_m = \theta_m\left(\theta_{mu}, \varphi_{mu}, \hat{\sigma}\right);\\ \varphi_m = \varphi_m\left(\theta_{mu}, \varphi_{mu}, \hat{\sigma}\right)\end{gathered} \tag{14}$$

и для компонент

$$\alpha_{ij}^m = \left[\left(\vec{n}_m \times \vec{e}_i\right) \times \vec{n}_m\right]_j \tag{15}$$

выражения

$$\begin{aligned}
&\alpha_{11}^m = \sin\theta_m,\\
&\alpha_{12}^m = -\frac{1}{2}\sin 2\theta_m \cos\varphi_m,\\
&\alpha_{13}^m = -\frac{1}{2}\sin 2\theta_m \sin\varphi_m,\\
&\alpha_{22}^m = 1 - \sin^2\theta_m \cos^2\varphi_m,\\
&\alpha_{33}^m = 1 - \sin^2\theta_m \sin^2\varphi_m,\\
&\alpha_{23}^m = -\frac{1}{2}\sin^2\theta_m \sin 2\varphi_m,
\end{aligned}$$

и учитывая, что θ_{mu}, φ_{mu} не изменяются в процессе нагнетания, можно записать:

$$k_{1,ij} = B\sum_{m=1}^{M}\beta_m \alpha_{ij}^m\left(\hat{\sigma}\right)\omega_m^3\left(\hat{\sigma}, P_1\right), \tag{16}$$

$$m_1 = C\sum_{m=1}^{M}\beta_m \omega_m\left(\hat{\sigma}, P_1\right), \tag{17}$$

где

$$\omega_m = \begin{cases} 0, & \omega_m' \le 0,\\ \omega_m', & \omega_m' > 0,\end{cases} \tag{18}$$

$$\omega_m' = P_1 - \vec{n}_m\hat{\sigma}\vec{n}_m = P_1 - \sigma_3 - \left(\sigma_1 - \sigma_3\right)\cos^2\theta_m - \left(\sigma_2 - \sigma_3\right)\sin^2\theta_m \cos^2\varphi_m, \tag{19}$$

σ_1, σ_2, σ_3 – главные напряжения тензора $\hat{\sigma}$ ($\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$, положительные напряжения – сжимающие).

Заметим, что в рамках принятой модели разделение рассматриваемой среды на два континуума с различными фильтрационными свойствами достаточно условно и, согласно (8), (9), под трещинами понимаются такие нарушения сплошности, толщина которых становится равной нулю при равенстве внутреннего давления и внешней нагрузки («математическая трещина»).

При нагнетании жидкости в пласт параметром, характеризующим нестационарность процесса, можно считать характерное время существенного изменения давления жидкости, что для режима нагнетания составляет не менее 10 с. Характерное время для установления поля напряжений может быть взято порядка $10\,R/C_e \approx 2R\left(\dfrac{E\left(1-\nu\right)}{\rho\left(1+\nu\right)\left(1-2\nu\right)}\right)^{-1/2} < 10^{-3}$ с, где C_e – скорость продольной упругой волны [8].

Следовательно, поле напряжений можно считать квазистационарным, и его изменение во времени будет определяться только изменениями (нестационарностью) граничных условий задачи о напряженном состоянии среды.

В рамках сделанных предположений выведем уравнения, описывающие фильтрацию.

Уравнения неразрывности, закона Дарси для трещин и блоков соответственно, а также соотношение, связывающее переток массы между континуумами, имеют вид:

$$\begin{cases} \dfrac{\partial\left(m_1\rho\right)}{\partial t}+\nabla\left(\rho\vec{u}_1\right)=q; \\ \vec{u}_1=-\dfrac{\hat{k}_1}{\mu}\nabla P_1; \\ \dfrac{\partial\left(m_2\rho\right)}{\partial t}+\nabla\left(\rho\vec{u}_2\right)=-q; \\ \vec{u}_2=-\dfrac{\hat{k}_2}{\mu}\nabla P_2; \\ q=\alpha\left(P_2-P_1\right), \end{cases} \tag{20}$$

где q – поток массы жидкости, которой обмениваются трещины и блоки, отнесенные к единице объема материала [2];

$$\alpha=\alpha_0\frac{\rho^0 k_2^0}{\mu\ell^2}, \tag{21}$$

ℓ – линейный масштаб пористых блоков, верхний индекс «0» относится к начальным значениям; α_0 – некоторый безразмерный коэффициент [2].

Система (20) может быть сведена к двум уравнениям:

$$\begin{gathered} m_1^0 C\sum_{m=1}^{M}\beta_m\frac{\partial}{\partial t}\omega_m\left(\hat{\sigma},P_1\right)=\frac{1}{\mu}\left[\nabla\cdot\left(\hat{k}_1\cdot\nabla P\right)-\frac{\alpha_0 k_2^0}{\ell^2}\left(P_2-P_1\right)\right], \\ \frac{\partial P_2}{\partial t}=\chi\Delta P_2+a\nabla P_2\nabla P_2-\frac{P_2-P_1}{\tau}+b\nabla\hat{\sigma}\nabla P_2-A\frac{\partial\hat{\sigma}}{\partial t}, \end{gathered} \tag{22}$$

где $\chi=\dfrac{k_2^0}{\mu m_2^0}\left(\dfrac{1}{K_\rho}+\dfrac{1}{K_m}\right)^{-1}$; $b=\chi\dfrac{1}{K_{k_f}}$; $a=\chi\left(\dfrac{1}{K_\rho}+\dfrac{1}{K_k}\right)$; $\tau=\dfrac{\ell^2}{\alpha_0\chi}$; $A=\dfrac{1}{K_{m_f}}\left(\dfrac{1}{K_\rho}+\dfrac{1}{K_m}\right)^{-1}$;

$K_\rho, K_{m_f}, K_m, K_{k_f}, K_k$ введены следующим образом:

$$\frac{1}{\rho^0}\left(\frac{\partial\rho}{\partial P_2}\right)^0=\frac{1}{K_\rho};$$

$$\frac{1}{m_2^0}\left(\frac{\partial m_2}{\partial T^t}\right)^0=\frac{1}{K_{m_f}};$$

$$\frac{1}{m_2^0}\left(\frac{\partial m_2}{\partial P_2}\right)^0-\frac{1}{K_{m_f}}=\frac{1}{K_m};$$

$$\frac{1}{k_2^0}\left(\frac{\partial k_2}{\partial T^t}\right)^0=\frac{1}{K_{k_f}};$$

$$\frac{1}{k_2^0}\left(\frac{\partial k_2}{\partial P_2}\right)^0-\frac{1}{K_{k_f}}=\frac{1}{K_k}.$$

Таким образом, фильтрация в трещиновато-пористой среде с конечным числом направлений ориентации трещин описывается уравнениями (15)-(19), (22) и уравнениями, описывающими напряженное состояние среды. Граничные условия как для задачи теории упругости, так и для задачи о фильтрации ставятся исходя из конкретных условий нагнетания.

Полученные уравнения (22) содержат как частные случаи известные ранее уравнения фильтрации [2, 4, 6].

Так, если предположить $\left(1/K_\rho+1/K_k\right)\left(\nabla P_2\right)^2<<\Delta P_2$, то получим уравнение, приведенное в [2]. Такое допущение возможно для нефтеносных коллекторов, где K_ρ порядка 10^4 МПа, K_m и K_k – от 10^3 до 10^4 МПа, а ΔP_2 изменяется от 0 до 20 МПа. Для углей же K_k - порядка 10 МПа [7], и этим членом пренебрегать нельзя.

Далее, если не учитывать изменения напряженного состояния в окрестности скважины и полагать $1/K_{k_f}\ \nabla\hat{\sigma}\nabla P_2=0$, получим уравнения, выведенные в [4].

Если, кроме всех вышеперечисленных допущений, принять равенство давлений в блоках и трещинах, то (22) принимает вид обычного уравнения пьезопроводности [4, 6].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Чернов О.И. Движение жидкости в угольных пластах / О.И. Чернов, В.С. Черкасов, А.Т. Горбачев. – Новосибирск: Наука, 1981. – 125 с.

2. Баренблатт Г.И. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа / Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. – М.: Недра, 1972. – 288 с.

3. Карагодин Л.Н. Расчетно-экспериментальное определение параметров нагнетания воды в угольный пласт через глубокие скважины / Л.Н. Карагодин, Р.Н. Кригман // Уголь. – 1967. – № 9. – С. 47-50.

4. Буевич Ю.А. Структурно-механические свойства и фильтрация в трещиновато-пористом материале / Ю.А. Буевич // Инженерно-физический журнал. – 1984. – № 4. – С. 67-73.

5. Снеддон И. Преобразование Фурье / И. Снеддон. – М.: Иностранная литература, 1955. – 667 с.

6. Пыхачев А.И. Подземная гидравлика / А.И. Пыхачев, И.А. Исаев. – М.: Недра, 1978. – 220 с.

7. Нагнетание воды в угольные пласты. – М.: Недра, 1965. – С. 28-111.

УДК 622.023.623:622.411.332:533.17

Канд. техн. наук С.Ю. Макеев,
науч. сотр. В.Я. Осенний,
канд. техн. наук Р.А. Дякун
(ИГТМ НАН Украины)

ВЛИЯНИЕ ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ НА ПРОЦЕССЫ ТРЕЩИНООБРАЗОВАНИЯ И РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

Наведені результати експериментальних досліджень щодо навантаження зразків гірничих порід різного ступеню газонасиченгості. Встановлено, що границя міцності на одновісне стиснення дегазованих зразків алевроліта кубічної форми в середньому у 1,3 рази більше, ніж у газонасичених, а питома енергія, яка передана дегазованими зразками перед їх руйнуванням, у 1,5 рази перевищує енергію зразків, насичених газом.

THE INFLUENCE OF SATURATION GAS ON THE PROCESSES OF CRACKS FORMATION AND DESTRUCTION OF ROCKS

Results of experimental researches are brought on the loading of rock samples with different degree of satiation gas. It is set that tensile strength on the monaxonic compression of gas-free rock samples of cube form siltstone on the average there is more in 1,3 time, than at saturated by gas, and the specific energy transmitted to gas-free rock samples before their destruction, in 1,5 time exceeds energy of the rock samples saturated by gas.

Строение углепородного массива, особенно его пористость и дефектность, имеют большое влияние на формирование его напряженно-деформированного состояния, газодинамические свойства и выбросоопасность при ведении горных работ. Присутствие в поровом пространстве газообразной составляющей в значительной мере влияет на физико-механические свойства породы. Дефекты сплошности способствуют росту напряжений на контуре простирания трещины и пор. В результате деформаций происходит изменение структуры, порового пространства и механических свойств горных пород [1-2].

Учитывая, что в природных условиях в угольных пластах и вмещающих породах всегда содержится газ, то роль газодинамического фактора является неотъемлемой составляющей в формировании и развитии напряженно-деформированного состояния горного массива. Имеющееся в поровом пространстве горной породы газообразное вещество изменяет ее свойства. Если же при прочих равных условиях газ находится в порах под давлением, то в этом случае несущая способность горной породы еще более снижается из-за растягивающего действия газонаполненного порового пространства. А если газ является еще и химически активным, т.е. может вступать в химические реакции с материалом горной породы, то он может очень сильно изменить механические характеристики породы. При этом химическая активность может, как упрочнять, так и ослаблять горную породу.

Вмещающие породы выбросоопасных пластов угля имеют существенное влияние на характер проявления горного давления, а именно вывалы в призабойной части забоя, отжимы угля, внезапные выбросы угля и газа, поэтому по-