

УДК 622.411.322

**Минеев С.П.**, д-р техн. наук, профессор,  
**Сапегин В.Н.**, канд. техн. наук  
(ИГТМ НАН Украины)

**Головко Ю.И.**, магистр,  
**Янжула А.С.**, магистр

(ПАО «Шахтоуправление «Покровское»)

## **ОЦЕНКА ОСОБЕННОСТЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ СВОБОДНОГО МЕТАНА В СТРУКТУРНО НЕОДНОРОДНОМ УГОЛЬНОМ ПЛАСТЕ**

**Мінецьєв С.П.**, д-р техн. наук, професор,  
**Сапегін В.М.**, канд. техн. наук  
(ІГТМ НАН України)

**Головко Ю.И.**, магістр,  
**Янжула О.С.**, магістр

(ПАТ «Шахтоуправління «Покровське»)

## **ОЦІНКА ОСОБЛИВОСТЕЙ ФІЛЬТРАЦІЇ ВІЛЬНОГО МЕТАНУ В СТРУКТУРНО НЕОДНОРІДНОМУ ВУГІЛЬНОМУ ПЛАСТУ**

**Mineev S.P.**, D.Sc.(Tech), Professor,  
**Sapegin V.N.**, Ph.D (Tech)

(ИГТМ НАН Украины)

**Golovko Yu.I.**, M.S (Tech),  
**Yanzhula A.S.**, M.S (Tech)

(PJSC «ММ «Pokrovskoye»)

## **ESTIMATION OF PARTICULAR FREE-METHANE FILTRATION IN STRUCTURALLY HETEROGENEOUS COAL SEAMS**

**Аннотация.** Выполнены аналитические исследования о распределении давления свободного газа при нестационарном изотермическом процессе в структурно неоднородном угольном пласте в зоне влияния опорного давления. В основу работы взята известная модель нестационарной изотермической фильтрации Желтова Ю.П., полученная методом интегральных соотношений Г.И. Баренблатта для однородного угольного пласта в однородном поле напряжений при постоянном забойном и пластовом давлении газа, постоянных значениях пористости и газовой проницаемости угольного пласта. Использование в работе расчета газовой проницаемости в зонально неоднородной среде по методу Басниева К.С. позволяет определить усредненные характеристики структурно неоднородного угольного пласта, а именно, газовую проницаемость среды и применить известную модель Желтова Ю.П. для расчета распределения давления. В статье предложен алгоритм расчета структурно неоднородной среды, включая и геологическую нарушенную среду, который позволяет определить распределение давления газа в зависимости от расстояния от забоя выработки и времени фильтрации, скорость фильтрации газа в зоне опорного давления.

**Ключевые слова:** фильтрация, геологическое нарушение, газовая проницаемость, структурно неоднородный пласт, давление газа, зона опорного давления

Теория фильтрация нестационарного движения газов и жидкостей в пористых и трещиновато пористых средах разработана в фундаментальных трудах Лейбензона Л.С., Баренблатта Г.И., Желтова Ю.П., а в горной науке по фильтрации газов и жидкостей в угольных пластах в трудах С.В. Кузнецова, Трофимова В.А. [1] и др.

Существенные особенности фильтрационных процессов возникают в структурно неоднородном нарушенном угольном пласте, попадающем в зону влияния опорного давления. В угольном пласте в зоне опорного давления изменяется пористость и проницаемость пласта. К тому же поле напряжений в этой зоне пласте так же неравномерно, что затрудняет применение напрямую уже полученных известных классических решений по нестационарной фильтрации газа. Поэтому оценка фильтрационных особенностей движения газа в структурно-неоднородном угольном пласте является актуальной задачей, решению которой и посвящена данная статья.

Для получения подобных аналитических решений часто используют различные приближенные методы: метод смены стационарных состояний, метод интегральных соотношений и многие другие. Наиболее приемлемым является метод интегральных соотношений, разработанный Г.И. Баренблаттом, который обладает высокой точностью расчета, погрешность которого не превышает 3% от точного решения. Так как давление, скорость и расход газа в угольном пласте при ламинарной фильтрации изменяются во времени, протекают, как правило, с небольшой скоростью и при неизменной температуре, эти процессы можно считать изотермическими и нестационарными.

Для нестационарной изотермической фильтрации газа часто используется уравнение Лейбензона Л.С. в форме

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k_{\phi}}{2\mu \cdot m} \cdot \frac{\partial^2 p^2}{\partial x^2} \quad (1)$$

где  $p$  - текущее давление газа в пласте, Па;  $t$  - время, с;  $k_{\phi}$  - газовая проницаемость угольного пласта,  $\text{м}^2$ ;  $m$  - пористость угля.

Для приближенного решения уравнения (1) в одномерной постановке Желтовым Ю.П. при помощи метода интегральных соотношений предложено решение для полубесконечного пласта шириной  $B$  и мощностью  $h$ .

Граничные условия задачи:  $p = p_a$  при  $x = 0$  и  $p = p_u$  при  $x = \infty$ , где  $p_u$  - давление газа в нетронутым пласте;  $p_a$  - постоянное забойное давление газа или барометрическое давление. Распределение давления в угольном пласте представлено в виде

$$p^2(x,t) = A \cdot \frac{x}{L(t)} - \frac{A}{2} \cdot \frac{x^2}{L^2(t)} + p_u^2 - \frac{A}{2} \quad (2)$$

где  $A = 2 \cdot (p_u^2 - p_a^2)$   $\lambda = \frac{p_u^2}{A} - 0,5$  при  $p = p_u$ ,  $\partial p / \partial x = 0$  при  $x = L(t)$ .

Решение уравнения (1) при таких граничных условиях имеет вид

$$L(t) = \left( \frac{2A^{\frac{1}{2}} \cdot k \cdot t}{\mu \cdot m \cdot J_1} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (3)$$

где  $L(t)$  - граница зоны возмущения давления газа в угольном пласте;  $m$  - пористость пласта.

$$J_1 = \int_0^1 \frac{\zeta - \zeta^2}{(\zeta - \zeta^2 + \lambda)^{\frac{1}{2}}} d\zeta$$

С учетом (3) распределение давления (2) будет иметь следующий вид

$$p(x,t) = \sqrt{2 \cdot (p_k^2 - p_c^2) \cdot \frac{x}{\left( \frac{2 \cdot (2 \cdot (p_k^2 - p_c^2))^{1/2} \cdot k \cdot t}{\mu \cdot m \cdot J_1} \right)^{\frac{1}{2}}} - (p_k^2 - p_c^2) \cdot \frac{x^2}{\left( \frac{2 \cdot (2 \cdot (p_k^2 - p_c^2))^{1/2} \cdot k \cdot t}{\mu \cdot m \cdot J_1} \right)^{\frac{1}{2}}} + p_c^2};$$

Приведенная модель содержит аналитическое решение, удобное для анализа, она достаточно проста и может быть использована при определении фильтрационных характеристик свободного газа угольного пласта при постоянных забойном и пластовом давлении, когда можно пренебречь влиянием сорбционного газа.

Как видно из (3), распределение давления в угольном пласте, скорость фильтрации и дебит газа зависят в основном от газовой проницаемости пород  $k$  и ее пористости  $m$ . Однако в исходное уравнение (1) входят постоянные значения пористости, коэффициента газовой проницаемости, забойного давления газа и пластового давления газа в нетронутом массиве. В реальных условиях они в зоне предельного состояния постоянны; за этой зоной и в области геологической нарушенности являются переменными величинами.

Переменную пористость пласта в области предельного состояния для  $\sigma_{y1} \leq \gamma H$  определяют по известной формуле из работ [2, 3]

$$m_i = m_0 \cdot \left[ \left( 1 - \frac{D - 0,5 \cdot a_1}{2D} \right) \cdot e^{(-0,5a_1 + D) \cdot \sigma_{y1}} + \frac{D - 0,5a_1}{2D} \cdot e^{(-0,5 - D) \cdot \sigma_{y1}} \right] \quad (4)$$

где  $m_0$  - начальная пористость или пористость отбитого угля;  $a_1$  - коэффициент компрессии соответствующей области нагружения;  $D = \sqrt{\frac{a_1^2}{4} - \chi}$  - обобщенный коэффициент компрессии;  $\chi = da_1/d\sigma$  - коэффициент, характеризующий кривизну компрессионной кривой.

Пористость для зоны предельного состояния для порога уплотнения  $\sigma_{y1} \geq \gamma H$  определяется по формуле из работы [2]

$$m_i = m_{\gamma H1} \cdot e^{-a_2 \cdot (\sigma_{y1} - \gamma \cdot H)} \quad (5)$$

Пористость в зоне концентрации напряжений от порога уплотнения, где прекращается влияние выработки, определяется по формуле [2]

$$m_i = m_{\gamma H2} \cdot e^{-\beta_2 \cdot (\gamma \cdot H - \sigma_{y1})} \quad (6)$$

где  $m_{\gamma H1}$  - пористость угля при давлении  $\gamma \cdot H$  при нагрузке;  $m_{\gamma H2}$  - пористость угля при давлении  $\gamma \cdot H$  при разгрузке;  $a_2, \beta_2$  - коэффициенты компрессии и декомпрессии соответствующей области нагружения, которые определяются экспериментальным путем.

Коэффициент компрессии  $a_2$  принимался по компрессионным кривым при нагружении для угля пласта шахты «Покровская».

График изменения пористости  $m$  при нагружении угольного образца рассчитывался по формуле (5) и приведен на рис. 1.

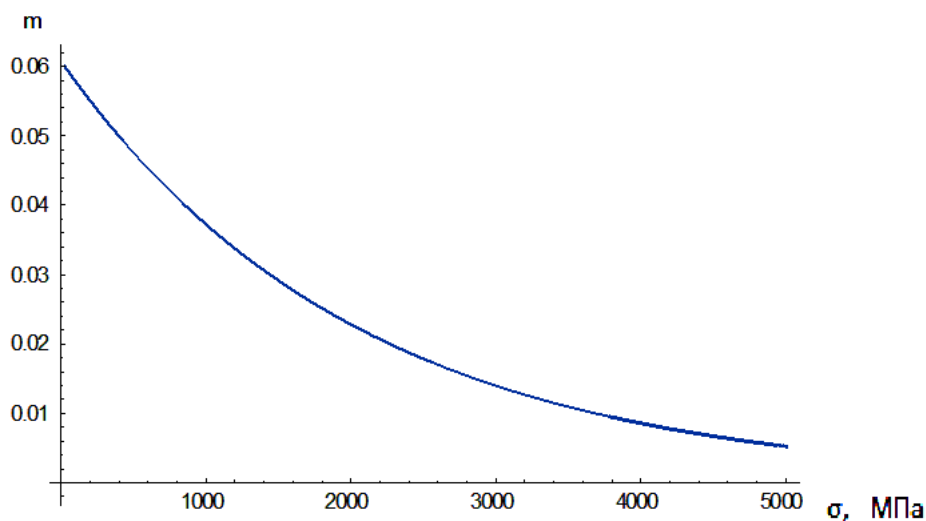


Рисунок 1 - Изменение пористости  $m$  в зоне предельного состояния при нагружении угля

Исходные данные для расчета угля пласта ш. «Покровская»:  $m_{\gamma H1} = 0,06$ ;  $a_2 = 4,9 \cdot 10^{-4}$  1/МПа;  $\sigma_{\gamma H} = 25$  МПа;  $H = 1000$  м.

Из рис. 1 видно, что пористость угля с ростом нагрузки уменьшается. Однако существенное уменьшение пористости происходит при высоких давлениях более 500 МПа. В нашем случае ( $\gamma \cdot H = 25$  МПа) пористость при нагрузке равна 0,06, а при разгрузке для угля пласта ш. «Покровская»  $m = 0,078$ , в зоне пика опорного давления, где давление будет примерно в три раза больше, она будет

равна  $m = 0,0585$ .

Таким образом, зависимость пористости угля от давления при разгрузке и нагрузке близка к линейной зависимости при давлении горных пород, не превышающем 1000 МПа, и в этом диапазоне давления горных пород изменением пористости угля при нагружении и разгрузке при решении фильтрационных задач можно пренебречь.

Наиболее важным параметром для расчета фильтрационных параметров и решения уравнения (1) является газовая проницаемость угля  $k$ .

Коэффициент газовой проницаемости является переменной величиной по всей длине зоны опорного давления и в зоне геологической нарушенности. Вне зоны влияния геологических нарушений от забоя до пика горного давления его определяют, как функцию от величины горного давления для зоны предельного состояния до зоны пика горного давления по известным формулам Петухова И.М. и Линькова А.М.

Для участка зоны предельного состояния призабойной зоны опорного давления пласта коэффициент газовой проницаемости  $k_\phi$  определяется по формуле

$$k_\phi = k_{\phi m} \cdot \left[ (C_\phi - 1) \cdot e^{b_\phi \cdot k_c \cdot \theta_*} \cdot e^{-(b_\phi \cdot k_c \cdot \theta_* + b_\phi \cdot |\sigma_{y1m}|) \cdot \xi / a} + 1 \right], \quad (7)$$

где  $C_\phi = \frac{k_{\phi p}}{k_{\phi m}}$ ;  $k_{\phi p}$  - газопроницаемость угля в разгруженном состоянии;  $k_{\phi m}$  - минимальная газопроницаемость угля в нагруженном состоянии, когда при определенной величине напряжений в основном прекращается процесс фильтрации свободного газа;  $\xi$  - расстояние от забоя очистной выработки до расчетной точки в зоне предельного состояния  $\xi \leq a$ .

Зависимость (7) устанавливает связь между зоной опорного давления и фильтрацией газа в этой зоне.

Для участка зоны пика опорного давления и упругой зоны за пиком коэффициент газовой проницаемости определяется по формуле

$$k_\phi = k_{\phi m} \cdot \left[ (C_\phi - 1) \cdot e^{-b_\phi \cdot |\sigma_{y1}|} + 1 \right]. \quad (8)$$

В реальных условиях структура угольного пласта как по мощности, так и по длине является неоднородной (различная пористость, различная проницаемость, различная длина участков в угольном пласте). Часто слои, относительно ненарушенные, перемежаются с нарушенными с различной степенью трещиноватости. Особое место занимает малоамплитудная нарушенность в зонах влияния угольного пласта или опорного давления. Это - природная структура со своим распределением прочностных и фильтрационных свойств. Наличие в угольном пласте малоамплитудной нарушенности вносит специфику в режимы фильтрации газа в пласте и в самом нарушении. Данные о величинах пористо-

сти, трещиноватости и характеристиках газовыделения получают по результатам исследований и статистического анализа экспериментальных данных о геологических нарушениях [4,5]. При этом важным фактором, который следует учитывать в прогнозах, является переменность газопроницаемости. Вблизи обнаженной поверхности образуется разгруженная от горного давления зона, в которой происходит раскрытие кливажных и техногенных трещин, что значительно увеличивает пористость и газопроницаемость. Наибольшее влияние на проницаемость пласта оказывает ширина раскрытия трещин. Величина проницаемости трещиноватого угля может меняться в процессе выделения и поглощения газа из-за набухания и усадки газоносного угля.

Влияние средних напряжений на проницаемость угля и вмещающих пород описывается формулой, приведенной в [6]:

$$C = 1,013 \cdot 10^{-\beta \cdot \sigma}, \quad (9)$$

где  $C$  - проницаемость, мД;  $\beta$  - эмпирический коэффициент,  $\beta = 0,31 \cdot 10^{-6}$  Па;  $\sigma$  - среднее нормальное напряжение, Па;  $\sigma = \frac{\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z}{3}$ .

Если известно значение проницаемости  $C_0$  при среднем напряжении  $\sigma_0$ , то проницаемость  $C$  при произвольном среднем напряжении  $\sigma$  определяется по формуле из работы [7]

$$C = C_0 \cdot 10^{\beta(\sigma_0 - \sigma)}, \quad (10)$$

где  $\sigma_0$  - среднее напряжение в массиве при известном значении проницаемости  $C_0$ .

Реальная проницаемость угольного пласта устанавливается только в шахтных условиях экспериментально-аналитическими методами по результатам опробования скважин, в которых учитываются непредсказуемые факторы, такие как сложное распределение давления горных пород и газового давления, концентрация напряжений вокруг выработанного пространства и в области зон геологических нарушений. Следовательно, для того чтобы использовать уже известное решение (3) уравнения (1), необходимо определить средний коэффициент проницаемости газа для структурно неоднородного угольного пласта в зоне опорного давления, применив для этого известный метод Басниева К.С., представив угольный пласт как структурно неоднородный, составленный из отдельных участков с разной пористостью и проницаемостью, с использованием теоретических зависимостей для газовой проницаемости угольного пласта в различных областях опорного давления [2,3].

Среднее значение коэффициента газовой проницаемости для структурно неоднородной системы, состоящей из различных участков угольного пласта между забоем пласта и нарушением, определим из выражения, составленного из условия постоянства расхода газа в различных участках пласта по формуле Басниева К.С.

$$k_{cp} = L_k / \sum_{i=1}^n \frac{\ell_i}{k_i}, \quad (11)$$

где  $\ell_i$  - длина отдельных участков с постоянным или фиксированным значением коэффициента газовой проницаемости;  $L_k$  - полная длина структурно неоднородного участка (зоны опорного давления);  $k_i$  - коэффициенты газовой проницаемости отдельных участков угольного пласта или нарушенности, на которых они имеют постоянное значение для ненарушенного угольного пласта или нарушенности.

Для условий шахты «Покровская» приведены расчетные кривые для распределения давления газа в зоне опорного давления при различном положении зоны нарушенности относительно зоны опорного давления

Полагаем в первом приближении пористость для всего угольного пласта постоянной, так как она фактически учитывается величиной коэффициента газовой проницаемости, являющегося функцией горного давления или напряжений [8], а сжимаемость газа намного выше, чем сжимаемость угля [1,7].

На рис. 2 показан характер распределения давления газа в зоне опорного давления при различной газовой проницаемости: для ненарушенного угля, комбинации ненарушенного угля с нарушенным и полностью нарушенного угля.

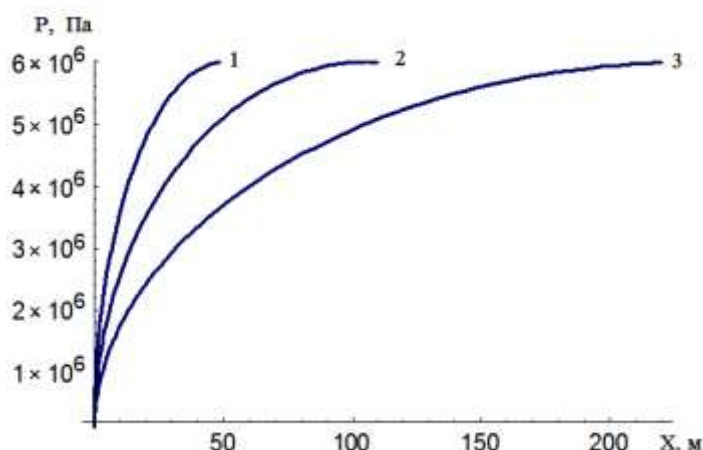


Рисунок 2 - Распределение давления газа в зависимости от расстояния до забоя пласта при различной газовой проницаемости для условий шахты «Покровская»

Кривые на рисунке построены для условий: 1 - для ненарушенного угля в зоне опорного давления,  $m = 0,05$ ;  $t = 0,25 \cdot 10^5$  с;  $k = 1,191 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>;  $x \leq 48,5$  м; 2 - для ненарушенного в зоне предельного состояния ( $x \leq 8,5$  м) и нарушенного в упругой зоне опорного давления  $8,5 \text{ м} \leq x \leq 110 \text{ м}$ ;  $m = 0,15$ ;  $t = 0,5 \cdot 10^5$  с;  $k = 7,789 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>; 3 - для нарушенного угля в зоне опорного давления -  $m = 0,15$ ;  $t = 0,7 \cdot 10^5$  с;  $k = 2,74 \cdot 10^{-14}$  м<sup>2</sup>;  $x \leq 220$  м.

Как показывают расчеты, газовая проницаемость нарушенной зоны примерно в 23 раза больше, чем в ненарушенном угольном пласте.

Экспериментальные значения проницаемости полученные в лабораторных

исследованиях достигают величину порядка  $10^{-18} \text{ м}^2$  [1,6,7]. При коэффициенте газовой проницаемости, равной  $k = 10^{-20} \text{ м}^2$ , фактически отсутствует фильтрация свободного газа и высокое давление газа наблюдается вблизи забоя пласта и близко к пластовому (угольный пласт не дегазируется).

Для нарушенной зоны и условий ш. «Покровская»:  $k = 2.74 \cdot 10^{-14}$ ;  $m = 0.15$  приведены на рис. 3 зависимости распределения давления газа по длине пласта для различных фиксированных моментов времени. Кривые на рисунке построены для условий: 1 -  $t = 35 \text{ с}$ ; 2 -  $t = 115 \text{ с}$ ; 3 -  $t = 0.6 \cdot 10^3 \text{ с}$  (0,16 часа); 4 -  $t = 1.1 \cdot 10^3 \text{ с}$  (0,3 часа); 5 -  $t = 1.9 \cdot 10^3$  (0,5 часа); 6 -  $t = 0.35 \cdot 10^4 \text{ с}$  (1 час); 7 -  $t = 0.7 \cdot 10^4 \text{ с}$  (2 часа).

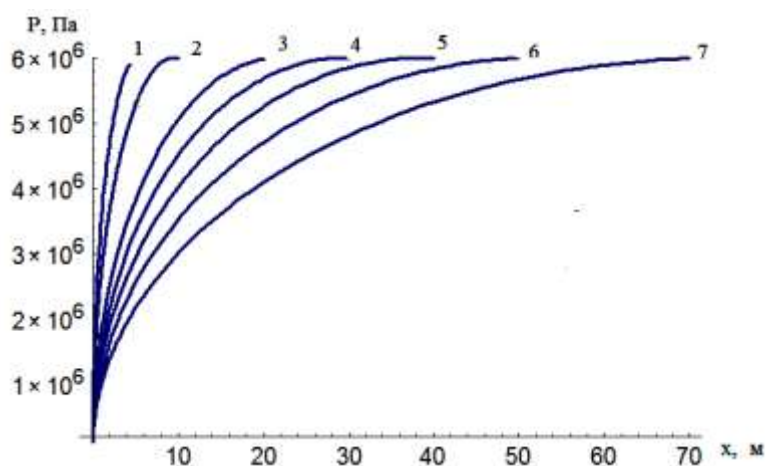


Рисунок 3 - Характер изменения давления в нарушенном угле в зависимости от расстояния от забоя при различных фиксированных моментах времени

Расчет кривых распределения давления газа на рис. 2 и 3 осуществлялся следующим образом:

- 1) разбиваем зону опорного давления на отдельные участки;
- 2) определяем для каждого из выделенных участков среднее напряжение (горное давление), действующее на этих участках, используя для этого эпюру изменения горного давления по длине угольного пласта в опорной зоне, полученную теоретически или экспериментальным способом;
- 3) определяем газовую проницаемость по величине средних действующих напряжений по формулам (9),(10) для нарушенной и ненарушенных зон (7), (8);
- 4) определяем среднюю газовую проницаемость для всей зоны опорного давления по методу К. С. Басниева, используя зависимость (11);
- 5) определяем по величине средней газовой проницаемости длину зоны фильтрационного возмущения по формуле (3);
- 6) подставляя значения зоны фильтрационного питания в формулу (2) для давления газа, и задавая фиксированное время фильтрации, получаем зависимость давления газа от расстояния от забоя до пласта;
- 7) используя зависимость распределения давления газа, по формуле (12) определяем скорость фильтрации в любой области распределения давления газа.



Скорость фильтрации в структурно неоднородном пласте определим для любой зоны опорного давления по формуле Басниева К.С.

$$V = \frac{P_{i+1} - P_i}{\mu \cdot \sum_{i=1}^n \frac{\ell_i}{k_i}} \quad (12)$$

Таким образом, в исследуемом диапазоне изменения горного давления в области опорного давления пористость при нагрузке и разгрузке угольного пласта меняется незначительно, потому ее изменениями в расчетах распределения давления газа в угольном пласте можно пренебречь.

Фильтрация газа в зоне опорного давления газа зависит от структуры угольного пласта. Если угольный пласт однородный, то расчет газовой проницаемости в области опорного давления проводится по формулам Петухова И.М. и Линькова А.М.. Если в зону опорного давления угольного пласта наряду с ненарушенным углем попадает и зона геологического нарушения, то расчет газовой проницаемости проводится с использованием формул (7), (8) для ненарушенного угля и формул, взятых из работ [6,7], а средняя проницаемость такой системы определяется по методу Басниева К. С. [6] по формуле (11). При наличии в зоне опорного давления только нарушенного угля (геологического нарушения), проницаемость угля определяется только с использованием зависимостей (9), (10) для нарушенных углей, взятых из работ [6,7] и с применением метода К. С. Басниева. Определяющее влияние на распределение давления газа в зоне опорного давления угольного пласта оказывает газовая проницаемость в области пика горного давления.

**Выводы:** Новизна выполненных исследований состоит в том, что получила дальнейшее развитие математическая модель нестационарной изотермической фильтрации газа Ю. М. Желтова, используемая для расчета распределения давления газа в однородном угольном пласте при постоянном пластовом и забойном давлении газа и постоянном значении пористости и коэффициенте газовой проницаемости, на основе которой разработана математическая модель расчета распределения давления газа в структурно неоднородном нарушенном угольном пласте при переменных значениях пористости и проницаемости в различных зонах опорного давления.

Установлено, что для структурно неоднородного угольного пласта, состоящего из последовательно расположенных зон с различной проницаемостью, пористостью и длиной, усредненная проницаемость зоны опорного давления зависит от общей длины зоны опорного давления и суммарного соотношения длин участков к проницаемости ее отдельных частей и определяется минимальной проницаемостью в области его пика.

1. Кузнецов, С.В. Основная задача теории фильтрации газа в угольных пластах / С.В. Кузнецов, В.А. Трофимов // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых – 1999. – № 5. – С. 13-18.
2. Минеев, С.П. Кинетика структурных изменений в зоне опорного давления газонасыщенного пласта // С.П. Минеев, А.А. Прусова // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых - 1992.-№ 2. – С. 53-60.
3. Минеев, С.П. Свойства газонасыщенного угля / С.П. Минеев - Днепропетровск: НГУ, 2009.-220 с.
4. Дрибан, В.А. Направления исследований влияния малоамплитудной нарушенности на ведение горных работ / В.А. Дрибан, И.А. Южанин, А.О. Севрюков // Наукові праці Укр НДМІ НАН України.-2011. - № 8. – С. 6-18.
5. Горные работы в сложных условиях на выбросоопасных пластах // С.П. Минеев, А.А. Рубинский, О.В. Витушко, А.В. Радченко - Донецк: Східний видавничий дім, 2010. - 604 с.
6. Харпалани, К. Влияние объемной деформации, вызванной производством газа, на проницаемость угля / К. Харпалани, Г. Чен // Геотехнология, геология и техника. – 1995. – № 15. – С. 303-325.
7. Enhanced Coal Bed Methane Recovery by Use of CO<sub>2</sub> / Stevens S.H. [and others] // Journal of Petroleum Technology. – 1999. – V. 52.
8. Минеев, С.П. Моделирование фильтрационного процесса в угольном пласте, включающем зону нарушенности, насыщенную сорбированным и свободным метаном / С.П. Минеев, А.А. Прусова, В.Н. Сапегин [и др.] // Межд. сб. науч. тр. Геотехническая механика: Межд. сб. научн. тр. / ИГТМ НАН Украины. – 2016. - Вып. 127. - С. 70-81.

#### REFERENCES

1. Kuznetsov, S.V. and Trofimov, V.A. (1999), «The main problem of the theory of gas filtration in coal seams», *Physics-Technical Problems Development of Minerals*, no. 5, pp. 13-18.
2. Mineev, S.P. and Prusova, A.A. (1992), «Kinetics of structural changes in the reference pressure zone of gas-saturated reservoir», *Physics-Technical Problems Development of Minerals*, no. 2, pp. 53-60.
3. Mineev, S.P. (2009), *Svoystva gazonasyshchennogo uglya* [Properties of gas-saturated coal], NSU, Dnepropetrovsk, UA.
4. Driban, V.A., Yuzhanin, I.A. and Sevryukov, A.O. (2011), «Directions researches of influencing of few-amplitude violation on the conduct of mine works», *Naukovi pratsi UkrNDMI NAS Ukrainy*, no. 8, pp. 6-18.
5. Mineev, S.P., Rubinsky, A.A., Vitushka, O.V. and Radchenko, A.V. (2010), *Gornye raboty v slozhnykh usloviyakh na vybrosoopasnykh plastakh* [Mining operations in difficult conditions in the outburst seams], Shidny vidavnichiy Dim, Donetsk, UA.
6. Harpalani, K. and Chen, G. (1995), «Effect of volumetric strain caused by gas production, coal permeability», *Geotechnology, geology and technique*, no. 15, pp. 303-325.
7. Stevens, S.H. [and others]. (1999), «Enhanced Coal Bed Methane Recovery by Use of CO<sub>2</sub>», *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 52.
8. Mineev, S.P., Prusova, A.A., Sapegin, V.N., Yanzhula, A.S. and Kishkan, M.A. (2016), «Simulation of the filtration process in the coal pla-ste, include disorders of the zone, and its rich sorbed the free-methane», *Geo-Technical Mechanics*, no. 127, pp. 70-81.

---

#### Об авторах

**Минеев Сергей Павлович**, доктор технических наук, профессор, заведующий отделом управления динамическими проявлениями горного давления, Институт гертехнической механики им. Н.С. Полякова Национальной академии наук Украины (ИГТМ НАН Украины), Днепропетровск, Украина, sergminee@ gmail.com.

**Сапегин Владимир Николаевич**, кандидат технических наук, научный сотрудник отдела проблем разработки месторождений на больших глубинах, Институт гертехнической механики им. Н.С. Полякова Национальной академии наук Украины (ИГТМ НАН Украины), Днепропетровск, Украины, sapegin@mail.ru.

**Головко Юрий Иванович**, магистр, директор шахтоуправления «Покровское», Покровск, Украина

**Янжула Алексей Сергеевич**, магистр, главный инженер шахтоуправления «Покровское», Покровск, Украина

#### About the authors

**Mineev Sergey Pavlovich**, Doctor of Technical Sciences (D.Sc.), Professor, Head of Department of Pressure Dynamics Control in Rocks, N.S. Polyakov Institute of Geotechnical Mechanics under the National Academy of Sciences of Ukraine (IGTM, NASU), Dnepropetrovsk, Ukraine, sergminee @ gmail.com

**Sapegin Vladimir Nikolayevich**, Candidate of Technical Sciences, Researcher of Department of Mineral Mining at Great Depths, N.S. Polyakov Institute of Geotechnical Mechanics under the National Academy of Sciences of Ukraine (IGTM, NASU), Dnepropetrovsk, Ukraine, sapegin@mail.ru.

**Golovko Yuri Ivanovich**, Master of Science, Director of the Mine Management "Pokrovskoye", Pokrovsk, Ukraine

**Yanzhula Aleksey Sergeyeovich**, Master of Science, Chief Engineer of the Mine Management "Pokrovskoye", Pokrovsk, Ukraine

**Анотація.** Виконано аналітичні дослідження про розподіл тиску вільного газу при нестационарному ізотермічному процесі в структурно неоднорідному вугільному пласті в зоні впливу опорного тиску. В основу роботи взята відома модель нестационарної ізотермічної фільтрації Желтова Ю.П., отримана методом інтегральних співвідношень Г.І. Баренблатта для однорідного вугільного пласта в однорідному полі напружень при постійному забійному і пластовому тисках газу, постійних значеннях пористості і газової проникності вугільного пласта. Використання в роботі розрахунку газової проникності в зонально неоднорідному середовищі за методом Баснієва К.С. дозволяє визначити усереднені характеристики структурно неоднорідного вугільного пласта, а саме, газову проникність середовища і застосувати відому модель Желтова Ю.П. для розрахунку розподілу тиску. У статті запропоновано алгоритм розрахунку структурно неоднорідного середовища, включаючи і геологічну порушену середу, який дозволяє визначити розподіл тиску газу в залежності від відстані від вибою виробки і часу фільтрації, швидкість фільтрації газу в зоні опорного тиску.

**Ключові слова:** фільтрація, геологічне порушення, газова проникність, структурно неоднорідний пласт, тиск газу, зона опорного тиску.

**Abstract.** Distribution of free-gas pressure in structurally inhomogeneous coal seam in zone with bearing pressure was analyzed at unsteady isothermal process. The well-known Yu.P.Zheltoy's model of unsteady isothermal filtration was used, which was created by the G.I. Barenblatt's method of integral relations for uniform coal seam in a uniform stress field with constant gas pressure in the bottom-hole and seam and constant porosity of and constant gas permeability in the coal seam. In this study, gas permeability in a zonally inhomogeneous medium was calculated by the K.S. Basniev's method, and with the help of this method, it is possible to determine average characteristics of the coal-layer structural heterogeneity, namely, gas permeability of the medium, and to apply the well-known Yu.P. Zheltoy's model in order to calculate the pressure distribution. In this article, an algorithm is proposed for calculating structural inhomogeneous medium, including geologically disturbed medium, which allows determining distribution of gas pressure depending on distance from the face of the tunnel, filtration time and speed of gas filtration in zone with bearing pressure

**Keywords:** filtration, geological dislocation, gas permeability, structurally heterogeneous seam, gas pressure, zone with bearing pressure

*Статья поступила в редакцию 16.06.2016*

*Рекомендовано к публикации в д-ром геологических наук Л.И. Пимоненко*