УДК 622.831

А.Ю. Ермаков, Н.М. Качурин, Вал.В. Сенкус

ФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ И МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ ПЕРЕНОСА МЕТАНА В ГОРНОМ МАССИВЕ СОРБИРУЮЩИХ ПОРОД

Полученное аналитически уравнение является основной закономерностью, описывающей перенос газов в угольных пластах и вмещающих породах на молекулярном уровне, которая не противоречит фундаментальным положениям теории кинетических уравнений и является логическим следствием. Уравнения фильтрации газов в пористой сорбирующей среде не учитывают, что дисперсии подвержены макроскопические поля истиной плотности свободного газа, флуктуирующие из-за нерегулярности поля скорости переноса, а кинетическое уравнение, характеризующее динамику функции распределения молекул свободного газа в фазовом пространстве, учитывает эту особенность. Переходя от функции распределения к моменту первого порядка, можно решить задачу локализации уравнения и получить математическую модель процесса фильтрации, где в качестве искомых величин будут фигурировать макроскопические характеристики — плотность свободного газа или его давление. Математическая модель переноса газа в реагирующей пористой среде, пригодная для научного обоснования прикладных задач, должна содержать общепринятые макроскопические величины, характеризующие термодинамическое состояние газа. Поэтому необходимо установить связь между эффективными характеристиками фильтрационного переноса и полем плотности свободного газа.

Ключевые слова: модель, физическая, математическая, перенос метана, горный массив, сорбирующие породы

DOI: 10.25018/0236-1493-2018-5-0-81-88

Рассмотрим произвольный объемный элемент горного массива, в котором изменение количества молекул газа является следствием их столкновений и сорбционного взаимодействия. Распределение молекул в фазовом пространстве координат и скорости для свободного и сорбированного газа между собой статически связаны, поэтому в соответствии с принципом локального равновесия для произвольной точки массива отклонение функции распределения молекул свободного газа от распределения Максвелла будет незначительным.

Рассмотрим объемный элемент пористой сорбирующей среды $\Delta\Omega$, насыщенный газом. Математическое ожидание числа молекул в момент времени t, имеющих координаты Ω и v^*, удовлетворяющих, неравенствам $\Omega \le \Omega^* \le \Omega + \Delta\Omega$, $v \le v^* \le v + \Delta v$, определяется из соотношения: $\Delta N = f(\Omega, v, t)\, \Delta\Omega \times \Delta v$, где $f(\Omega, v, t)$ — функция распределения молекул газа по координатам и скоростям в фазовом пространстве (Ω, v). Функция $f(\Omega, v, t)$ представляет собой плотность вероятности нахождения молекулы в окрестности данной точки фазового пространства

ISSN 0236-1493. Горный информационно-аналитический бюллетень. 2018. № 5. С. 81–88.
© А.Ю. Ермаков, Н.М. Качурин, Вал.В. Сенкус. 2018.

(Ω, v). Предположим, что диаметр молекул $dм$ существенно меньше средней длины свободного пробега; время соударений молекул мало по сравнению со временем движения молекул между столкновениями; из-за молекулярного хаоса характеристики сталкивающихся молекул до столкновения статистически не связаны. Тогда в соответствии с определением функции распределения в момент времени t в геометрическом элементе, объема $\Delta\Omega$ около точки Ω имеется $f(\Omega, v, t)\ \Delta\Omega\times\Delta v$ молекул. Если бы взаимодействия газа с твердой фазой не было, то в момент времени $t + \Delta t$ эта же группа молекул оказалась бы в объеме $\Delta\Omega$ около точки $\Omega + v\Delta t$. Однако из-за десорбции газа во вторую группу будет попадать часть молекул, не находившихся в момент времени t в первой группе.

Следовательно, прирост молекул во второй группе можно определить из соотношения

$$[f(\Omega + v\Delta t, v, t + \Delta t) - f(\Omega, v, t) \cdot \cdot \Delta\,\Omega\times\Delta v] = \{\partial/\partial t\,[f(\Omega, v, t)]\}dec\Delta\Omega\times\Delta v\times\Delta t.$$

Разлагая левую часть этого уравнения в ряд Тейлора, получим [3]

$$\frac{df}{dt} + div\left(vf\right) = \left(\frac{df}{dt}\right)_{dec}, \qquad (1)$$

где $(\partial/\partial t)_{dec}$ — изменение функции распределения за счет десорбции газа.

Уравнение (1) описывает кинетику переноса газа в пористой среде с учетом его взаимодействия с твердой фазой. По структуре это уравнение совпадает с кинетическим уравнением Больцмана и является его частным случаем, адаптированным к физическим условиям фильтрационного переноса газа в углях и породах. Для дальнейшего практического использования целесообразно уравнение (1) преобразовать.

Изменение функции распределения f за счет десорбции газа должно зависеть от функции распределения молекул газа в твердой фазе F. Учитывая, что функции f и F между собой статистически связаны, то получаем

$$\frac{df}{dt} + \frac{1}{1 + K_F} dif\left(fv\right) = 0, \qquad (2)$$

где K_F — коэффициент, характеризующий скорость газообмена между твердой фазой и свободным объемом пор.

Полученное уравнение (2) является основной закономерностью, описывающей перенос газов в угольных пластах и вмещающих породах на молекулярном уровне. Эта закономерность не противоречит фундаментальным положениям теории кинетических уравнений и является логическим следствием этой теории. Обычно уравнения фильтрации газов в пористой сорбирующей среде не учитывают того важного обстоятельства, что дисперсии подвержены макроскопические поля истиной плотности свободного газа, флуктуирующие из-за нерегулярности поля скорости переноса. Кинетическое уравнение (2), характеризующее динамику функции распределения молекул свободного газа в фазовом пространстве (Ω, v), учитывает эту особенность. Переходя от функции распределения к моменту первого порядка, можно решить задачу локализации уравнения (2) и получить математическую модель процесса фильтрации, где в качестве искомых величин будут фигурировать макроскопические характеристики — плотность свободного газа или его давление.

Математическая модель переноса газа в реагирующей пористой среде, пригодная для научного обоснования прикладных задач, должна содержать общепринятые макроскопические величины, характеризующие термодинамическое состояние газа. Поэтому необходимо установить связь между эффективными характеристиками фильтрационного переноса и полем плотности свободного газа. Получение математической модели можно осуществить в рамках функциональ-

ного описания при осреднении кинетического уравнения (2).

Результаты анализа выполненных исследований показали, что такое осреднение приводит в одномерном случае к уравнению неразрывности в виде

$$\frac{dp}{dt}+\frac{1}{1+K_F}dif\left(pV\right)=0\,. \qquad (3)$$

В уравнении плотность газа ρ и скорость фильтрации газа в направлении, перпендикулярном поверхности обнажения угольного пласта, являются случайными функциями. Локализация уравнения (3) для изотермической фильтрации получена в работе [4] и имеет вид

$$\frac{dp^2}{dt}+\varepsilon\frac{d^2p^2}{d^2t^2}= =\frac{\varepsilon B}{\left(1+K_F\right)^2}\left(\frac{d^2p^2}{d^2x^2}+\frac{d^2p^2}{d^2y^2}+\frac{d^2p^2}{d^2z^2}\right) \qquad (4)$$

где ε — временной масштаб корреляции; B — норма корреляционного тензора в начальный момент времени; p — давление свободного газа в угольном пласте.

Модель переноса газа на основе гиперболического уравнения является более общей, а общепринятые в настоящее время математические модели на основании параболического уравнения являются его частными случаями. Это утверждение не отвергает практической целесообразности применения уравнений параболического типа. При наличии внутренних источников (или стоков) уравнение (4) имеет вид

$$\frac{dp^2}{dt}+\varepsilon\frac{d^2p^2}{d^2t^2}= =\frac{\varepsilon B}{\left(1+K_F\right)^2}\left(\frac{d^2p^2}{d^2x^2}+\frac{d^2p^2}{d^2y^2}+\frac{d^2p^2}{d^2z^2}\right)+G \qquad (5)$$

где $G = G(x, y, z, t)$ — функция, учитывающая влияние внутренних источников (или стоков) при фильтрации газа в угольно-породном массиве.

В целом применение математических моделей переноса газа в углях и породах на основе гиперболического уравнения (5), дополненного соответствующими начальными и граничными условиями, расширяет возможности теоретического анализа и повышает достоверность прогноза газовыделений в горные выработки. Математическая модель распределения давления газа в пористой среде (5) получена на основе представлений молекулярной и статистической физики. Аналогичное уравнение может быть получено и другим образом. Далее будет рассматриваться одномерный перенос, что является приемлемым допущением для большинства практических задач. Чтобы выяснить физический смысл кинетических коэффициентов переноса в законе сопротивления и множителей перед производными уравнения (5), запишем в виде

$$\frac{dp^2}{dt}+\varepsilon\frac{d^2p^2}{d^2t^2}=\frac{\varepsilon B(0)}{\left(1+K_F\right)^2}\frac{d^2p^2}{d^2x^2}\,, \qquad (6)$$

где $B(0)$ — значение корреляционной функции $B(t, t_1)$ в момент времени $t = t_1$.

Физический смысл величины $B(0)$ — это средний квадрат флуктуации скорости фильтрационного переноса для макроскопических частиц газа в момент времени t_1. Принимая для скоростей частиц свободного газа в момент времени t_1 распределение Максвелла, вычислим $B(0)$

$$\left.\begin{aligned} B(0)=\sigma_v^2=\left\{\left[v^1(t)\right]^2\right\}-\left[v^1(t)\right];\\ \sigma_v^2=\frac{3k_BT}{m_M}-\frac{8k_BT}{\pi m_M};\\ \sigma_v^2\approx\frac{k_B}{2m_M}, \end{aligned}\right\} \qquad (7)$$

где k_B — постоянная Больцмана.

Физический смысл масштаба корреляции ε можно установить, дифференцируя функцию $B(t, t_1)$

$$\frac{d}{dt}B(t,t_1) = -\frac{\sigma_v^2}{\varepsilon}\exp\left(-|t-t_1|\varepsilon^{-1}\right),$$

или с учетом экспоненциального убывания величины B получим,

$$\frac{dB}{dt} = -\frac{1}{\varepsilon}B. \qquad (8)$$

Учитывая вид функции $B(t)$ можно утверждать, что равновесным значением ее является величина, близкая к нулю. Поэтому уравнение (8) следует рассматривать как релаксационное уравнение, где ε имеет физический смысл периода релаксации t_r.

Установим связь параметров уравнения (6) с основными фильтрационными характеристиками пористой среды и рассмотрим систему уравнений:

$$\frac{dQ_r}{dt} + \frac{d}{dx}(pV) = 0, \qquad (9)$$

$$pV = -\frac{kp}{\mu}\frac{dp}{dx} - t_r\frac{d}{dt}(pV), \qquad (10)$$

где Q_r — содержание газа в свободном и сорбированном состоянии в единичной массе пористой среды.

После преобразований система уравнений (9—10) примет вид

$$\frac{dQ_r}{dt} + t_r\frac{d^2Q_r}{dt^2} = \frac{p_a k d^2p^2}{p_o\mu dx^2}. \qquad (11)$$

Если считать, что газ переходит из сорбированного состояния в свободное достаточно быстро, то слагаемые левой части уравнения (11) можно преобразовать

$$\frac{dQ_r}{dt} = \left(\frac{dQ_r}{dp}\right)\frac{dp}{dt} = \frac{1}{2p}\left(\frac{dQ_r}{dp}\right)\frac{d^2p^2}{dt} \qquad (12)$$

$$\frac{d^2Q_r}{dt^2} = \frac{1}{4p^2}\frac{d^2Q_r}{dp^2} + \frac{1}{2p}\left(\frac{dQ_r}{dp}\right)\frac{d^2p^2}{dt^2} \qquad (13)$$

В соотношении (13) первым слагаемым правой части можно пренебречь в силу его малости, тогда уравнение (11) примет вид

$$\frac{dp^2}{dt} + t_r\frac{d^2p^2}{dt^2} = \frac{p_a k}{\mu p_a}p\left(\frac{dQ_r}{dp}\right)^{-1}\frac{d^2p^2}{dx^2}. \qquad (14)$$

Сравнивая уравнения (11) и (14), получим общее равенство

$$k = \frac{\mu p_a t_r B(0)}{p_a\left(1+K_F\right)^2}\frac{1}{p}\frac{dQ_r}{dp}. \qquad (15)$$

Формула (15) отражает связь газовой проницаемости со свойствами газа, интенсивностью его взаимодействия с твердой фазой и статистическими характеристиками переноса. Существует распространенное мнение, что газовая проницаемость отражает пропускную способность пористой среды и характеризует ее газодинамическое сопротивление, которое не соответствует реальной физике явления. Это установлено многочисленными экспериментами позволившими доказать существенные связи газовой проницаемости с давлением газа [1—12].

Проницаемость, например, по гелию получалась всегда больше, чем по метану или углекислому газу, несмотря на строгое соблюдение идентичности условий проведения эксперимента. Закономерность (15) снимает противоречие, существовавшее между определением газовой проницаемости и экспериментальными данными. С позиций физической химии газовая проницаемость является обобщающей многофакторной характеристикой. С практической точки зрения формулу (15) следует привести к виду, позволяющему выполнять необходимые численные расчеты. Выразим $B(0)$ через скорость движения газовой частицы $v_ч$, тогда можно записать следующее равенство

$$m^2\left[\left(v_ч^2\right) - \left(v_ч\right)^2\right] = \left\{\left[м(e)\right]^2 - \left[v^1(t)\right]^2\right\}^2$$

Получим

$$B(0) = \frac{m^2 k_B T}{2m_M}. \qquad (16)$$

Из кинетической теории газов известно, что динамическая вязкость газа может быть определена по формуле

$$\mu = \frac{2}{3\pi d_M^2}\sqrt{\frac{m_M k_B T}{\pi}},$$

где квадрат диаметра молекулы d_M^2 можно выразить через среднюю длину пробега молекулы

$$\frac{dX}{dt} d_M^2 = \frac{k_B T}{\sqrt{2}\pi \langle l \rangle p}$$

а массу молекулы $m_м$ определить по формуле $m_м = M_г N_A^{-1}$; $M_г$ — молярная масса газа; N_A — число Авогадро. Установлено, что для большинства газов при нормальных физических условиях $l_{н.у} \approx 10^{-7}$ м.

Изменение давления газа при прочих постоянных условиях приведет к изменению (l) и для идеального газа это изменение можно определить как $(l)(l_{н.у})^{-1} = p_a p^{-1}$ или с учетом численных значений параметров $(l) = 10^{-2} p^{-1}$.

Формула (15) может быть представлена в виде

$$k = \frac{0{,}266 \cdot 10^{-2} p_a t_r \left(R_3 T\right)^{0,5} m^2}{p_a \left(1 + k_F\right)^2} \frac{1}{p} \frac{dQ_r}{dp}, \quad (17)$$

где $R_г$ — газовая постоянная.

В том случае, когда процессами сорбции можно пренебречь $Q_r = m\rho_a p / p_a$, то формула (17) примет вид

$$k = 0{,}266 \cdot 10^{-2} t_r \left(R_3 T\right)^{0,5} m^3 p^{-1}. \quad (18)$$

Полученная зависимость показывает, что проницаемость пропорциональна кубу пористости, а не квадрату, как считалось ранее. Этим можно объяснить существенное влияние горного давления на газовую проницаемость углей и вмещающих пород. Известно, например, что краевая часть угольного пласта имеет эффективную пористость в 2—4 раза больше пористости пласта ненарушенной структуры, тогда в соответствии с закономерностью (18) газовая проницаемость краевой зоны должна быть выше на 2—4 порядка, что и наблюдается в шахтных условиях.

Если перенос происходит в пористой сорбирующей среде, то

$$K_F \neq 0, \; Q_r = m\rho_a p_a^{-1} p + Q_{ср},$$

где $Q_{ср}$ — количество газа, сорбированного при давлении p. В явном виде зависимость $Q_{ср} = Q_{ср}(p)$ определяется уравнением изотермы сорбции газа. Для давления газа до 5 МПа можно использовать уравнение Лэнгмюра $Q_{ср} = a_л b_л \cdot p(1 + b_л p)^{-1}$, где $a_л$, $b_л$ — параметры изотермы сорбции Лэнгмюра, тогда, вычисляя производную в (17), получим

$$k = 0{,}266 \cdot 10^{-2} \frac{t_r p_a \left(R_r T\right)^{0,5}}{\rho_a p} \left(\frac{m}{1 + K_F}\right)^2 \cdot \left[\frac{m\rho_a}{p_a} + \frac{a_л b_л}{\left(1 + b_л p\right)^2}\right] \quad (19)$$

В формуле (19) неизвестен параметр K_F. Из анализа размерностей следует, что параметр K_F равен отношению изменения количества сорбированного газа $\Delta Q_{ср}$ к изменению плотности свободного газа $\Delta\rho$. Осуществляя предельный переход параметр можно представить в виде

$$K_F = \lim \frac{\Delta Q_{ср}}{\Delta\rho} = \frac{dQ_{ср}(p)}{d\rho(p)} = \frac{p_a}{\rho_a} \frac{dQ_{ср}(p)}{dp}, \quad \text{при } \Delta\rho \to 0 \quad (20)$$

Параметр K_F однозначно определяется уравнением изотермы сорбции, а в уравнении Лэнгмюра может быть рассчитан по формуле

$$K_F = \frac{a_л b_л p_a}{\rho_a \left(1 + b_л p\right)^2}. \quad (21)$$

Подставив соотношение (21) в формулу (20) и приняв численные значения ρ_a и p_a при нормальных физических условиях, преобразуем (19) уравнение к виду

$$k = 1{,}88 \cdot 10^{-4} \left(R_r T\right)^{0,5} t_r m^2 \left(1 + b_л p\right)^2 p^{-1} \times \left[0{,}1 a_л b_л + 0{,}707\left(1 + b_л p^2\right)^2\right]^{-2} \times \left[a_л b_л + 0{,}707 \cdot 10^{-6} m\left(1 + b_л p\right)^2\right]$$

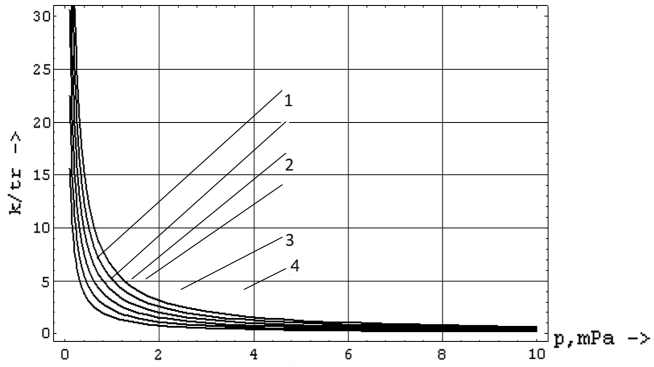

График зависимости отношения k/t_r от давления p: значения пористости соответственно равны: 1 — 0,05; 2 — 0,06; 3 — 0,07; 4 — 0,08; 5 — 0,09; 6 — 0,1

Graph of the ratio k/t_r as a function of the pressure p: porosity values equal, respectively: 1 — 0,05; 2 — 0,06; 3 — 0,07; 4 — 0,08; 5 — 0,09; 6 — 0,1

Расчетная газовая проницаемость
Estimated gas permeability

Уголь и порода	Газовая проницаемость $k\times10^{15}$, м^2				
	по H_2	по CH_4	по воздуху	по N_2	по CO_2
ПЖ	36,2	45,91	41,30	41,3	25,77
К	24,2	18,04	9,22	18,45	15,16
Песчаник	0,0833	0,0499	0,0336	0,0336	0,0166
Алевролит	0,0221	0,0075	0,0034	0,0034	0,0021

где слагаемым $0{,}707\times10^{-6}\ m(1 + b_л p)^2$ можно пренебречь без потери точности, и окончательно получим

$$k = 1{,}88\cdot10^{-4}\left(R_r T\right)^{0,5} t_r^2 m^2\left(1+b_л p\right)^2\cdot$$

$$\cdot p^{-1}\left[0{,}1a_л b_л + 0{,}707\left(1+b_л p^2\right)^2\right]^{-2} \quad (22)$$

где $[R_г]$ = Дж/(моль × К); $[T] = K$; $[t_r] = c$; $[a_л]$ = см^3/г; $[b_л]$ = МПа$^{-1}$; $[P]$ = МПа.

Формула (22) позволяет рассчитать газовую проницаемость пористой сорбирующей среды, сложенной материалом, изотерма сорбции которого выпукла (по классификации С. Брунауэра, это изотерма первого рода). Вывод расчетных формул газовой проницаемости для пористых сред, сложенных различными материалами иллюстрирует обобщенный характер закономерности (17), которая дополняется формулой

$$K_F = \rho_a^{-3} p_a\left[dQ_{cp}(p) / dp\right]$$

Результаты расчетов газовой проницаемости угольных пластов и вмещающих пород приведены на рисунке и в таблице. Анализ полученных результатов показывает, что газовая проницаемость уменьшается с увеличением давления свободного газа. На величину газовой проницаемости практически не влияет вид фильтрующегося газа. Это соответствует результатам лабораторных исследований газовой проницаемости угольных кернов. Следовательно, можно использовать полученную закономерность в практических расчетах. Зависимость (22) представляет интерес для оценки эффективности процессов гидродинамического и аэродинамического воздействия на газоносные угольные пласты. Эти виды воздействий увеличивают трещиноватость угольного пласта, создавая дополнительную фильтрационную пористость и увеличивая газовую проницаемость. Зависимость (22) позволяет оценить изменение проницаемости, обусловленное изменением сорбционных свойств угля.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Воронин В. Н.* Основы рудничной аэрогазодинамики. — М.: Углетехиздат, 1961. — 365 с.
2. *Качурин Н. М., Борщевич А. М., Качурина О. Н., Бухтияров А. А.* Безопасность геотехнологий добычи угля по газовому фактору // Безопасность жизнедеятельности. — 2010. — № 5. — С. 24—28.
3. Дополнение к «Руководству по проектированию вентиляции угольных шахт». — М.: Недра, 1981. — 79 с.
4. *Tingkan Lu et al.* Improvement of methane drainage in high gassy coal seam using waterjet technique // International Journal of Coal Geology. — 2009. — 79. — Pp. 40—48.
5. *Печук И. М.* Прогноз газообильности высокометаморфизованных антрацитов / Борьба с газом и пылью в угольных шахтах: сборник статей. Вып. 4. — М., 1967. —С. 53—58.
6. *Сулла М. Б.* Научные основы формирования и нормализации атмосферы при подземной разработке негазовых или малогазовых (по метину) угольных шахт: дис. ... д-ра техн. наук. — М., 1982. — 582 с.
7. *Socolov E. M. et al.* System of imitation for forecasting the 137Cs migration in the radioactive trace zone at the Chernobyl Atomic Power Station failure // International Symposium on Radiation Safety. — Moscow, 1994. — Pp. 101—103.
8. *Kachurin N. M.* Conceptual rules of the monitoring of the «Environment — Human Health» system in the Russian Federation / The 2-nd International Symposium «Mining and Environmental Protection». — Belgrade, 1998. — Pp. 21—26.
9. *Kachurin N. M., Babovnikov A. L.* Gassing during the break and transport of coal in a retreatlongwall / Development of new technologies and equipment for mine haulage and hoisting. — Budva. — 2005. — Pp. 245—249.
10. *Яновская М. Ф.* О скорости десорбции метана из разрушенного угля / Проблемы рудничной аэрологии: сборник статей. — М.: Госгортехиздат, 1959. — С. 32—37.
11. *Siemek J., Rajtar J.* Simulation of gas ouflow from porousfissured media // Arch. Mining. Sci. — 1989. — 34, no 1. — Pp. 119—128.
12. *Васючков Ю. Ф.* Диффузия метана в ископаемых углях // Химия твердого топлива. — 1976. — № 4. — С. 76—79. ГИАБ

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

Ермаков Анатолий Юрьевич — кандидат технических наук,
управляющий филиалом ООО «Сибниуглеобогащение», г. Прокопьевск,
Качурин Николай Михайлович — доктор технических наук, профессор,
зав. кафедрой, Тульский государственный университет,
Сенкус Валентин Витаутасович — кандидат технических наук,
начальник горного отдела ООО «Проектгидроуголь-Н», г. Новокузнецк, к.т.н.

ISSN 0236-1493. Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten'. 2018. No. 5, pp. 81–88.

A.Yu. Ermakov, N.M. Kachurin, Val.V. Senkus

PHYSICAL MODEL AND MATHEMATICAL DESCRIPTION OF METHANE TRANSFER IN GAS-ADSORBING ROCK MASS

Analysis of change in the number of gas molecules in an elementary volume of rock mass shows that as a consequence of collision of gas molecules and rocks and owing to sorption–desorption reactions between them, the phase-space distributions of molecules of free and adsorbed gas are statistically interrelated, and, for this reason, in conformity with the principle of local equilibrium for an arbitrary point in rock mass, the deviation of the distribution function of free gas molecules from the Maxwell distribution will be insignificant. At the same time, due to desorption, the second group will drag in molecules which fall beyond the first group at a given time. The analytical equation is

obtained to describe gas transfer in coal beds and enclosing rocks at the molecular scale in pursuance and entailment of the fundamental provision of the theory of kinetic equations. The equations of gas flow in a porous gas-adsorbing medium disregard dispersion of macroscopic fields of true density of free gas and fluctuation due to the irregularity of the transfer velocity field, while the kinetic equation of distribution function of free gas molecules in phase space takes this specificity into account. Going from the distribution function to the first order moment allows localization of the equation and mathematical model of gas flow process with the unknown quantities represented by macroscopic characteristics of density or pressure of free gas. The mathematical model of gas transfer in a gas-adsorbing porous medium, to be suitable for the scientific substantiation of applied problems, should contain generally accepted macroscopic characteristics of thermodynamic state of gas. Thus, it is required to find connections between the effective characteristics of seepage transfer and density field of free gas.

Key words: model, physical, mathematical, methane transfer, rock mass, gas-adsorbing rocks.

DOI: 10.25018/0236-1493-2018-5-0-81-88

AUTHORS

Ermakov A.Yu., Candidate of Technical Sciences,
Manager of the Branch,
Branch of LLC «Sibniiugleobogaschenie», Prokopyevsk, Russia,
Kachurin N.M., Doctor of Technical Sciences,
Professor, Head of the Department,
Tula State University, 300012, Tula, Russia,
Sencus Val.V., Candidate of Technical Sciences,
Head of Mining Department,
LLC «Proektgidrougol-H», Novokuznetsk, Russia.

REFERENCES

1. Voronin V.N. *Osnovy rudnichnoy aerogazodinamiki* (Fundamentals of mining aerogasdynamics), Moscow, Ugletekhizdat, 1961, 365 p.

2. Kachurin N.M., Borshchevich A.M., Kachurina O.N., Bukhtiyarov A.A. B*ezopasnost' zhiznedeyatel'nosti*. 2010, no 5, pp. 24—28.

3. *Dopolnenie k Rukovodstvu po proektirovaniyu ventilyatsii ugol'nykh shakht* (Addition to the Guidelines for the design of coal mines ventilation), Moscow, Nedra, 1981, 79 p.

4. Tingkan Lu et al. Improvement of methane drainage in high gassy coal seam using waterjet technique. *International Journal of Coal Geology*. 2009. 79. Pp. 40—48.

5. Pechuk I.M. *Bor'ba s gazom i pyl'yu v ugol'nykh shakhtakh*: sbornik statey. Vyp. 4 (Struggle against gas and dust in coal mines: Collection of articles, issue 4), Moscow, 1967, pp. 53—58.

6. Sulla M.B. *Nauchnye osnovy formirovaniya i normalizatsii atmosfery pri podzemnoy razrabotke negazovykh ili malogazovykh (po metinu) ugol'nykh shakht* (Scientific foundations of the formation and normalization of the atmosphere at underground development of no gassy or slightly gassy (according to methine) coal mines), Doctor's thesis, Moscow, 1982, 582 p.

7. Socolov E.M. et al. System of imitation for forecasting the 137Cs migration in the radioactive trace zone at the Chernobyl Atomic Power Station failure. *International Symposium on Radiation Safety*. Moscow, 1994. Pp. 101—103.

8. Kachurin N.M. Conceptual rules of the monitoring of the «Environment Human Health» system in the Russian Federation. *The 2-nd International Symposium «Mining and Environmental Protection»*. Belgrade, 1998. Pp. 21—26.

9. Kachurin N.M., Babovnikov A.L. Gassing during the break and transport of coal in a retreatlongwall. *Development of new technologies and equipment for mine haulage and hoisting*. Budva. 2005. Pp. 245—249.

10. Yanovskaya M.F. *Problemy rudnichnoy aerologii*: sbornik statey (Simulation of gas ouflow from porousfissured media: Collection of articles), Moscow, Gosgortekhizdat, 1959, pp. 32—37.

11. Siemek J., Rajtar J. Simulation of gas ouflow from porousfissured media. *Arch. Mining. Sci*. 1989. 34, no 1. Pp. 119—128.

12. Vasyuchkov Yu.F. *Khimiya tverdogo topliva*. 1976, no 4, pp. 76—79.