

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИРОДНЫХ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ
ХАРАКТЕРИСТИК ГАЗОНОСНЫХ ПОРОД И УГЛЕЙ**

Фільтраційні характеристики газоносних порід та вугілля визначається на основі стабілізованих масових витрат газу за кривою зросту пластового тиску у часі в замкненій свердловині

**GASSING ROCK AND COAL NATURAL FILTER PARAMETER
DETERMINATION**

Gassing rock and coal filter parameters are obtained with mass stabilized seam gas pressure expense curve using for closed borehole.

К природным фильтрационным характеристикам углепородного массива следует отнести: коэффициент газовой проницаемости, массовый или объемный расход газа, скорость фильтрации и время дренирования газа из массива в скважину.

Расчет природной газовой проницаемости газоносного углепородного массива. В шахтных условиях наибольшее распространение получили экспресс-методы определения природной газовой проницаемости [1], [2]. Наиболее простым из них на практике считают определение газовой проницаемости по методу восстановления давления газа после кратковременного его сброса из скважины, разработанному Кригман Р. Н и Волошиным Н.Е, для закрытой скважины в виде формулы [3]:

$$k = \frac{\mu}{2\pi} \cdot \frac{W \cdot \ln \frac{1,47 \cdot \ell}{2 \cdot r_0}}{\ell \cdot p_0 \cdot t} \cdot \ln \frac{p_0 - p_1 \cdot p_0 + p_i}{p_0 + p_1 \cdot p_0 - p_i}; \quad (1)$$

где k – коэффициент газовой проницаемости, m^2 ; μ – динамическая вязкость газа, Па·с; p_i – текущее давление, Па; p_0 – установившееся давление в скважине, близкое к пластовому, Па; p_1 – начальное давление в скважине после кратковременного сброса, Па; W – объем скважины, заполняемый газом, фильтрующим из массива, m^3 ; t – текущее время, отсчитываемое после сброса давления p_1 , с; ℓ – длина фильтрующей части скважины, м; r_0 – внутренний радиус скважины, м.

В методе использовался квазистационарный подход, который допускал определение дебита газа по формуле для стационарного процесса и использование формулы, аналогичной формуле Веригина Н. Н. для одномерной стационарной фильтрации [2,4]. Способ достаточно простой, но в нем не учитывались изменения условного радиуса r_i дренирования, зависящего от схемы фильтрации газа из массива в скважину и коэффициента трещинно-поровой структуры m углепородного массива. В шахтных условиях для открытой скважины про-

ницаемость песчаника измерялась в работе [2], в которой дебит газа из скважин измеряли в течение продолжительного времени и фиксировали участки, где дебит газа стабилизировался. На этих стабилизированных участках и определялся коэффициент газовой проницаемости.

Недостатками по экспериментальному определению объемного расхода газа являются: 1) ограниченное количество считываемой информации; 2) большая длительность эксперимента во времени, около 30-240 суток для песчаника и 1-3 суток для газоносных углей; 3) большая трудоемкость и сложность обеспечения надежной герметизации измерительных камер; 4) недостаточная во времени оперативность получения информации о параметрах газоносных горных пород; 5) низкая точность определения общего объема выделившегося газа; 6) при достижении стабилизированного объемного расхода фиксируются его значения, когда градиент газового давления в углепородном массиве для открытой скважины значительно уменьшается и потому измеренные величины объемного расхода газа на два – три порядка меньше, чем в первоначальные моменты времени замеров, что значительно уменьшает точность измерения [5]. Применительно к плоско радиальной схеме фильтрации условный радиус дренирования для закрытой скважины и изотермического состояния газоносной среды по модели усреднения давления по зоне дренирования имеет вид [2]:

$$r_i = \sqrt{r_0^2 + \frac{p_i \cdot W \cdot z}{\frac{p_0 + p_i}{2} \cdot \pi \cdot l \cdot m}} \quad (2)$$

где m – коэффициент трещинно-пористой структуры газоносной углепородной среды; z – коэффициент сжимаемости газа, равный единице [2]. Используя прием, представленный в работе [3], запишем формулу для определения газовой проницаемости с учетом переменного условного радиуса дренирования r_i и величины пористости m в виде:

$$k = \frac{W \cdot \mu}{\pi \cdot t \cdot \ell} \cdot \int_{p_1}^p \frac{p_0^2 - p_i^2}{p} \cdot \ln \left[\frac{r_i}{r_0} \right] \cdot dp_i \quad (3)$$

Чтобы воспользоваться формулой (2) необходимо измерить в натуральных условиях величину r_i , для соответствующих значений p_i или задать уравнение связи, для открытой или закрытой скважины, между условным радиусом дренирования r_i и текущей величиной давления p_i в скважине ($p > p_1$).

Подставляя выражение для r_i из формулы (2) в формулу (3) определим численным методом коэффициент газовой проницаемости для случая, когда принимается осреднение давления газа по зоне дренирования в массиве и в скважине [2].

В качестве примера промоделируем условно эксперимент для двух выше-рассмотренных случаев определения коэффициента газовой проницаемости при

следующих исходных данных: $p_0 = 50 \cdot 10^5$ Па; $p_1 = 1 \cdot 10^5$ Па; $p_i = 15 \cdot 10^5$ Па; $W = 0,157$ м³; $l = 1$ м; $r_0 = 0,1$ м; $\mu = 10 \cdot 10^{-6}$ Па·с; $m = 0,02$. Пусть время, в течение которого давление газа достигло величины $p_i = 15 \cdot 10^5$ Па равно $t = 10^6$ с. Результаты расчета, проведенные для случая, когда давление газа полностью сбрасывается до атмосферного $p_1 = 1 \cdot 10^5$ Па, а затем оно увеличивается до $p_i = 15 \cdot 10^5$ Па. Величина коэффициента газовой проницаемости вычислялась по формуле (3) с учетом (2) для различных значений коэффициента трещинно-поровой структуры $m = 0,02$; $\rightarrow k = 5,92 \cdot 10^{-20}$ м²; $m = 0,05$; $\rightarrow k = 4,63 \cdot 10^{-20}$ м²; $m = 0,1 \rightarrow 3,7 \cdot 10^{-20}$ м². По формуле Кригман-Волошина (1) величина коэффициента газовой проницаемости составляет $k = 5,77 \cdot 10^{-20}$ м². Это значение близко по величине к значению газовой проницаемости при коэффициенте трещинно-поровой структуры углепородной среды равном $m = 0,02$. Для затухающей части кривой роста давления газа во времени при сбросе давления с $p_0 = 50 \cdot 10^5$ Па до $p_1 = 45 \cdot 10^5$ Па и его росте от $p_1 = 45 \cdot 10^5$ Па до $p_i = 49 \cdot 10^5$ Па величина коэффициента газовой проницаемости вычислялась по формуле (3) для различных значений коэффициента трещинно-поровой структуры: $m = 0,02 \rightarrow k = 2,26 \cdot 10^{-19}$ м²; $m = 0,05$; $\rightarrow m = 0,1 \rightarrow k = 1,61 \cdot 10^{-19}$ м². По формуле Кригман-Волошина (1) величина коэффициента газовой проницаемости составляет $k = 1,64 \cdot 10^{-19}$ м². Это значение близко по величине к значению коэффициента газовой проницаемости при коэффициенте трещинно-поровой структуры углепородной среды равном $m = 0,1$. Из сравнения значений коэффициентов газовой проницаемости на начальных и конечных участках кривых роста пластового давления следует, что на затухающих участках кривой роста давления газа во времени они примерно в 4 раза больше, чем на начальном участке кривой.

Исходя из анализа кривых роста давления газа в закрытой скважине, следует, что постоянный массовый расход газа наблюдается на начальных участках кривой роста давления, а на затухающих он все время изменяется [7].

Судя по величине искусственно принятой газоносной среды, была определена газовая проницаемость, соответствующая газоносным песчаникам [2,6].

Однако, можно определить коэффициент природной газовой проницаемости и другим способом, используя известное соотношение для массового расхода газа, полученное из закона изменения массы газа в замкнутом постоянном объеме [3]:

$$m_p = \frac{\rho_a \cdot W}{p_a} \cdot \frac{dp_i}{dt} \quad (4)$$

где ρ_a и p_a – соответственно, барометрические плотность и давление газа.

Из формулы (4) видно, массовый расход газа в скважину определяется только величиной градиента изменения давления $\frac{dp_i}{dt}$ газа в скважине во времени. Если давление газа во времени не меняется, то массовый расход равен нулю.

Если же градиент $\frac{dp_i}{dt}$ постоянный, то и массовый расход постоянный и поэтому на участках кривой нарастания газового давления, где массовый расход постоянный (стабильный) и следует определять коэффициент газовой проницаемости. Как показывает анализ кривых зависимостей величины пластового давления газа в скважине от времени наиболее стабильные участки роста давления с постоянным градиентом давления газа наблюдаются на начальных участках этих кривых, где значения массового расхода газа стабильны и максимальны по величине [6,7]. Поэтому следует определять коэффициент газовой проницаемости в закрытых скважинах для начальных участков кривой.

Отношение коэффициента газовой проницаемости к динамической вязкости газа определяем по формуле аналогичной формуле Веригина [4], полученной методом последовательной смены стационарных состояний с той лишь разницей, что вместо объемного расхода используется выражение массового расхода m_p из формулы:

$$\frac{k}{\mu} = \frac{m_p \cdot R \cdot T \cdot \ln \frac{r_i}{r_0}}{p_0^2 - p_i^2 \cdot \pi \cdot l \cdot m} \quad (5)$$

Для того, чтобы определить газовую проницаемость примем характер зависимости (связи) радиуса условного дренирования r_i с давлением газа p_i в приемной камере W . Заменяя в формуле (5) величину условного радиуса дренирования r_i в представлении (2) можем определять коэффициент газовой проницаемости экспериментально-аналитическим методом для участков со стабилизированным массовым расходом газа.

Определение скорости фильтрации газа по величине градиента изменения давления газа в закрытой скважине.

Для стационарной одномерной фильтрации скорость газа выражается по известной формуле линейного закона Дарси [4]:

$$V = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr}; \quad (6)$$

Преобразуем формулу (6) применительно к нестационарной одномерной фильтрации и представим скорость фильтрации в дифференциальной форме:

$$V = \frac{dr}{dt}; \quad \frac{dr}{dt} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr} \cdot \frac{dt}{dt} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr} \cdot \frac{dt}{dt};$$

$$\left(\frac{dr}{dt}\right)^2 = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dt}; \quad \frac{dr}{dt} = V = \sqrt{\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dt}}; \quad (7)$$

Из формулы (7) видно, что в случае стационарного потока скорость газа величина постоянная, если градиент изменения давления газа во времени то же постоянный. Таким образом, нестационарное изменение скорости фильтрации газа в скважине можно представить как совокупность отдельных стационарных участков, на которых величина градиента изменения газового давления $\frac{dp}{dt}$ является величиной постоянной и применять для каждого из таких стабилизированных участков формулу

$$V = \sqrt{\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dt}} \quad (8)$$

Замеры скорости фильтрации для газоносного песчаника в шахтных условиях показали, что средняя скорость фильтрации газа составляет величину порядка $5 \cdot 10^{-5} - 2 \cdot 10^{-4}$ см/с, а для газоносных углей эта величина должна быть на два порядка больше [6].

Приведем расчет фильтрационных параметров углепородного массива по полученным расчетным зависимостям, используя реальные характеристики по динамике нарастания давления газа во времени в скважинах на пласте ℓ_3 – «Мазурка» рис.1 [7].

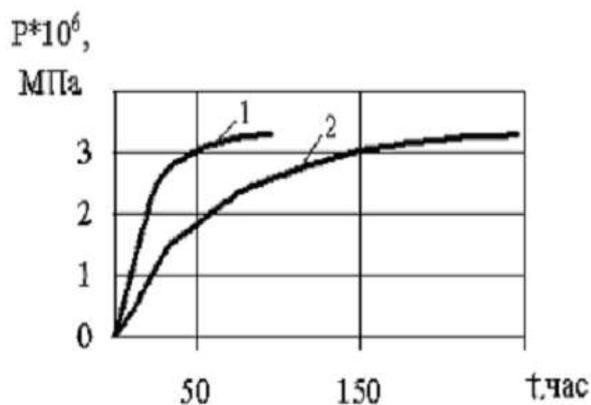


Рис.1.– Зависимость изменения пластового давления газа от времени в закрытых скважинах на пласте ℓ_3 – «Мазурка».

Пример расчета: Длина скважин принималась в расчете $\ell = 5$ м. Радиус скважины $r = 0,075$ м; $\rho_a = 0,55$ кг/м³; объем скважины $W = \pi \cdot r^2 \cdot \ell$; $W = 0,088357$ м³; газовая постоянная для метана $R = 519$ м²/с²·К; $T = 300$; $p_a = 10^5$ Па; $\mu = 10^{-5}$ Па·с; $p_0 = 33 \cdot 10^5$ Па; $m = 0,04$. Принимаем температуру газа равную 30⁰С или задаем ее по величине геотермического градиента на данной глубине залегания газоносного источника или измеряем ее стандартным способом непосредственно в шахте. Давление, отмечаемое от начала стабилизированного линейного участка до его конца, равно $p_i = 10 \cdot 10^5$ Па при времени $t = 10,86$ часа. Определяем из графиков рис.1 изменения давления газа во времени на участке стабильного мас-

сового расхода газа величину градиента изменения давления газа $\frac{dp}{dt}$. Для кривой №1 для выделенного участка величина $\frac{dp}{dt}=25,57$ Па/с. Определяем величину массового расхода газа из газоносного массива по формуле (7):

$$m_p = \frac{\rho_a \cdot W}{p_a} \cdot \frac{dp}{dt}; \quad m_p = 0,00001129 \text{ кг/с};$$

Для определения коэффициента газовой проницаемости используем формулу (8) и связь условного радиуса дренирования r_i по усредненной величине давления газа по зоне дренирования принятой в форме (2):

$$\frac{k}{\mu} = \frac{m_p \cdot R \cdot T \cdot \ln \frac{r_i}{r_0}}{p_0^2 - p_i^2 \cdot \pi \cdot \ell \cdot m}$$

Величина коэффициента газовой проницаемости для линейного участка кривой №1 равна $k=3,58 \cdot 10^{-18} \text{ м}^2$.

Скорость фильтрации газа из массива вычисляем по формуле (8)

$$v = \sqrt{\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dt}}; \quad v_1 = 3,028 \cdot 10^{-6} \text{ м/с}; \quad v_1 = 3,028 \cdot 10^{-4} \text{ см/с}.$$

Величина градиента газового давления для второй кривой №2 на первоначальном линейном участке подъема кривой давления равна $\frac{dp}{dt}=12,78$ Па/с; величина конечного давления на выбранном участке равно $p_i=10 \cdot 10^5$ Па при времени равном 21,73 часа. Массовый расход газа $m_p=5,64 \cdot 10^{-6}$ кг/с Установившееся давление стабилизации $p_0=33 \cdot 10^5$ Па. Тогда величина коэффициента газовой проницаемости для кривой №2 на линейном участке ее роста вычисленная по формуле (8) будет $k=1,793 \cdot 10^{-18} \text{ м}^2$. Скорость фильтрации газа будет

$$v = \sqrt{\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dt}}; \quad v_2 = 1,514 \cdot 10^{-6} \text{ м/с} \text{ или } v_2 = 1,514 \cdot 10^{-4} \text{ см/с}.$$

Следовательно, проницаемость участка кривой №2 в 2,0 раза меньше, чем проницаемость участка кривой №1. Скорость фильтрации на участке кривой №1 в 2,0 раза больше скорости фильтрации на исследуемом участке кривой №2. Таким образом, вычисленные значения фильтрационных характеристик для напряженного газоносного угольного пласта вполне соответствуют аналогичным величинам, замеренным для реальных углепородных сред в работе [6].

Приближенное определение времени дренирования методом последовательной смены стационарных состояний.

Запишем известное уравнение Дарси для скорости линейной стационарной ламинарной фильтрации газа в виде [1,8]:

$$\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr} = \frac{m_p}{2\pi \cdot r \cdot \ell \cdot m \cdot \rho_i}; \quad (9)$$

где m_p – массовый расход газа в фильтрующей среде или в объеме скважины, $\frac{\text{кг}}{\text{с}}$; ρ_i – плотность газа в фильтрующей среде, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$; r_i – условный радиус дренирования газа. Считая процесс фильтрации газа в скважину изотермическим, заменим в уравнении (23) плотность газа через известное выражение: $\rho_i = \rho_0 \cdot \frac{p}{p_0}$ и получим:

$$\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr} = \frac{m_p \cdot p_0}{2\pi \cdot r \cdot \ell \cdot m \cdot \rho_0 \cdot p_i} \quad (10)$$

Полагая массовый расход газа m_p в скважину постоянным и разделяя переменные в выражении (10) и интегрируя по r от $r = r_0$ до $r = r_i$ и по давлению от $p = p_i$ и $p = p_0$ получим выражение для коэффициента газовой проницаемости в виде:

$$\frac{k}{\mu} \cdot \left(\frac{p_0^2}{2} - \frac{p_i^2}{2} \right) = \frac{m_p \cdot p_0}{2\pi \cdot \ell \cdot m \cdot \rho_0} \cdot \ln \frac{r_i}{r_0} \quad (11)$$

$$\frac{k}{\mu} = \frac{m_p \cdot p_0 \cdot \ln \frac{r_i}{r_0}}{p_0^2 - p_i^2 \cdot \pi \cdot \ell \cdot m \cdot \rho_0} = \frac{m_p \cdot R \cdot T \cdot \ln \frac{r_i}{r_0}}{p_0^2 - p_i^2 \cdot \pi \cdot \ell \cdot m} \quad (12)$$

Предположим, что характер распределения давления газа вокруг скважины в нестационарном случае будет таким же, как и для стационарного случая при постоянном массовом расходе газа m_p [8]:

$$\ln \frac{r}{r_0} = \frac{p_0^2 - p_i^2 \cdot \pi \cdot \ell \cdot m \cdot k}{\mu \cdot R \cdot T \cdot m_p}$$

Скорость фильтрации в дифференциальной форме можно записать так

$$v = \frac{dr}{dt} = \frac{m_p}{2\pi \cdot r_i \cdot \ell \cdot m \cdot \rho_i} \quad (13)$$

Подставляя в формулу (13) выражение для массового расхода из (4) с заменой плотности газа по формуле для изотермического процесса $\rho_i = \rho_0 \cdot \frac{p_i}{p_0}$ получим:

$$\frac{dr}{dt} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{p_0^2 - p_i^2}{2 \cdot r_i \cdot p_i \cdot \ln \frac{r_i}{r_0}} \quad (14)$$

Разделяя переменные и интегрируя выражение (14) по r от $r = r_0$, $r_i = r$ и по t от $t = 0$ до t получим формулу для определения времени дегазации в закрытой скважине:

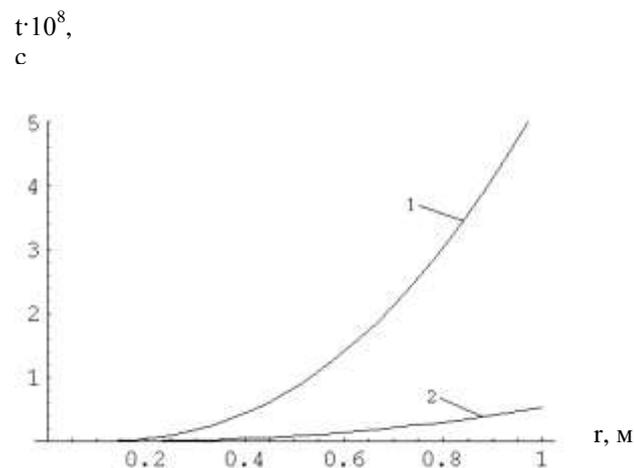
$$t = \frac{\left(r_0^2 + r^2 \cdot \left(2 \cdot \ln \left[\frac{r}{r_0} \right] - 1 \right) \right) \cdot \mu \cdot p_i}{2 \cdot k \cdot (p_0^2 - p_i^2)} \quad (15)$$

Для закрытой скважины, используя уравнение связи (2) условного радиуса дренирования r с давлением газа p_i и подставляя его в уравнение (15) получим зависимость для определения времени дренирования газа вокруг скважины.

Для открытой скважины в формуле (29) следует принимать величину

$$p_i = p_a.$$

На рис.2 показано влияние радиуса дренирования на время дегазации t для закрытой и открытой скважины. Исходные данные для расчета: $\mu = 10^{-5}$ Па·с; $k = 0,7 \cdot 10^{-21}$ м²; $p_i = 10^6$ Па; $r_0 = 0,1$ м; $\ell = 1,0$ м; $m = 0,02$; $p_0 = 70 \cdot 10^5$ Па.



1 – для закрытой скважины; 2 – для открытой скважины

Рис 2.– Изменение времени дегазации массива от величины условного радиуса дренирования.

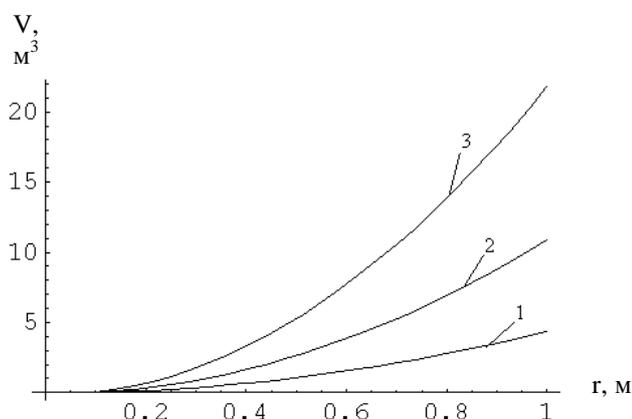
Из рис.2. видно, что при такой величине природной проницаемости даже в открытой скважине, где давление приблизительно равно атмосферному, время дегазации весьма велико и для условного радиуса дренирования равного $r = 1,0$ м составляет более 600 суток. Для открытой скважины величину радиуса дрени-

рования необходимо либо увязать с количеством газа (объемом V_z), который может выделиться из зоны дренирования (целика) и расширится до атмосферного давления, либо просто его задавать. Можно определять количество выделившегося газа экспериментальным способом в шахтных условиях, а потом уже по этому объему газа косвенным путем рассчитывать радиус дренирования [2]. Радиус дренирования в этом случае приближенно можно оценить по следующей формуле:

$$r_i = \sqrt{r_0^2 + \frac{V_z \cdot p_a}{\pi \cdot \ell \cdot m \cdot p_0}} \quad (16)$$

где V_z – объем газа, который замеряется экспериментально в натуральных условиях [2].

На рис.3 показан характер связи радиуса r_i условного дренирования с объемом V_z выделившегося газа в открытой скважине при различной пористости m с такими исходными данными: $p_a = 10^5$ Па; $r_0 = 0,1$ м; $\ell = 1,0$ м; $m = 0,02$; $p_0 = 70 \cdot 10^5$ Па.



1-пористость $m=0,02$; 2- пористость $m=0,05$; 3- пористость $m=0,1$;

Рис.3 – Зависимость объема газа выделившегося из массива при атмосферном давлении от радиуса дренирования при различной величине пористости газоносной среды.

Выводы: при определении газовой проницаемости газоносных углей и пород по методу восстановления давления после его кратковременного сброса следует учитывать величину пористости, в особенности для угленосной среды, с значением $m=0,05$ и более. С практической точки зрения и более полной информативности о процессе газовыделения из нагруженного газоносного массива газовую проницаемость удобнее вычислять по величине градиента изменения газового давления во времени в скважине. По изменению этого градиента сразу простым способом находится массовый расход (приток газа из массива) газа и легко выделяются участки стабилизированного значения массового расхода газа, для которых справедливо применение формул для стационарного процесса и квазистационарного подхода [4,8]. Методом последовательной сме-

ны стационарных состояний получена формула для определения времени дренирования газа из неразгруженного массива для закрытой и открытой скважины. Выведена простая формула для вычисления скорости фильтрации газа по величине градиента изменения газового давления во времени в скважине и газовой проницаемости. Следовательно, в закрытой скважине по кривой изменения давления газа во времени можно сразу определить следующие параметры: статическое давление газа и характер его изменения во времени (величину градиента давления газа по времени), массовый расход газа в любой момент времени, ориентировочную величину пластового давления газа и коэффициент газовой проницаемости. Причем коэффициент газовой проницаемости предпочтительнее определять на начальных участках кривой роста газового давления по величине стабилизированного значения массового расхода газа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кузнецов С.В. Природная проницаемость угольных пластов и методы ее определения / С.В. Кузнецов, Р.Н. Кригман. – М.: Наука. –1978. – 122с.
2. Шевелев Г.А. Методика расчета и результаты определения газопроницаемости выбросоопасных песчанников / Г.А. Шевелев // Разработка месторождений полезных ископаемых. – Вып. 25. – 1970. – С. 60 - 64.
3. Кригман, Р.Н.. Исследование в массиве газопроницаемости выбросоопасных пород / Р.Н. Кригман, В.Е. Волошин // Уголь Украины, 1969. – № 3. – С. 44 - 45.
4. Веригин Н.Н. Методы определения фильтрационных свойств горных пород / Н.Н. Веригин. – М.: Госстройиздат, 1962.–182с.
5. Перепелица В.Г. Изменение газовой проницаемости в напряженных горных пород / Перепелица В.Г., Кулинич В.С., Шевелев Г.А // Уголь Украины. – 2006. – №3. – С.33-35.
6. Булат А.Ф. Угленородный массив Донбасса как гетерогенная среда / [А.Ф. Булат, Е.Л. Звягильский, Г.А. Шевелев и др.]. – Киев: «Наукова думка», 2008. – 410с.
7. Нетрадиционные способы предотвращения выбросов и добычи угля / Софийский К.К., Калфакциян А.Н., Воробьев Е.А. – М.: «Недра», 1994. – 192 с.
8. Чарный И.А. Подземная гидромеханика / И.А. Чарный. – М-Л.: Гостехиздат, 1948. – 250 с.

ВИЗНАЧЕННЯ ТА ОБГРУНТУВАННЯ ІНФОРМАТИВНИХ ПАРАМЕТРІВ СТАНУ ШАХТНОЇ АТМОСФЕРИ

Выполнено обоснование и определение наиболее информативных параметров состояния шахтной атмосферы.

DETERMINATION AND SUBSTANTIATION OF INFORMING PARAMETERS OF THE STATE OF MINE ATMOSPHERE

The substantiation and determination of the most information parameters of the state of mine atmosphere is executed.

Збільшення глибин розробки корисних копалин приводить до значного погіршення гірничо-геологічних умов, в тому числі помітного зростання імовірності проявів газодинамічних явищ. Тому питання контролю та прогнозу стану масиву гірських порід залишається актуальним.

Інститут геотехнічної механіки системи Національної академії наук України, який створений для вирішення актуальних проблем гірничодобувної промисловості, зараз є організатором і виконавцем важливих Державних програм, що пов'язані з вирішенням проблем дегазації вуглепородних масивів і шахт, видобутком та використанням метану, забезпеченням безпеки робіт на великих глибинах, впровадженням нетрадиційних способів і технологій видобування корисних копалин.

В останні десятиріччя в гірничу геофізику міцно увійшли методи ядерної фізики, що використовують природні та штучні процеси радіоактивності для вирішення як наукових, так і прикладних задач [1, 2].

Вклад в радіоактивні випромінювання різних ізотопів з різними періодами напіврозпаду дозволяє оцінити активність протікання процесу та його зміни в цілому за досить короткі проміжки часу, незалежно від його природи та стану, оскільки підвищення короткоживучих ізотопів можливе тільки при активізації обмінних явищ.

Лише недавно вчені зрозуміли, що найбільш вагомим із усіх джерел випромінювання є важкий газ радон, який не має ні смаку, ні запаху. По даним ООН він відповідає приблизно за 75 % річної індивідуальної еквівалентної дози, яку отримує кожна людина.

В табл. 1.1 наведено результати вимірювання радону на шахтах Кривбасу [3] і результати, що отримані авторами на шахті ім. О.Ф. Засядька, які свідчать, що найбільш небезпечними за вмістом радону є вихідні вентиляційні потоки, які на шахтах Кривбасу значно вищі.

Процес підземного видобутку корисних копалин з надр супроводжується порушенням рівноваги гірничого масиву, що, у свою чергу, веде до розв'язання механізмів реалізації різноманітних небезпечних явищ, найбільш грізними з яких для вугільних шахт є раптові викиди вугілля та газу метану. Газодинамічні явища, що відбуваються у вугільних шахтах, входять до групи динамічних