

УДК 622.831.322

В.Н. Сапегин¹,
В.В. Зберовский¹, канд. техн. наук, старш. научн.
сотр.,
В.В. Арестов¹,
А.А. Ангеловский²

1 – Институт геотехнической механики им. Н.С. Полякова
НАН Украины, г. Днепропетровск, Украина,
e-mail: avalansh@ua.fm
2 – Приватное акционерное общество „Краснодонуголь“,
г. Краснодар, Украина

РАСЧЕТ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ГАЗОНОСНОГО УГЛЕПОРОДНОГО МАССИВА

V.N. Sapegin¹,
V.V. Zberovskiy¹, Cand. Sci. (Tech.),
V.V. Arestov¹,
A.A. Angelovskiy²

1 – Institute of Geotechnical Mechanics of the National
Academy of Sciences of Ukraine, Dnepropetrovsk, Ukraine,
e-mail: avalansh@ua.fm
2 – PAO “Krasnodonugol”, Krasnodon, Ukraine

CALCULATION OF FILTRATION PARAMETERS OF THE GAS-BEARING COAL ROCK MASSIF

Цель. Разработка экспресс-метода расчета природных фильтрационных параметров углепородного массива, а именно, газовой проницаемости, скорости фильтрации и времени фильтрации газа в закрытой скважине.

Методика. Предложенная методика основана на известном способе определения газовой проницаемости по методу восстановления давления газа после его кратковременного сброса и методе смены стационарных состояний.

Результаты. Приведены результаты численного расчета природной газовой проницаемости с учетом переменного условного радиуса дренирования и коэффициента пористости углепородного массива. Выполнена сравнительная оценка результатов расчета коэффициента газовой проницаемости по известному методу Кригман-Волошина и предложенному методу, учитывающему радиус условного дренирования и коэффициент поровой структуры. Расчет газовой проницаемости, скорости фильтрации произведен с использованием квазистационарного подхода и с учетом реальных шахтных характеристик изменения давления в закрытой скважине.

Научная новизна. Предложенный экспресс-метод расчета учитывает влияние условного радиуса дренирования и величину коэффициента поровой структуры углепородного массива. Коэффициент газовой проницаемости и скорость фильтрации определяются по величине стабилизированного массового расхода газа в закрытой скважине на начальном участке кривой нарастания газового давления. Стабилизированный массовый расход газа из массива в закрытую скважину зависит от величины стабилизированного градиента газового давления во времени.

Практическая значимость. Полученные результаты позволили усовершенствовать методику расчета коэффициента газовой проницаемости, скорости фильтрации и времени дренирования, повысить точность замеров, значительно упростить и сократить время определения этих параметров, произвести оценку газоотдачи углепородного массива перед выполнением работ по интенсификации газовыделения и выбору средств и методов интенсификации дегазации, произвести оценку возможности использования природного газа в качестве рабочего агента по воздействию на углепородный массив для повышения интенсивности газовыделения.

Ключевые слова: газовой проницаемость, скорость фильтрации, расход газа, градиент давления, время дренирования, скважина

Актуальность постановленной задачи. Существующие шахтные способы определения фильтрационных природных характеристик базируются на измерении стабилизированного объемного расхода газа, что значительно снижает оперативность и точность получения информации о газоносности углепородного массива и условиях применения средств интенсификации его дегазации.

О степени газоотдачи нагруженного углепородного массива, с возможностью последующего использования природного газа из массива в качестве рабочего агента для инициирования газовыделения, можно судить по его природным фильтрационным характеристикам: коэффициенту газовой проницаемости k , скорости фильтрации газа v , объемному или массо-

вому расходу газа m_p и времени дренирования t_d газа из массива в скважину.

Анализ известных решений. Наибольшее распространение в шахтных условиях получили, так называемые, экспресс-методы определения природной газовой проницаемости. Из подземной гидравлики известен способ определения проницаемости по кривой восстановления давления в скважине после кратковременного его сброса [1]. Используя эту идею, Кригман Р.Н. и Волошин Н.Е. разработали наиболее простой экспресс-метод определения природной газовой проницаемости и апробировали его на газоносном нагруженном песчанике, но при измерениях давления газа во времени отсутствовал контроль за величиной стабилизированного значения объемного расхода газа, так как замер давления газа во времени производился в закрытой скважине. В известном 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 ламинарной фильтрации, которая, в основном, подчиняется линейному закону Дарси.

Скорость газовой выделенности ν в шахтных условиях измеряли приборами, основанными на принципе измерения уровня жидкости в калиброванном цилиндрическом сосуде по мере вытеснения ее газом, поступающим из скважины. Стабилизированное значение объемного расхода достигалось при длительном непрерывном времени наблюдения и поэтому не представлялось возможным сразу определить время наступления его стабилизации. Градиенты газового давления с течением времени значительно уменьшались, в связи с чем сложно было фиксировать или замерять малые величины расходов и на их основе вычислять коэффициент газовой проницаемости. В шахтных условиях для открытой скважины газовая проницаемость нагруженного песчаника определялась по методике Шевелева Г.А., в которой объемный дебит газа из скважин измеряли в течение продолжительного времени и фиксировали участки, где он стабилизировался во времени. На этих стабилизированных участках и определялся коэффициент газовой проницаемости. В результате проведения шахтных экспериментов были обнаружены следующие недостатки при определении фильтрационных характеристик в напряженной газоносной среде: 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 выделенного газа; 6) при достижении стабилизированного объемного расхода фиксировали его значения, когда градиент газового давления в углепородном массиве для открытой скважины значительно уменьшался. Поэтому измеренные величины объемного расхода газа были на два-три порядка меньше, чем в первоначальные моменты времени замеров, что значительно уменьшало точность измерения.

Цель работы. Разработка или усовершенствование экспресс-метода определения фильтрационных параметров газоносного углепородного массива, а также методики, по которой можно было бы оперативно определить фильтрационные параметры для эффективного использования и расчета современных методов и средств быстрой дегазации нагруженных угольных пластов.

Изложение основного материала.

Математическая постановка задачи. Коэффициент природной газовой проницаемости определяем из уравнения баланса массы газа, поступившего в скважину и выделенного в фильтрационном режиме из напряженного массива методом смены стационарных состояний.

Использован также квазистационарный подход Веригина Н.Н. при определении массового расхода газа.

В основу определения коэффициента газовой проницаемости положена закономерность изменения массового расхода газа в закрытой скважине, который измеряется по реальной кривой давления газа во времени (использовано свойство постоянного массового расхода газа по стабилизированному значению градиента изменения давления газа во времени).

Определение фильтрационных параметров производим на начальном участке кривой роста давления во времени, когда влияние роста статического давления в закрытой скважине невелико, а значения массового расхода газа значительны по величине.

Запишем уравнение изменения массы газа в скважине и приравняем его к массовому расходу газа через ее поверхность. Изменение массового расхода газа m_p в скважине определяется по формуле

$$m_p = \frac{\rho_a W}{p_a} \cdot \frac{dp_i}{dt}, \quad (1)$$

где ρ_a – плотность газа при атмосферном давлении, $кг / м^3$; p_a – атмосферное (барометрическое) давление, $Па$; W – объем скважины, заполняемый газом, фильтрующимся из массива, $м^3$; dp/dt – градиент газового давления, $Па / с$.

Массовый расход газа m_p через поверхность скважины определим по следующей формуле

$$m_p = \frac{\pi k \ell \rho_a (p_o^2 - p_i^2)}{\mu p_a \ln \frac{r_i}{r_o}}, \quad (2)$$

где k – коэффициент газовой проницаемости, $м^2$; ℓ – длина фильтрующей части скважины, $м$; p_o – установившееся давление газа в скважине, близкое к пластовому, $Па$; μ – динамическая вязкость газа, $Па \cdot с$; p_i – текущее давление газа, $Па$; r_o – внутренний радиус скважины, $м$.

Приравнявая массовые расходы по формулам (1) и (2), используя уравнение связи между условным радиусом дренирования r_i и величиной статического давления p_i газа в скважине, разделяя переменные и интегрируя, получим формулу для определения коэффициента газовой проницаемости с учетом переменного условного радиуса дренирования и пористости, которая решается численным методом по стандартной программе

$$k = \frac{W \mu z}{\pi i \ell} \cdot \int_{p_n}^{p_k} (p_o^2 - p_i^2)^{-1} \cdot \ln \left[\frac{r_i}{r_o} \right] dp_i, \quad (3)$$

где p_n – начальное давление газа после сброса давления p_o , $Па$; p_k – конечное давление газа после

сброса давления $p_o, Па$; t_i – текущее время, отсчитываемое после сброса давления от $p_H, с$.

Для изотермического состояния газоносной среды и плоскорадиальной схемы фильтрации газа по усредненным величинам давления газа в массиве и в скважине, при линейном законе изменения давления при переходе от массива к скважине находим условный радиус дренирования

$$r_i = \sqrt{r_o^2 + \frac{p_i W z}{\frac{p_o + p_i}{2} \pi \ell m}}, \quad (4)$$

где z – коэффициент сжимаемости газа, равный единице; m – коэффициент трещинно-пористой структуры газоносной углепородной среды.

Проведем сравнительный расчет коэффициентов газовой проницаемости по формуле Кригман – Волошина [1] и формуле (3), учитывающей переменный радиус дренирования r_i и пористость m углепородного массива для плоскорадиальной схемы фильтрации по формуле (4).

Коэффициент трещинно-пористой структуры m для газоносного угля изменяется в пределах 0,02–0,04, а для газоносного песчаника $m=0,06–0,1$.

Коэффициент сжимаемости газа z на достигнутых глубинах отработки угольных пластов принимался равным единице при давлении газа метана до $120 \cdot 10^5 Па$ и температуре газа до $40^0С$.

Постоянный объем W камеры для приема газа из массива принимаем либо равный полному объему скважины, либо, с целью экономии времени проведения замеров, определяем его по известной формуле

$$W = \pi \cdot (r_o^2 \ell + r_m^2 \ell_m), \quad (5)$$

где ℓ_m и r_m – длина и половина внутреннего диаметра манометрической трубки.

Если для измерений используется полный объем скважины от устья до задвижки, то в этом случае в формулу (5) подставляется полный объем скважины. Чтобы воспользоваться формулой (3), необходимо либо измерить в натурных условиях величину r_i , для соответствующих значений p_i , что представляет большие трудности, либо задать приближенное уравнение связи для открытой или закрытой скважины между условным радиусом дренирования r_i и текущей величиной давления p_i в скважине для различных схем фильтрации газа из массива.

Методика вычисления коэффициента газовой проницаемости по формуле (3) аналогична методике, приведенной в работе Кригман-Волошина, с той лишь разницей, что сброс давления необходимо осуществлять до атмосферного давления и отсчет пар точек p_i и t_i вести только на начальном участке кривой нарастания давления во времени, где массовый расход от-

носительно постоянный, стабилизированный и максимальный, а увеличение статического давления еще не сильно сказывается на значениях определяемого коэффициента газовой проницаемости.

Пример расчета: промоделируем условно эксперимент для случаев определения коэффициента газовой проницаемости по методу Кригман-Волошина и методу, учитывающему изменения условного радиуса дренирования r_i и коэффициента трещинно-поровой структуры m по формулам (3, 4) при следующих исходных данных: $p_o = 50 \cdot 10^5 Па$; $p_H = 1 \cdot 10^5 Па$; $p_K = 15 \cdot 10^5 Па$; $W = 0,157 м^3$; $\ell = 1 м$; $r_o = 0,1 м$; $\mu = 10 \cdot 10^{-6} Па \cdot с$; $m = 0,02$. Пусть время, в течение которого давление газа достигло величины $p_K = 15 \cdot 10^5 Па$, равно $t = 10^6 с$. Результаты расчета приведены для случая, когда давление газа полностью сбрасывается до атмосферного $p_H = p_a = 1 \cdot 10^5 Па$, а затем оно увеличивается до $p_i = p_H = 15 \cdot 10^5 Па$. Величина коэффициента газовой проницаемости вычислялась по формуле (3) с учетом (2) для различных значений коэффициента трещинно-поровой структуры, $м^2$

$$\begin{aligned} m=0,02 &\rightarrow k = 5,92 \cdot 10^{-20}; \\ m=0,05 &\rightarrow k = 4,63 \cdot 10^{-20}; \\ m=0,1 &\rightarrow k = 3,7 \cdot 10^{-20}. \end{aligned}$$

По формуле Кригман-Волошина величина коэффициента газовой проницаемости составляет $k = 5,77 \cdot 10^{-20} м^2$. 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 $p_o = 50 \cdot 10^5 Па$ до $p_H = 45 \cdot 10^5 Па$ и его росте $p_H = 45 \cdot 10^5 Па$ до $p = 49 \cdot 10^5 Па$, величина коэффициента газовой проницаемости k вычислялась по формулам (3, 4) для различных значений коэффициента трещинно-поровой m структуры

$$\begin{aligned} m=0,02 &\rightarrow k = 2,26 \cdot 10^{-19}; \\ m=0,05 &\rightarrow k = 1,89 \cdot 10^{-19}; k = 1,89 \cdot 10^{-4}; \\ m=0,1 &\rightarrow k = 1,61 \cdot 10^{-19}. \end{aligned}$$

По формуле Кригман-Волошина величина коэффициента газовой проницаемости составляет $k = 1,64 \cdot 10^{-19} м^2$. 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. С изменением пористости m от 0,02 до 0,1

коэффициент газовой проницаемости на начальной и затухающей части кривой роста давления газа в скважине уменьшается примерно в 1,4–1,6 раза.

Исходя из анализа исследования роста давления газа в закрытой скважине для газоносных углей и песчаников, следует, что основной участок постоянного массового расхода газа наблюдается на начальной стадии роста давления газа во времени, а на затухающих участках – он все время изменяется.

Определение коэффициента газовой проницаемости по стабилизированным значениям градиента газового давления во времени или массового расхода газа в скважине. Определим коэффициент природной газовой проницаемости, используя известное соотношение для массового расхода газа по формуле (1).

Возможны следующие варианты изменения массового расхода m_p газа из массива в скважину:

1) при dp/dt – притока газа в скважину нет и $m_p = 0$;

2) при $dp/dt = const$ – приток газа в скважину постоянный и $m_p = const$.

Из формулы (1) видно, массовый расход газа в скважину определяется только величиной градиента изменения давления dp_i/dt газа в скважине во времени. Если давление газа во времени не меняется, то массовый расход равен нулю. Если же градиент dp_i/dt постоянный, то и массовый расход постоянный, 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. Поэтому следует определять коэффициент газовой проницаемости в закрытых скважинах для начальных участков кривой роста давления газа во времени. Для того, чтобы определить газовую проницаемость примем характер зависимости (связи) радиуса условного дренирования r_i с давлением газа p_i в приемной камере W по формуле (3). Подставляя в (3) величину условного радиуса дренирования r_i в представлении (2) и величину W по формуле (5), можем определять коэффициент газовой проницаемости экспериментально-аналитическим методом для участков со стабилизированным массовым расходом газа. Особенностью применения этой формулы является то, что для закрытой скважины будет изменяться величина p_i , которую снимают с графика изменения давления во времени, а для открытой скважины она будет величиной постоянной, равной барометрическому давлению $p_i = p_a$. Величина условного радиуса дренирования рассчитывается искусственным путем по величине пористости и объему целлика, который дренируется и в этом случае определяется по формуле

$$r_i = \sqrt{r_o^2 + \frac{V_g P_a}{\pi \ell m p_o}}, \quad (6)$$

где V_g – объем газа, который замеряется экспериментально в натуральных условиях, m^3 .

Если на кривой нарастания давления во времени этих участков несколько, значит или изменяется напряженное состояние газоносного напряженного массива, или природная проницаемость среды различна, то следует вычислять среднее значение проницаемости по всем исследуемым участкам. 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 по данным экспериментальных измерений в натуральных условиях; ориентировочную величину пластового давления газа.

Используя уравнения баланса массы газа в массиве и в скважине и применяя квазистационарный подход Веригина Н.Н., определяем отношение коэффициента газовой проницаемости к динамической вязкости газа по формуле

$$\frac{k}{\mu} = \frac{\rho_a W}{\rho_o / p_o} \frac{dp}{dt} \frac{\ell n r_i}{\pi m \ell (p_o^2 - p_i^2)}, \quad (7)$$

где ρ_o – плотность газа при давлении p_o , $кг/м^3$.

Как видно, отношение коэффициента газовой проницаемости к динамической вязкости газа определяется по формуле, аналогичной формуле Веригина Н.Н., полученной методом последовательной смены стационарных состояний с той лишь разницей, что вместо объемного расхода используется выражение массового расхода m_p из формулы (1)

$$\frac{k}{\mu} = \frac{m_p R T \ell n \frac{r_i}{r}}{(p_o^2 - p_i^2) \pi \ell m}, \quad (8)$$

где R – газовая постоянная, $Дж/кг \cdot К$; T – температура газа, град $К$.

Таким образом, для газа получена формула, аналогичная формуле Веригина Н.Н.

$$\frac{k}{\mu} = \frac{\rho_a W}{\rho_o / p_o} \frac{p_{2i} - p_{1i}}{t_{2i} - t_{1i}} \frac{\ell n r_i}{\pi m \ell (p_o^2 - p_i^2)}, \quad (9)$$

где p_{1i} и p_{2i} – статические давления на прямолинейных участках кривой нарастания давления во времени для закрытой скважины (берутся по данным

натурного експеримента), відповідно, для моментів часу t_{1i} і t_{2i} .

Для того, чтобы определить газовую проницаемость, примем характер зависимости (связи) радиуса условного дренирования с давлением газа в приемной камере W , заменяя в формуле (8, 9) величину условного радиуса дренирования r_i в представлении (4) или (6).

Таким образом, в закрытой скважине можно приближенно рассчитать: коэффициент газовой проницаемости по величине градиента изменения давления газа во времени, массовый расход газа и, косвенным путем, скорость фильтрации газа в любой момент времени.

Приближенное определение времени дренирования газа из массива в скважину методом смены стационарных состояний. Используя линейный закон Дарси, метод смены стационарных состояний и выражение для скорости фильтрации в дифференциальной форме, получим приближенную формулу для определения времени дренирования газа из массива в скважину в виде

$$t_d = \frac{\left(r_o^2 + r_i^2 \left(2 \ln \left[\frac{r_i}{r_o} \right] - 1 \right) \right) \mu p_i}{2k(p_o^2 - p_i^2)}. \quad (10)$$

Для закрытой скважины в формулу (10) подставляем и используем уравнение связи (4) условного радиуса дренирования r_i с давлением газа p_i . Для открытой скважины в формуле (10) следует принимать величину $p_i = p_a$.

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

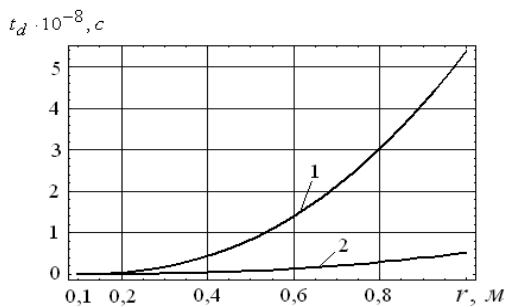


Рис. 1. Изменение времени дегазации массива от величины условного радиуса дренирования: 1 – для закрытой скважины; 2 – для открытой скважины

На рис. 1 видно, что при такой величине природной проницаемости даже в открытой скважине, где давление приближенно равно атмосферному давлению, время дегазации весьма велико и для условного

радиуса дренирования, равного $r = 1,0 \text{ м}$, составляет более 600 суток. Для открытой скважины величину радиуса дренирования необходимо либо увязать с количеством газа (объемом V_g), который может выделиться из зоны дренирования (целика) и расширится до атмосферного давления, либо просто его задавать, исходя из горно-геологических условий. Можно определять количество выделившегося газа экспериментальным способом в шахтных условиях, а потом уже по этому объему газа косвенным путем рассчитывать радиус дренирования. Радиус дренирования приближенно можно оценить по формуле (6).

На рис. 2 показан характер связи радиуса r условного дренирования с объемом V_g выделившегося газа в открытой скважине при различной пористости m с такими исходными данными: $p_a = 10^5 \text{ Па}$; $r_o = 0,1 \text{ м}$; $\ell = 1,0 \text{ м}$; $m = 0,02$; $p_o = 70 \cdot 10^5 \text{ Па}$.

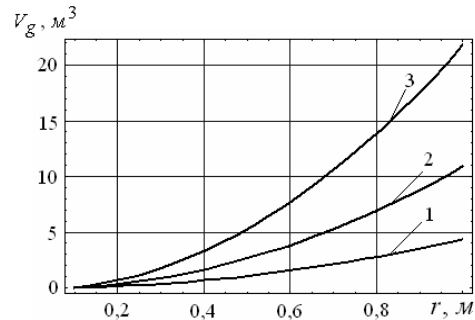


Рис. 2. Зависимость объема V_g газа, выделившегося из массива при атмосферном давлении, от радиуса r дренирования при различной величине пористости газоносной среды: 1 – пористость $m = 0,02$; 2 – пористость $m = 0,05$; 3 – пористость $m = 0,1$

Определение скорости фильтрации газа из угленородного массива в скважину. Для стационарной одномерной фильтрации скорость фильтрации в дифференциальной форме выражается по известной формуле

$$v = \frac{k dp}{\mu dr}. \quad (11)$$

Преобразуем формулу (11) применительно к нестационарной одномерной фильтрации и запишем скорость фильтрации для участков стационарной фильтрации с постоянным градиентом изменения давления газа на линейных участках нарастания давления газа в скважине или в газоносном массиве в виде [1]

$$v = \sqrt{\frac{k dp}{\mu dt}}. \quad (12)$$

На рис. 3 показано изменение скорости фильтрации в зависимости от различной величины градиента газового давления во времени и различной газовой проницаемости.

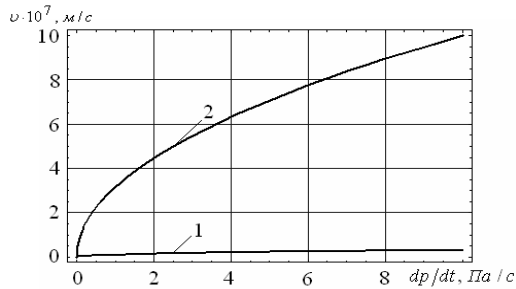


Рис. 3. Зависимость скорости фильтрации v от величины градиента газового давления во времени при разной газовой проницаемости массива: 1 – $k = 10^{-21} \text{ м}^2$; 2 – $k = 10^{-14} \text{ м}^2$

Замеры скорости фильтрации для газоносного песчаника в шахтных условиях показали, что скорость фильтрации составляет порядка $5 \cdot 10^{-5} - 2 \cdot 10^{-4} \text{ см/с}$. Для скорости фильтрации газа в газоносных углях эта величина должна быть на два порядка больше.

Пример расчета фильтрационных параметров для газоносного песчаника.

Исходные данные для расчета: длина скважин $L = 5 \text{ м}$; радиус скважины $r_0 = 0,075 \text{ м}$; объем камеры $W = 0,088 \text{ м}^3$; $\ell = 5 \text{ м}$; газовая постоянная для метана $R = 519 \text{ м}^2/\text{с}^2 \cdot \text{К}$; $T = 300 \text{ К}$; $\mu = 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}$; $m = 0,04$. На рис. 4 показано изменение давления газа во времени в закрытой скважине на газоносном песчанике.

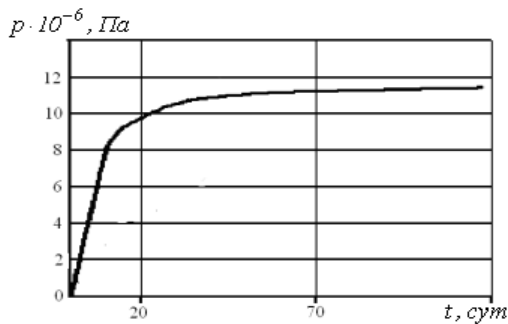


Рис. 4. Зависимость изменения пластового давления газа от времени в закрытой скважине на газоносном песчанике

Последовательность выполнения расчета:

1) определяем величину градиента газового давления для кривой (рис. 4) на первоначальном линейном участке подъема кривой давления, Па/с

$$\frac{dp}{dt} = 7,01 ;$$

2) выбираем линейный участок кривой (рис. 2) с начальным давлением, равным нулю (начало координат), а величину конечного давления на выбранном линейном участке принимаем равной $p_i = 20 \cdot 10^5 \text{ Па}$, при времени, соответствующем этому давлению на графике, равном 3,3 суток;

3) установившееся давление стабилизации равно, примерно, $p_0 = 115 \cdot 10^5 \text{ Па}$. По формуле (1) и известному значению градиента газового давления во времени определяем массовый расход газа в скважину, кг/с

$$m_p = 3,096 \cdot 10^6 ;$$

4) используя формулы (6, 8), определяем величину коэффициента газовой проницаемости на линейном участке кривой (рис. 2), м^2

$$k = 6,37 \cdot 10^{-20} .$$

Величина полученного коэффициента $k = 6,37 \cdot 10^{-20} \text{ м}^2$ ($k = 6,37 \cdot 10^{-5} \text{ мД}$) соответствует величинам газовой проницаемости, замеряемым в шахтных условиях на газоносных песчаниках. Определяем по найденной проницаемости скорость фильтрации газа из массива в скважину по формуле (12), м/с

$$v = 2,11 \cdot 10^{-7} .$$

Найденное значение скорости фильтрации вполне соответствует измеряемым в натурных условиях скоростям фильтрации для газоносных песчаников.

Таким образом, фильтрационные характеристики для газоносной углепородной среды можно определять по известной характеристике изменения газового давления во времени или, если ее нет, осуществить запись давления во времени известным способом, например, самопишущим манометром типа МТС-12.

Выводы. При определении газовой проницаемости газоносных углей и пород по методу восстановления давления после его кратковременного сброса следует учитывать величину пористости, в особенности для углей с небольшим ее значением. Получены простые формулы для вычисления фильтрационных параметров для углепородного массива. Изложенная методика определения газовой проницаемости проста, удобна в техническом приложении и позволяет определять:

1) природную газовую проницаемость газоносных углей и пород по методу восстановления давления после его кратковременного сброса с учетом величины пористости и условного радиуса дренирования, учитывающего схему фильтрации газа из массива в скважину;

2) природную газовую проницаемость по величине градиента изменения газового давления во времени в скважине, причем коэффициент газовой проницаемости правильно определять на начальных участках кривой роста газового давления во времени по величине стабилизированного значения массового расхода газа;

3) время дренирования газа из неразгруженного углелородного массива;

4) скорость фильтрации газа по величине градиента изменения газового давления во времени и газовой проницаемости в скважине;

5) количество и объем выделяющегося газа из массива;

6) массовый расхода газа в любой момент времени по величине градиента изменения давления газа по времени в закрытой скважине.

Список литературы / References

1. Сапегин В.Н. Определение природных фильтрационных характеристик газоносных пород и углей / В.Н. Сапегин, А.А. Яланский // Геотехническая механика: Межвед. сб. науч. трудов ИГТМ НАН Украины. – Днепропетровск, 2012. – Вып. 101 – С. 37–46.

Sapegin, V.N. and Yalanskiy, A.A. (2012), "The determination of natural filtration attributes of gas-bearing rocks and coals", *Geotekhnicheskaya mekhanika*, Dnepropetrovsk, Issue.101, pp. 37–46.

Мета. Розробка експрес-методу розрахунку природних фільтраційних параметрів вуглепородного масиву, а саме газової проникності, швидкості фільтрації та часу фільтрації газу в закритій свердловині.

Методика. Запропонована методика заснована на відомому способі визначення газової проникності методом відновлення тиску газу після його короточасного скидання та методі зміни стаціонарних станів.

Результати. Наведено результати чисельного розрахунку природної газової проникності з урахуванням змінного умовного радіуса дронування та коефіцієнта пористості вуглепородного масиву. Виконано порівняльну оцінку результатів розрахунку коефіцієнта газової проникності відомим методом Кригман-Волошина та запропонованим методом, що враховує радіус умовного дронування й коефіцієнт порової проникності. Розрахунок газової проникності, швидкості фільтрації виконано з використанням квазістаціонарного підходу та з урахуванням реальних шахтних характеристик зміни газового тиску в закритій свердловині.

Наукова новизна. Запропонована експрес-методика розрахунку враховує вплив умовного радіуса дронування та величину коефіцієнта порової структури вуглепородного масиву. Коефіцієнт газової проникності та швидкість фільтрації визначаються за величиною стабілізованої масової витрати газу в закритій свердловині на початковій ділянці кривої наростання газового тиску. Стабілізована масова витрата газу з масиву в закриті свердловину залежить від величини стабілізованого градієнта газового тиску у часі.

Практична значимість. Отримані результати дозволяють удосконалити методику розрахунку коефіцієнта газової проникності, швидкості фільтрації та

часу дронування, підвищити точність вимірювань, значно спростити й скоротити час визначення цих параметрів, зробити оцінку газовіддачі вуглепородного масиву перед виконанням робіт з інтенсифікації газовиділення й вибору засобів і методів інтенсивної дегазації, виконати оцінку можливості використання природного газу в якості робочого агента з впливу на вуглепородний масив для підвищення інтенсивності газовиділення.

Ключові слова: газова проникність, швидкість фільтрації, витрата газу, градієнт тиску, свердловина

Purpose. To develop the rapid-calculation technique for natural filtration parameters of the coal-bearing rock massif, such as gas permeability, filtration rate and gas filtration time in closed well.

Methodology. The proposed technique was based on the well-known method of the gas permeability determination by means of the method of gas pressure recovery after short-term relief and the method of stationary states changing.

Findings. The results of the numerical calculation of natural gas permeability with regard to conventional variable drainage radius and the porosity ratio of the coal-bearing rock massif are presented. The comparative estimation of the gas permeability calculation by well-known Krigman-Voloshin method and the suggested method has been carried out. The gas permeability and filtration rate has been calculated using the quasi-steady approach and the actual characteristics of the gas pressure changes in the closed well.

Originality. The proposed technique takes into consideration the influence of conventional drain radius changing and the porosity ratio. Gas permeability coefficient and filtration rate has been determined by the quantity of the stabilized mass gas flow in the closed well for the initial part of the rising gas pressure curve. Stabilized mass gas flow from the massif to the closed well depends on the stabilized gas pressure time gradient.

Practical value. The obtained results allow us to improve the determination and calculation technique of the gas permeability ratio, the filtration rate and the drain time, and to enhance the measurements accuracy and to simplify and reduce considerably the determination time of such parameters, to estimate the gas emission from coal-bearing rock massif before the gas emission intensification activities and the choice of ways and methods of degassing, and to evaluate the possibility of natural gas use as a working agent affecting the coal-bearing rock massif in order to increase the intensity of gas release.

Keywords: gas permeability, filtration rate, gas flow, pressure differential, bore hole

Рекомендовано до публікації докт. техн. наук А.О. Яланським. Дата надходження рукопису 15.02.13.