Записки Ленинградского орденов Ленина и Трудового Красного Знамени горного института им. Г. В. Плеханова, т. LV, вып. 1, 1968 г.

УДК 622.817

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА ВБЛИЗИ СКВАЖИН В УГОЛЬНОМ ПЛАСТЕ

Н. М. Проскуряков

Одним из наиболее распространенных мероприятий по предотвращению внезапных выбросов угля и газа в лавах одиночных выбросоопасных пологих пластов, а также по проведению подготовительных выработок и вскрытию выбросоопасных пластов в Донбассе является бурение опережающих скважин.

Как известно [Потапов, 1962; Проскуряков, 1965; Ходот, 1961], защитное действие опережающих скважин заключается в снижении напряженного состояния и газового давления вблизи скважины. Поэтому при определении безопасного, с точки зрения предотвращения внезапного выброса, расстояния между скважинами для конкретных условий необходимо знать величину радиуса влияния скважины по механическому и газодинамическому факторам.

Под радиусом влияния скважины по газодинамическому фактору понимается расстояние от оси скважины до точки в угольном пласте, где давление газа снижается в течение заданного промежутка времени до безопасной величины. Следовательно, для определения радиуса влияния опережающей скважины по газодинамическому фактору необходимо знать распределение газового давления в угольном пласте около скважины через определенные промежутки времени. Для этого обычно на различном расстоянии от опережающей скважины бурят шпуры, герметизируют и по установленным в них манометрам снимают показания газового давления в шпуре через определенные промежутки времени [Бобров, 1959]. Вследствие несовершенной герметизации не во всех шпурах удается получить значение первоначального пластового давления газа, поэтому трудно получить сопоставимые величины падения газового давления на разном расстоянии от опережающей скважины. На основании численного решения дифференциального уравнения, описывающего процесс неустановившегося радиального течения газа к скважине в угольном пласте, с учетом сорбционных характеристик угля, нами получены данные о распределении газового давления в зависимости от расстояния до скважины, времени дренирования, начального пластового давления и газопроницаемости угольного пласта.

Уравнение фильтрации газа в пористой среде [Полубаринова-Кочина, 1953]

$$\frac{\partial p}{\partial t} = a\left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial p}{\partial r}\right), \tag{1}$$

где $p = p_0^2$ — квадрат давления газа в угольном пласте, *ат*.

$$a = \frac{\lambda}{\mu}\,\frac{\sqrt{p}}{m + \dfrac{a_0 b R_r T}{(1 + b\sqrt{p})^2}}, \tag{1'}$$

μ — коэффициент вязкости метана, $10{,}8 \cdot 10^{-11}$ *сек·кг/см²*; λ — коэффициент газопроницаемости, *м²*; m — коэффициент пористости; R_r — газовая постоянная, равна 0,0053 (*кг/см²*) · (*м³/кг·град*); T — температура, °К; a_0 —

константа сорбции уравнения Лэнгмюра, определяющая максимально возможную сорбцию, *кг/м*^{3}; b — константа сорбции уравнения Лэнгмюра, зависящая от температуры, *см*^{2}*/кг*; r — текущий радиус, *м*; t — время, сутки.

Зададим начальное и граничные условия для уравнения (1) в виде

$$p_{(r,\,o)} = p_0; \tag{2}$$

$$p_{(r_0,\,t)} = 1. \tag{3}$$

Граничное условие (3) записывается из равенства давления газа в скважине атмосферному (здесь r_0 — радиус скважины, *м*). Очевидно, при (2) и (3) невозможно численное решение уравнения (1), так как решение имеет разрыв при $r = r_0$.

Запишем условие (3) в виде функции от t [Скочинский и др., 1958]

$$p_{(r_0,\,t)} = 1 + (p_0 - 1)\, e^{-\left(\frac{\pi}{r_0}\right)^2 a\,(p_0)\,t}. \tag{4}$$

Из условий (2) и (4) видно, что функция $p_{(r,\,t)}$ не имеет разрыва в точке с координатами (r_0, o). Именно в этой точке

$$p_{(r_0,o)} = p_0.$$

Кроме того, условие (3) и (4) при $t \to \infty$ совпадают:

$$p_{(r_0,\,t)} = 1.$$

Полагая существование гладкого решения уравнения (1), принимая в нем

$$r = r_k, \quad k = 1, 2, 3, 4, \ldots, n$$

и заменяя производные по r разностными соотношениями, получим систему обыкновенных линейных дифференциальных уравнений первого порядка

$$\frac{dp_{(r_k,t)}}{dt} = a\left[p_{(r_k,\,t)}\right]\left[\frac{p_{(r_{k+1},\,t)} + 2p_{(r_k,\,t)} + p_{(r_{k-1},\,t)}}{h_r^2} + \frac{1}{r}\,\frac{p_{(r_{k+1},\,t)} - p_{(r_{k-1},\,t)}}{2h_r}\right], \tag{5}$$

где $r_k = r_0 + kh_r$; h_r — величина шага по r. Как известно, при такой аппроксимации разностными соотношениями точность приближения равна $0\,(h_r^2)$.

Для решения системы (5) можно использовать один из приближенных методов. При этом принимаем, что, начиная с некоторого значения аргументов r_k и t, значение функции не меняется, т. е.

$$p_{(r_{k+1},\,t)} = p_{(r_k,\,t)} = p_{(r_{k-1},\,t)} = p_0. \tag{6}$$

Следовательно, число уравнений системы (5) при каждом шаге по t будет различным, т. е. в области, где удовлетворяется условие (6), принимается

$$\frac{d\left[p_{(r_{k+1},\,t)}\right]}{dt} = 0. \tag{7}$$

Таким образом, начиная с некоторого расстояния от стенки скважины, начальное давление газа в пласте не изменяется. Это расстояние можно назвать радиусом возмущающего действия скважины для определенного значения времени. Пусть, например, система (5) решается методом Эйлера на ЭВМ БЭСМ-2М. Тогда

$$p_{(r_k,\,t_{i+1})} = p_{(r_k,\,t_i)} + \frac{h_t}{h_r}\,a\left[p_{(r_k,\,t_i)}\right]\cdot\left[\frac{p_{(r_{k+1},\,t_i)} - 2p_{(r_k,\,t_i)} - p_{(r_{k-1},\,t_i)}}{h_r} + \right.$$

$$\left. + \frac{p_{(r_{k+1},\,t_i)} - p_{(r_{k-1},\,t_i)}}{2r_k}\right], \tag{8}$$

где $t_i = ih_t$; h_t — величина шага по t.

Откуда при $t_1 = h_t$

$$\left.\begin{aligned} p_{(r_0,\, t_1)} &= 1 + (p_0 - 1)\, e^{-\left(\frac{\pi}{r_0}\right)^2 a\,(p_0)\, t_1}, \\ p_{(r_k,\, t_1)} &= p_0, \quad k = 1, 2, 3, \ldots, n; \end{aligned}\right\} \tag{9}$$

при $t_2 = 2h_t$

$$\left.\begin{aligned} p_{(r_0,\, t_2)} &= 1 + (p_0 - 1)\, e^{-\left(\frac{\pi}{r_0}\right)^2 a\,(p_0)\, t_2}; \\ p_{(r_1,\, t_2)} &= p_0 + \frac{h_t}{h_r}\, a\,(p_0) \left[\frac{p_0 - 2p_0 - p_{(r_0,\, t_1)}}{h_r} + \frac{p_0 + p_{(r_0,\, t_1)}}{2\,(r_0 + h_r)}\right]; \\ p_{(r_k,\, t_2)} &= p_0; \quad k = 2, 3, 4, \ldots, n; \end{aligned}\right\} \tag{10}$$

и т. д.

Для выявления закономерности распределения газового давления в зоне влияния скважины в угольном пласте давление газа изменили от 6 до 100 *ат*, газопроницаемость угольного пласта — от 0,01 до 30 *мд*, пористость — от 0,06 до 0,13. Для конкретного угольного пласта можно определить температуру и сорбционную способность по константам сорбции a_0 и b, которые при расчетах изменялись, соответственно от 10 до 60 *кг/м*^{3} и от 0,04 до 0,5 *см*^{2}*/кг*.

В зависимости от входящих в (1′) параметров коэффициент a, характеризующий сорбционно-фильтрационные свойства угольного пласта, изменяется от 0,006 до 60 *м*^{2}*/ч*.

Принятая при расчетах величина шага по t равна $h_t = 10^{-3}$ суток, по r соответственно $h_r = 0{,}05$ *м* обеспечила требуемую точность расчетов.

Выполненные на ЭВМ расчеты позволили получить таблицы и на основании их построить графики распределения газового давления в угольном пласте в зоне влияния скважины.

Как известно [Ходот, 1961; Щербань, 1958], газопроницаемость угольного пласта изменяется в широких пределах и значительно зависит от приложенной к пласту нагрузки — горного давления. Так, газопроницаемость пласта Ливенского в 0—5 *м* от забоя составляет 0,564 *мд*, а в 10—17 *м* снижается до 0,031 *мд*.

В то же время газопроницаемость угольного пласта является одним из основных факторов, определяющих интенсивность падения газового давления в зоне влияния опережающей скважины (рис. 1, *а*). Так, при $\lambda = 0{,}1$ *мд* в 0,45 *м* от скважины за 24 *ч* давление газа снизилось с 14 до 12 *ат* (на 14,3%), а при $\lambda = 10$ *мд* за тот же промежуток времени — до 6 *ат* (на 57%).

Давление газа в угольных пластах изменяется в широком диапазоне и может достичь в зоне влияния горных работ более 100 *ат*. В свою очередь, величина газового давления в пласте определяет интенсивность его снижения в зоне дренирования (рис. 1, *б*). Если, например, при $p_0 = 100$ *ат* в 0,6 *м* от стенки скважины диаметром 300 *мм* за 24 *ч* давление газа в пласте снизилось до 70 *ат* (30%), то при $p_0 = 35$ *ат* при тех же условиях — на 20%, а при $p_0 = 14$ *ат* — на 7,15%.

Зависимость интенсивности падения газового давления в зоне влияния скважины от величины первоначального давления газа в пласте объясняется, очевидно, различным соотношением количества газа, находящегося в угольном пласте в свободном и сорбированном состоянии при разном его давлении в порах. Свободный газ по образовавшимся в результате бурения скважины трещинам за счет перепада давлений выделяется в скважину, а интенсивность выделения сорбированного газа значительно ниже, чем свободного.

Диаметр опережающей скважины является одним из параметров, определяющих величину радиуса ее защитного влияния по газодинамическому фактору. Как известно из рис. 2, давление газа на расстоянии 0,6 *м* от стенки скважины диаметром 120 *мм* за 6 *ч* снизилось до 11,3 *ат* (на 19,2%), за 24 *ч* —

до 9,4 *ат* (на 33,0%), а при диаметре скважины 300 *мм* за те же промежутки времени, соответственно, на 25 и 46,4%.

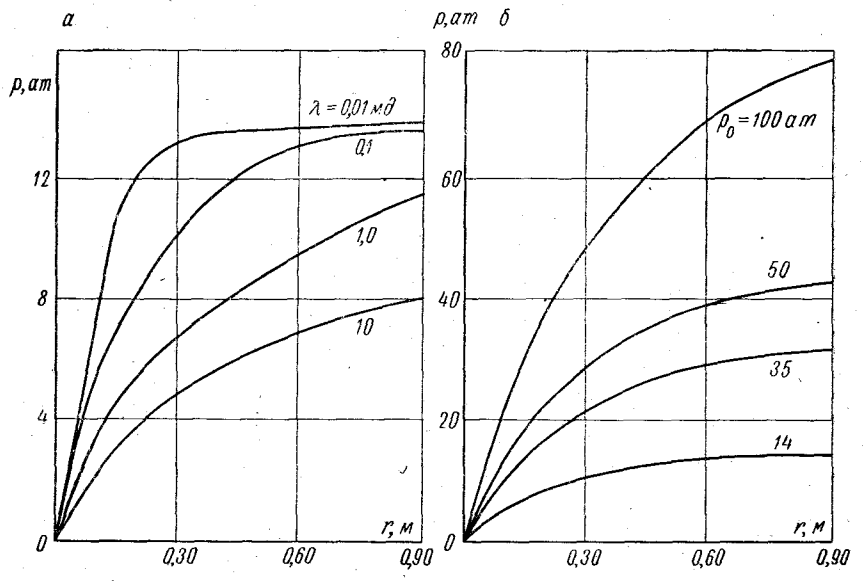


Рис. 1. Распределение давления газа в зоне влияния скважины в зависимости от: *а* — газопроницаемости, $p_0 = 14$ *ат*; *б* — первоначального давления газа в пласте, $\lambda = 0{,}1$ *мд*, $d_{скв} = 300$ *мм*.

Таким образом, выполненные расчеты позволили в широком диапазоне изменения сорбционно-фильтрационных характеристик пласта, величины

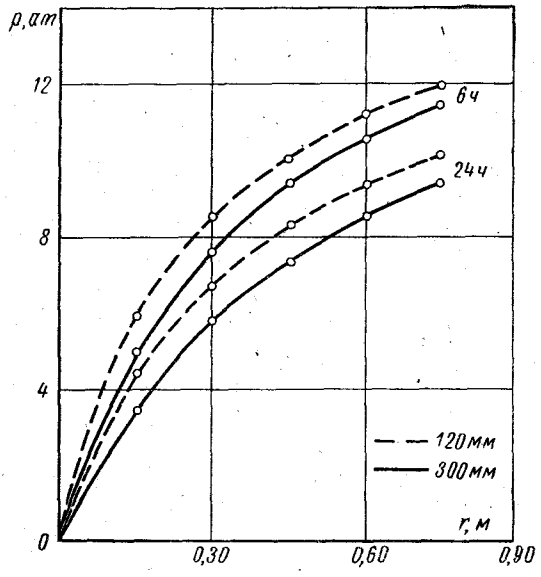


Рис. 2. Распределение газового давления в зоне дренирования в зависимости от диаметра скважины в течение 6 и 24 ч при $p = 14$ *ат*, $\lambda = 1$ *мд*.

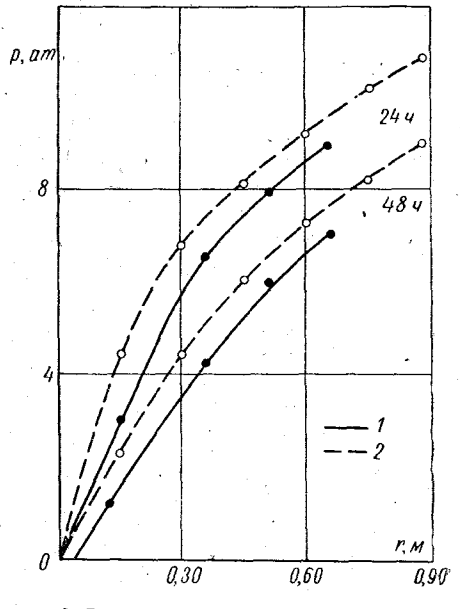


Рис. 3. Распределение давления газа в зоне влияния скважины диаметром 120 *мм* для пласта Прасковиевского.

1 — по экспериментальным замерам в шахтах [Потапов, 1962]; *2* — по расчету на ЭВМ.

первоначального давления газа и различных диаметров опережающих скважин получить закономерности снижения газового давления в зоне влияния скважины, позволяющие для конкретного выбросоопасного пласта опре-

делить величину радиуса защитного влияния скважины по газодинамическому фактору.

Как видно из сравнения результатов, полученных расчетом на ЭВМ, с натурными замерами (рис. 3), экспериментальная кривая дает заниженное значение газового давления на разном расстоянии от стенки скважины. По-видимому, значительная часть (до 25%) свободного газа во время бурения замерного шпура и его герметизации выходит из зоны дренирования и не учитывается при определении его давления в месте замера.

ЛИТЕРАТУРА

Бобров И. В. Проведение подготовительных выработок на пластах, опасных по внезапным выбросам угля и газа. Макеевка — Донбасс, 1959.

Полубаринова-Кочина П. Я. О неустановившейся фильтрации газа в угольном пласте. ПММ, т. 17, вып. 6, 1953.

Потапов В. И. Радиус влияния опережающих скважин по механическому и газодинамическому факторам. В сб. Борьба с внезапн. выбросами в угольн. шахтах. Госгортехиздат, 1962.

Проскуряков Н. М. Применение передовых скважин большого диаметра для предотвращения внезапных выбросов. ЦНИИТЭИугля, ТЭУ, № 10, 1965.

Скочинский А. А. и др. Метан в угольных пластах. Углетехиздат, 1958.

Ходот В. В. Внезапные выбросы угля и газа. Госгортехиздат, 1961.

Щербань А. Н., Цырульников А. С. Газопроницаемость угольных пластов. Изд. АН УССР, 1958.