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

УДК 622.817

РАДИУС ВЛИЯНИЯ ОПЕРЕЖАЮЩИХ СКВАЖИН ПО ГАЗОДИНАМИЧЕСКОМУ ФАКТОРУ

Н. М. Проскуряков

После проведения в угольном пласте скважины в непосредственной близости от нее за счет перераспределения газового давления начинается фильтрация газа, заключенного в угле. При этом интенсивность перераспределения газового давления в зоне влияния скважины зависит от начального давления газа в пласте, его фильтрационно-сорбционных характеристик.

При строгом решении задачи о распределении газового давления в зоне влияния скважины необходимо учитывать изменение коэффициента пористости и фильтрации вблизи скважины за счет разгрузки пласта от горного давления. Решение этой задачи, предложенное А. Г. Горбачевым и С. В. Кузнецовым [1965], носит лишь теоретический характер, но не пригодно для практических расчетов. В. М. Добрынин [1965] показал, что при глубине 500—600 *м* изменение коэффициента фильтрации в зоне влияния скважин за счет разгрузки от горного давления незначительно.

Для определения безопасного, с точки зрения предотвращения внезапного выброса угля и газа, расстояния между опережающими скважинами необходимо для конкретных условий знать величину радиуса влияния скважин по газодинамическому фактору, т. е. расстояние от стенки скважины до точки в массиве, где давление газа в течение заданного промежутка времени снизится до безопасной величины. Для определения этого радиуса по газодинамическому фактору предложен ряд эмпирических зависимостей, которые на основании экспериментальных замеров устанавливают связь между диаметром скважины, начальным давлением газа в пласте и временем дренирования. Макеевский научно-исследовательский институт по безопасности работ в горной промышленности, например, за радиус влияния скважин по газовому фактору принимает расстояние, определенное в шахтных условиях в забое горной выработки, на котором за 24 *ч* давление газа снизится не менее, чем на 50% от первоначального значения [Бобров, 1961].

На основании исследований лаборатории внезапных выбросов ИГД им. А. А. Скочинского в Донбассе получена эмпирическая зависимость [Ходот, 1959]

$$r_t = d_{\text{скв}}(M_1 + N_1)\sqrt{\frac{tp_t}{p_0 - p_t}}, \qquad (1)$$

где r_t — радиус влияния скважины по газовому фактору, *м*; $d_{\text{скв}}$ — диаметр скважины, *м*; t — время дренирования, *ч*; p_0 — начальное давление газа в пласте, *ат*; p_t — давление газа в момент времени t; M_1 — коэффициент, учитывающий возникновение зоны дренирования за счет дегазации угля в процессе бурения скважины; N_1 — константа, характеризующая фильтрационные свойства угля.

Для определения коэффициентов M_1 и N_1 В. В. Ходот предлагает вблизи опережающей скважины пробурить два контрольных шпура, с помощью которых определить начальное пластовое давление газа p_0 и на определенном расстоянии от скважины зафиксировать величину падения газового давления.

Метод В. И. Потапова [1962] по своей сущности не отличается от метода В. В. Ходота. Он также основан на получении эмпирической зависимости на основании обработки данных замеров в шахтных условиях величин падения газового давления на разном расстоянии от скважины через определенные промежутки времени. Решение основного дифференциального уравнения этого метода, описывающего процесс неустановившейся радиальной фильтрации газа в угольном пласте к скважине, получено Б. Дженкинсом и Д. С. Арановским [1953] с помощью интегрального преобразования Лапласа. Для безразмерного понижения давления $\bar{p}$ оно дает изображение

$$L_{(\bar{p})} = \frac{K_0(\bar{r}\sqrt{s})}{sK_0(\sqrt{s})}, \tag{2}$$

$$\bar{p} = \frac{p_0 - p_{rt}}{p_0 - p_c}, \tag{3}$$

где p_c — давление газа в скважине, *ат*; p_{rt} — давление газа на расстоянии r от скважины в момент времени t, *ат*; $K_0(z)$ — функция Макдональда — модифицированная функция Бесселя нулевого порядка второго рода, значения ее табулированы.

Исходя из выражения (2), Б. Дженкинс и Д. Арановский в приложении к подземной гидродинамике по формуле Фурье — Мелина получили

$$\bar{p} = 1 - \frac{2}{\pi}\int_0^\infty e^{-u^2 f_0} \frac{G_{(u,\bar{r}u)}}{u\left[I_{0(u)}^2 + Y_{0(u)}^2\right]}\,du, \tag{4}$$

где

$$\bar{r} = \frac{r}{R_c}; \qquad f_0 = \frac{dt}{R_c^2}; \tag{5}$$

$I_{0(z)}$, $Y_{0(z)}$ — функции Бесселя соответственно первого и второго рода нулевого порядка; $R_{скв}$ — радиус скважины, *м*; t — время, *ч*; a — коэффициент, определяющий фильтрационно-сорбционные свойства угля, $м^2/ч$.

$$G_{(u,\bar{r}u)} = I_{0(u)}Y_{0(\bar{r}u)} - Y_{0(u)}I_{0(\bar{r}u)}. \tag{6}$$

Подставив выражение $G_{(u,\bar{r}u)}$ в равенство (6) в виде разложения функций Бесселя в окрестности нуля и затем полученный ряд в формулу (4), получаем

$$\bar{p} = 1 - \frac{4}{\pi^2}\ln\bar{r}\int_0^\infty e^{-u^2 f_0}\frac{du}{u\left[I_{0(u)}^2 + Y_{0(u)}^2\right]} -$$

$$-\frac{4}{\pi^2}\sum_{n=1}^{\infty}(-1)\,\mathrm{An}\int_0^\infty e^{-u^2 f_0}\frac{u^{2n-1}\,du}{I_{0(u)}^2 + Y_{0(u)}^2}. \tag{7}$$

Как видно из выражения (7), первый интеграл, стоящий в правой части, представляет собой значение безразмерного дебита Q, выражение которого можно получить согласно закону Дарси из равенства (2), а последующие интегралы, стоящие под знаком суммы, представляют собой последовательные производные по параметру f_0 от Q.

С учетом сказанного выражение (7) можно записать в виде

$$\bar{p} = 1 - Q\ln\bar{r} - \sum_1^\infty \mathrm{An}\,Q'^n. \tag{8}$$

Подсчеты показывают [Влюшин, Харин, 1962], что в широком диапазоне изменения времени и расстояния до скважины для получения результата с необходимой для практики точностью можно пренебречь всеми членами

под знаком суммы в правой части выражения (8). Тогда определим Q по более простой формуле Э. Б. Чекалюка [Щелкачев, 1959]

$$Q=\frac{1}{\ln\left(1+\sqrt{\pi f_0}\right)}.$$

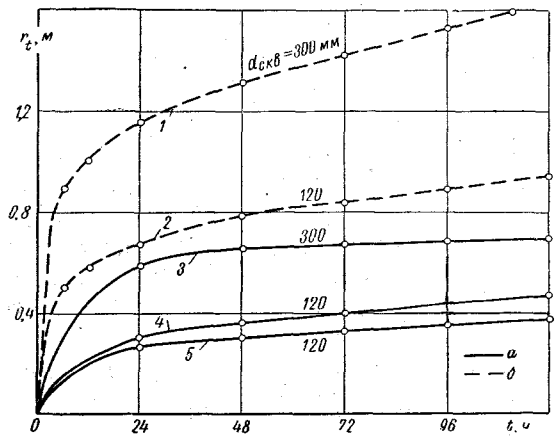
Выражение для безразмерного понижения давления запишется в виде

$$\bar{p}=1-\frac{\ln\frac{r_t}{R_c}}{\ln\left(1+\sqrt{\frac{\pi at}{R_c^2}}\right)}. \qquad (9)$$

Подставив в формулу (9) значение $\bar{p}$ из (3) и решив ее относительно r_t, получим

$$r_t=R_c\exp\left[\frac{p_{rt}}{p_0}\ln\left(1+\sqrt{\frac{\pi at}{R_c^2}}\right)\right], \qquad (10)$$

где r_t — радиус защитного влияния скважин по газодинамическому фактору, *м*; $p_{rt}=4\div5$ *ат*.



Изменение величины радиуса защитного влияния скважин по газодинамическому фактору для пластов Прасковиевского (*а*) и Мазурки *б* по:

1, 2, 3, 5 — расчетным данным по формуле (10); *4* — экспериментальным данным.

Как видно из приведенной таблицы, величина радиуса защитного влияния r_t скважины по газодинамическому фактору, определенная по различным методикам для одних и тех же условий, сильно отличается друг от друга и изменяется для различных пластов от 0,30 до 2,55 *м*. Величина r_t, полученная замерами давления газа в шахтных условиях на разном расстоянии от скважины, несколько завышена (см. рисунок). При $t=96$ *ч* разность величин r_t, рассчитанных по формуле (10) и замеренных в шахтах

Сравнительный расчет величины радиуса защитного влияния скважин по газодинамическому фактору

Шахта	Пласт	$d_{скв}$, *мм*	p_0, *ат*	λ, *мд*	r_t, *м*				
					по Ходоту	по МакНИИ	по Потапову		по формуле (10) *
							расчетный	экспериментальный	
5/6 им. М. И. Калинина	«Ливенский»	120	12	0,60	0,30	—	0,43	0,45	0,35
		300	12	0,60	0,86	1,20	—	—	0,69
7/8 им. М. И. Калинина	«Прасковиевский»	120	14	0,50	—	0,45	0,40	0,25	0,29
		300	14	0,50	—	—	0,50	0,43	0,60
8а «Юный Коммунар»	«Двойной»	120	16,5	—	—	1,90	2,30	2,55	—
	«Толстый»	120	12	—	—	0,50	0,74	0,62	—
		300	12	—	—	0,65	0,78	1,09	—
Им. Дзержинского	«Дерезовка»	120	30	0,40	—	0,40	0,41	0,25	0,19
Им. К. Маркса	«Мазурка»	120	9	6,50	—	—	—	—	0,78
		300	9	6,50	—	—	—	—	1,35
«Юный Коммунар»	«Тонкий»	120	15	1,70	—	0,50	—	—	0,36
		300	15	1,70	—	—	—	—	0,74

* Значения r_t получены для $t=48$ *ч* и $p_{rt}=4$ *ат*, значения p_0 приняты по В. И. Боброву [1961], λ — по А. Н. Щербаню, А. С. Цырульникову [1958].

для скважины диаметром 120 *мм* составляет 0,1 *м*, что объясняется заниженными значениями давлений газа. Давление определено в шпурах на разном расстоянии от скважины вследствие утечек газа из-за несовершенства их герметизации.

В то же время наибольший рост величины r_t отмечается в первые 48 *ч*, затем интенсивность роста понижается. Так, при $t = 48$ *ч* радиус защитного влияния скважин диаметром 120 и 300 *мм* для рассматриваемого пласта составлял 0,79 и 1,33 *м*, а при $t = 96$ *ч* соответственно 0,89 и 1,51 *м*.

ЛИТЕРАТУРА

Бобров В. И. Способы безопасного проведения подготовительных выработок на пластах, опасных по выбросам. Госгортехиздат, 1961.

Влюшин В. Е., Харин О. Н. Вывод простых приближенных формул, характеризующих работу укрупненной скважины после ее пуска с постоянным забойным давлением. Изв. вузов, Нефть и газ, № 8, 1962.

Горбачев А. Г., Кузнецов С. В. К вопросу о дегазации угольных пластов. Физ.-техн. пробл. разработки полезн. ископ., № 6, 1965.

Добрынин В. М. Физические свойства нефтегазовых коллекторов в глубоких скважинах. Недра, 1965.

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

Ходот В. В. Расчет параметров опережающих скважин для предупреждения внезапных выбросов. В сб. Пробл. рудн. аэрологии. Госгортехиздат, 1959.

Щелкачев В. Н. Разработка нефтеводоносных горизонтов при упругом режиме. Гостоптехиздат, 1959.

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

Jenkins B. R., Aronofsky I. S. J. Appl. mech., vol. 20, № 2, 1953.