

ГЕОМЕХАНИКА

УДК 622.831.322.001

Г.А. Беспятов

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ДИССИПАТИВНОЙ СТРУКТУРЫ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Под действием потоков вещества и энергии в некоторых угольных пластах формируются диссипативные структуры или выбросоопасные зоны. В Кузбассе было выявлено свыше 200 таких зон при вскрытии и пересечении 13 угольных пластов полевыми выработками и более 600 выбросоопасных зон выявлено текущим прогнозом при проведении подготовительных выработок по 27 угольным пластам (табл. 1) [3].

Определение выбросоопасных зон производится бурением разведочных скважин. Считается, что выбросоопасная зона обнаружена, если ее подсекли две или более скважин с вероятностью

не менее 50%. В табл. 2 приведены вероятности подсекания газодинамических зон двумя или более скважинами существующей сети геологоразведочных скважин для некоторых выбросоопасных шахт [3].

Анализ результатов табл. 2 показывают, что на шахтах “Северная” и “Ноградская” газодинамические зоны размерами 1250 × 125 подсекаются двумя и более скважинами с вероятностью 0,53, а зоны на шахтах “Анжерская” и “Чертинская” – двумя и более скважинами с вероятностью 0,07, т.е. практически не подсекаются.

Выявлением выбросоопасных зон занимается

Таблица 1. Газодинамическая активность на разрабатываемых шахтами месторождений Кузбасса

Месторождения	Количество				
	Внезапных выбросов угля и газа	Внезапных высыпаний (обрушений)	Выбросоопасных зон при прогнозе	Шахтопластов	Шахт
1	2	3	4	5	6
Анжерское	4	12	21	5	2
Березовско-Бирюлинское	16	6	43	6	3
Кемеровское	112	10	349	12	3
Чертинское	3	9	55	7	3
Киселевское	2	6	6	8	4
Прокопьевское	38	41	280	45	10
Ариличевское	8	6	48	7	2
Байдаевская	2	15	6	8	5
Осиновская	3	21	23	8	2
Томское	0	3	-	2	1
Ольжерасское	1	5	4	2	2
Кузбасс	189	134	835	110	37

Таблица 2. Вероятность подсекания газодинамических зон существующей сетью геологоразведочных скважин

Шахта	Размеры зон (м)	Расстояние (м)		Вероятности (p)
		d'	h'	
“Северная”	1250 x 125	600	120	0,53
“Ноградская”	1250 x 125	600	120	0,53
“Березовская”	500 x 100	250	100	0,55
“Бирюлинская”	500 x 100	250	100	0,55
“Анжерская”	250 x 75	250	100	0,07
“Чертинская”	250 x 75	250	100	0,07

сейсморазведка. Но и ее эффективность не превышает 70% [2].

Причиной этого является недостаточная теоретическая изученность структуры волнового поля в угольном массиве, использование Гуковской модели и перенесения опытных данных, полученных лабораторным путем на обширные участки угольных пластов [5]

Повысить надежность сейсмопрогноза можно за счет математической модели, учитывающей диссипацию упругой энергии во всем диапазоне сейсмических частот (50-150 Гц)

Наиболее близко к реальным условиям подходит математическая модель Кельвина-Фогта и Максвелла [1].

$$\rho \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = \mu \frac{\partial^3 u}{\partial y^2 \partial t} + \mu_1 \frac{\partial^3 u}{\partial x^2 \partial t} - \frac{\rho \mu}{\eta_1} \cdot \frac{\partial u}{\partial t} \quad (1)$$

где u – смещение, μ – модуль сдвига, ρ – плотность среды, μ_1 , η_1 – коэффициенты, учитывающие вязкое трение в среде.

В данной модели диссипативная функция характеризующая поглощение упругой энергии, равна:

$$\frac{1}{Q} = \frac{\mu_1 \omega}{\mu} + \frac{\eta_1}{\rho \omega} \quad (2)$$

где η_1 – вязкость флюида в порах

Отсюда следует, что высокие частоты поглощаются за счет первого слагаемого (зависимость Кельвина-Фогта), а низкие частоты – за счет второго слагаемого (зависимость Максвелла).

Из уравнения (1) можно найти квадрат волнового числа:

$$K^2 = \frac{\rho \omega^2}{\mu} \times \left[\frac{1 - \frac{\mu_1 \eta_1}{\rho \mu} - i \omega \left(\frac{\mu_1}{\mu} + \frac{\eta_1}{\rho \omega^2} \right)}{1 + \left(\omega \frac{\mu_1}{\mu} \right)^2} \right] \quad (3)$$

Вводя обозначения $\tau = \mu_1 / \mu$, $\theta = \rho / \eta_1$, сведем уравнение (3) к виду:

$$K^2 = \frac{\rho \omega^2}{\mu} \times \left[\frac{1 - \frac{\tau}{\theta} - i \omega \left(\tau + \frac{1}{\theta \omega^2} \right)}{1 + (\omega \tau)^2} \right] \quad (4)$$

Используем уравнения состояния твердой и жидкой фаз в массиве, которые имеют вид:

$$\sigma = (x + 2\mu) \varepsilon_1 - k_3 \varepsilon_2 \quad (5)$$

$$P_2 = -K_2 \cdot \varepsilon_2 \quad (6)$$

где $K_3 = K \cdot K_2 / K_1$, K_1 и K_2 – модули сжатия соответственно для твердого тела и жидкости в порах; ε_1 и ε_2 – деформация этих фаз; P_2 – гидростатическое давление в порах.

С учетом приведенных уравнений состояния можно записать уравнение (1) в виде двух волновых уравнений [2]:

$$\begin{aligned} \rho_3 \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} &= \mu \frac{\partial^2 u_1}{\partial x^2} + [(1 - K_{\Pi}) K_2 - K_3] \times \\ &\times \frac{\partial^2 u_2}{\partial x^2} + \frac{\nu K_{\Pi}}{K_{\Pi P}} \left(\frac{\partial u_2}{\partial t} - \frac{\partial u_1}{\partial t} \right) \quad (7) \\ \rho_4 \frac{\partial^2 u_2}{\partial t^2} &= - \frac{\nu K_{\Pi}}{K_{\Pi P}} \left(\frac{\partial u_2}{\partial t} - \frac{\partial u_1}{\partial t} \right), \quad (8) \end{aligned}$$

где K_{Π} , $K_{\Pi P}$ – коэффициенты пористости и проницаемости.

Введем обозначения:

$$\begin{aligned} \theta_1 &= \frac{\rho_3 \rho_4}{\rho} \cdot \frac{K_{\Pi P}}{K_{\Pi} \nu} \\ \tau_1 &= \rho_4 \frac{K_{\Pi P}}{K_{\Pi} \nu} \quad (9) \end{aligned}$$

Из уравнений (7) и (8) с учетом (9) так же определим квадрат волнового числа:

$$K^2 = \frac{\rho \omega^2}{\mu} \left[\frac{1 + i \omega \theta_1}{1 + \omega \tau_1} \right] \quad (10)$$

Сопоставляя (4) и (10), получим два параметра τ и θ_1 – характеризующие затухание волнового поля в массиве, причем τ характеризует затухание e при τ и θ_1 и высоких частотах, а θ при низких.

Найденные зависимости имеют важное практическое значение, т.к. используя их по сейсмоакустической информации можно получить коэффициенты пористости и проницаемости, которые обычно получают в лабораторных условиях достаточно трудоемко и весьма не точно. Релаксационные параметры τ и θ_1 и упруговязкие коэффициенты μ_1 и η_1 в лабораторных условиях вообще не определяются.

В качестве примера найдем интегрально-усредненные фильтрационные параметры по длине выбросоопасных зон.

При обычном сейсмоакустическом прозвучивании на частоте $\omega = 314 [C^{-1}]$ выбросоопасной зоны, имеющей плотность $\rho = 1300 [кг/м^3]$, плотность скелета $\rho_1 = 1500 [кг/м^3]$, плотность флюида в порах $\rho_2 = 1000 [кг/м^3]$ и $P = 0,3$, были получены следующие данные:

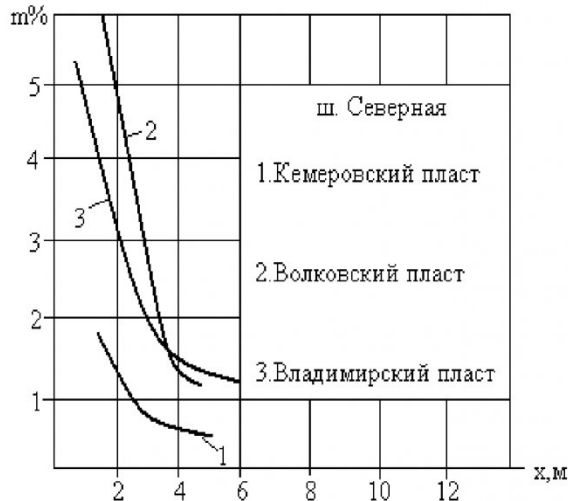


Рис.1 Изменение пористости угольных пластов в зоне влияния механической суффозии.

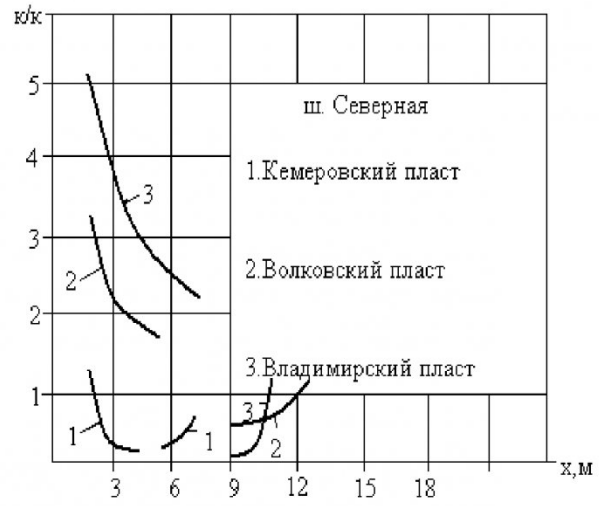


Рис. 2 Изменение газопроницаемости угольных пластов в зоне влияния механической суффозии.

1. Коэффициент Ламе

$$\mu = \rho C^2 = 1,3 \cdot 10^9 \text{ Па};$$

2. $\lambda = \rho C^2 - 2\mu = 1,6 \cdot 10^9 \text{ Па};$

3. Коэффициент пористости

$$K_{\Pi} = \frac{\rho_1 - \rho_2}{\rho_1 - \rho_2 \Pi} = 16,7\% ;$$

4. Время релаксации

$$\tau = \frac{\alpha C}{\omega^2} = 10^{-3} \text{ с} .$$

$$\theta = \frac{\rho / \rho_1}{\omega^2 \tau} = 1,0 \text{ с} ;$$

5. Уруго-вязкие коэффициенты

$$\mu_1 = \mu \tau = 1,3 \cdot 10^4 \text{ Па} \cdot \text{с} ;$$

$$\eta_1 = \rho / \theta = 1,2 \cdot 10^3 \text{ Па} \cdot \text{с} / \text{м}^2 ;$$

6. Коэффициент проницаемости

$$K_{\text{пр}} = \frac{v \tau}{\rho_3 \rho} = 3,4 \cdot 10^{-20} \text{ м}^2 .$$

Сравнивая полученные коэффициенты проницаемости в выбросоопасных зонах и в нетронутом массиве угля, можно сделать вывод о том, что проницаемость в выбросоопасной зоне в 10-40 раз ниже, чем в нетронутом массиве [4].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Knopoff L., Mac Donald F.* Attenuation of Small Amplitude, Stress Waves in Solids. *Reviews of Modern Physics*, Vol. 30. No4 (October 1958), P. 1178-1192
2. *Кондратьев О.К.*, Сейсмические войны в поглощенных средах. –М.: Недра, 1986.
3. *Кнуренко В.А., Рудаков В.А., и др.* Региональный прогноз выбросоопасности угольных пластов Кузбасса. - Кемерово 1997.
4. *Беспятов Г.А., Вылегжанин В.Н., Золотых С.С.* Синергетика выбросоопасной горной среды. - Новосибирск. Наука. Сибирская издательская фирма РАН. 1996. 190 с.
5. *Зельдович Я.Б., Райзер Ю.П.* Физика ударных волн высокотемпературных гидродинамических явлений. - М.: Наука, 1996

□ Автор статьи:

Беспятов
Геннадий Александрович
- докт. техн. наук, проф.
каф. математики КузГТУ
E.mail:
dr.bespiatov@yandex.ru