

УДК 622.831

ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ ОБЪЁМА МЕТАНА В АДСОРБИРОВАННОМ И ДЕСОРБИРОВАННОМ СОСТОЯНИЯХ

Шодиева Д. В. студент группы ФПс-191, VI курс

Научный руководитель: Сирота Д. Ю., к.т.н., доцент.

Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева
г. Кемерово

Аннотация. В заметке рассматриваются статистические оценки объёмов метаноносности нетронутых пластов в зависимости от глубины и внутреннего на основе анализа экспериментальных данных по различным месторождениям.

Обработка экспериментальных данных проводилась с помощью метода наименьших квадратов на базе бесплатного и открытого пакета OpenOffice в табличном процессоре Calc с помощью надстройки NPSolver.

Ключевые слова. Прогноз газодинамических явлений, десорбция газа, метаноносность, метод наименьших квадратов, функция Ленгмюра.

Введение.

Одним из природных факторов, неблагоприятно влияющих на эффективность деятельности угольных шахт, является высокая природная газоносность угольных пластов, которая обуславливает наиболее опасные проявления сил горного давления – внезапные выбросы угля и газа. Кроме того, оценка природной газоносности пластов может быть полезна как ориентир для добычи газа метана, как самостоятельного объекта горных работ.

В настоящее время ещё не представляется возможным учесть все факторы, которые влияют на весьма сложное распределение газа в угленосной толще. Технические средства и методы изучения газоносности при ведении геологоразведочных работ недостаточно совершенны. Поэтому прогнозные данные по газоносности угольных пластов, полученные в процессе геологоразведочных работ, должны уточняться в процессе строительства и эксплуатации шахты по мере получения новых материалов.

Зависимость метаноносности пласта от глубины залегания.

Следуя «Инструкции по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах» [1] отметим, что в большинстве случаев метаноносность угольных пластов нарастает с глубиной по кривой, которая имеет S-образную форму. Круто восходящая ветвь её в метановой зоне описывается уравнением типа Ленгмюра (гиперболой). Такой характер уравнения объясняется особенностями изотермы газо-

ёмкости углей, характером нарастания пластового давления газа с глубиной, близким к линейному, повышением с глубиной температуры, снижением пористости и естественной влажности.

Отметим так же, что такая зависимость не является единственно возможной и обусловлена теоретическими предположениями. Так, например, в диссертации Е. Н. Грибанова [2] (КузГТУ) была получена на основе анализа многочисленных экспериментальных данных фонда треста «Кузбассуглеразведка» мультипликативное уравнение линейно-экспоненциального вида.

Приведём табличные значения метаноносности, полученные различными авторами.

Таблица 1.

Данные разных авторов метаноносности в зависимости от глубины пласта

Автор 1, [2].			Автор 2, [3]			Автор 3, [4]		
№	h, м	Q, м ³ /т	№	h, м	Q, м ³ /т	№	h, м	Q, м ³ /т
1	173,2	8,4	1	220	0	1	40	0
2	174,6	8,6	2	180	2,75	2	-20	8
3	181,3	13,1	3	140	4,5	3	-120	8,5
4	202,7	7,9	4	100	5,75	4	-140	10
5	249,6	15,2	5	60	6,5	5	-200	13
6	260,6	11,6	6	20	9,5	6	-220	13,5
7	283,6	16,8	7	0	8	7	-380	16
8	316,6	17,3	8	-20	9,75	8	-420	13
9	346,0	18,4	9	-60	10,5	9	-500	17
10	416,8	19	10	-100	10,25	10	-520	16
11	417,2	19,8	11	-140	11,25	11	-540	19
12	418,2	20,1	12	-180	11,5	12	-580	23
13	511,1	20,6	13	-200	12	13	-640	18
14	525,1	20,9	14	-220	12,5	14	-800	16

Для получения теоретических кривых применим метод наименьших квадратов. Целевая функция будет иметь стандартный вид

$$F = \sum [Q_k - Q_k^T]^2 \rightarrow \min \quad (1).$$

В качестве теоретических функций метаноносности будем использовать две функции: $Q_1^T = a - \frac{b}{c-h}$ – из инструкции [1] и $Q_2^T = a \times h^b \times e^{c \times h}$ – Е.Н. Грибанова [2]. Поиск минимума целевой функции производился на базе открытого и бесплатного пакета OpenOffice в программе ОО Calc с помощью надстройки Solver.

Приведём итоговые функции для каждого из трёх авторов.

$$\text{Функция } Q_1^T = a - \frac{b}{c-h}.$$

$$\text{Автор 1. } Q_1^T = 27,01085 - \frac{3182,4887}{h}, R^2 = 0,871,$$

$$\text{Автор 2. } Q_1^T = 20,8442 - \frac{6507,1334}{530,3288 - h}, R^2 = 0,974,$$

$$\text{Автор 3. } Q_1^T = 24,9614 - \frac{6121,0727}{269,2032 - h}, R^2 = 0,765,$$

$$\text{Функция } Q_2^T = a \times h^b \times e^{c \times h}.$$

$$\text{Автор 1. } Q_2^T = 0,0353 \times h^{1,1375} \times e^{-0,0013 \times h}, R^2 = 0,989,$$

$$\text{Автор 2. } Q_2^T = 0,3949 \times h^{0,5691}, R^2 = 0,992,$$

$$\text{Автор 3. } Q_2^T = 1,5789 \times h^{0,3748}, R^2 = 0,852,$$

Зависимость объёма десорбированного газа от давления.

Одним из физических процессов, связанных с высвобождением метана из угольного вещества, является его десорбция с поверхности угольных частиц. Из многообразных причин, которые приводят к перемещению молекул метана из глубины угольных частиц к их поверхности является внешнее давление, обусловленной глубиной залегания пласта по известной формуле $P(z) = \gamma \times z$, где γ – удельный вес вещества, Н/м³; z – глубина залегания пласта, м³.

Зависимость же объёма десорбированного газа определяется либо экспериментально в лабораторных условиях, либо на основе каких-либо теоретических предположений.

В заметке [5] авторами на основе модели А. Т. Айруни была предложена теоретическая модель физического процесса десорбции газа. В основе описания лежит следующая модельная фрактальная структура угольного вещества. Основу угольного вещества составляют сорбционные частицы, их совокупность образует суперсорбционные частицы, которые окружены переходными порами и каналами; совокупность суперсорбционных частиц формирует фильтрационно-сорбционные частицы, которые так же окружены порами и каналами; совокупность же последних образует исследуемую частицу угольного вещества. При этом размеры первичных сорбционных частиц весьма мало – менее 1 мкм; а количество первичных микропор велико – 10^{18} 1/г.

Приведём необходимые теоретические формулы [5].

Изменение концентрации $C(r, t)$ подчинено уравнению диффузии в сферической системе координат:

$$\frac{\partial C(r, t)}{\partial t} = D \left[\frac{\partial^2 C(r, t)}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \frac{\partial C(r, t)}{\partial r} \right], \quad (2)$$

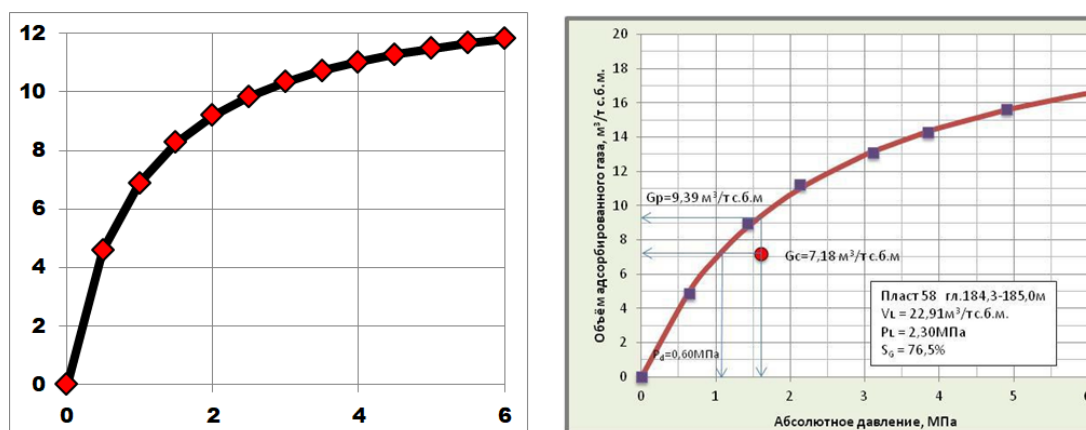
где $D = 4,32 \cdot 10^{-5}$ – коэффициент диффузии, м²/сут; начальные и граничные условия определяются общими выражениями $C(r,0) = \varphi(r)$, $C(R,t) = \psi(t)$ при этом должно выполняться условие $\varphi(R) = \psi(0)$. Далее будем использовать уравнение сорбции Ленгмюра $C(R,t) = abp(t)/[1 + ap(t)]$, где $a = 1,0$ 1/МПа, $b = 21,15$ мл/г [5].

Решение этого уравнения имеет вид $W(r,t) = r \cdot C(r,t)$, которое определяется численным способом по разностной схеме Кренка-Николсон. Детали решения приведены в заметке [5] и мы их здесь приводить не будем.

Количество газа, выделившееся из единицы объема угля в процессе десорбции будет определяться по формуле:

$$\Delta Q = \frac{3}{R^3} \int_0^R [C(r,0) - C(r,t)] \cdot r^2 dr, \quad (3)$$

Приведём графики теоретической и экспериментальной зависимости количества выделенного газа за один и тот же промежуток времени в зависимости от начального давления, которое будет меняться в диапазоне: [0; 6] МПа.



– Рисунок 1.

Зависимость десорбированного метана от давления.

Можно заметить качественное подобие приведённых графиков. Заметим, что теоретический график существенным образом зависит от параметров функции Ленгмюра. С другой стороны указанное подобие допускает возможность поиска параметров, как решение обратной задачи.

Статистическая обработка экспериментальных данных (второй график) также основана на методе наименьших квадратов. В качестве теоретической кривой возьмём функцию Ленгмюра, параметры которой, однако, будут отличаться от указанной выше: $Q(p) = a \times p / [b + p]$. Используя, как и выше надстройку Solver пакета OoCalc, найдём значения коэффициентов: $Q(p) = 21,437 \times p / [1,979 + p]$.

Выводы

1) Для использования функции Е. Н. Грибанова необходимо, чтобы её абсциссы были неотрицательными. Поэтому предварительно необходимо исходные значения глубин преобразовать к положительным значениям, выбрав подходящую точку отсчёта в качестве начала координат.

2) Недостаток функции Е. Н. Грибанова заключается в том, что её предельное значение существенно зависит от коэффициентов функции. Так, если $b, c > 0$, то предел $\lim_{h \rightarrow \infty} Q_2 = \infty$; если $b > 0, c < 0$, то предел $\lim_{h \rightarrow \infty} Q_2 = 0$; если $b < 0, c > 0$, то предел $\lim_{h \rightarrow \infty} Q_2 = \infty$; $b, c < 0$, то предел $\lim_{h \rightarrow \infty} Q_2 = 0$.

Все четыре варианта являются физически невозможными, так как в любом случае существует глубина, где объём метана достигает своего максимума.

3) Качественное подобие теоретических и экспериментальных кривых десорбции газа позволяют поставить обратную задачу по поиску параметров кривой Ленгмюра.

Список литературы

1. Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах. М., 1977, 95 с.
2. Грибанов, Е. Н. Совершенствование метода прогноза метаноносности угольных пластов для обеспечения безопасных условий труда в шахтах: дисс. на соиск. учен. степени к.т.н: (05.26.03 науч. рук. В. А. Колмаков; ГОУ ВПО КузГТУ) Кемерово: Издательство КузГТУ, 2004, – 130 с.
3. Шатилова Г. А. Геологический отчет с подсчетом запасов угля по участкам «Нижние горизонты шахты «Котинская», «Поле шахты «Котинская», «Шахта №7» Соколовского каменноугольного месторождения в Ерунаковском геолого-экономическом районе Кузбасса (обобщение геологоразведочных и эксплуатационных работ по состоянию на 01.01.2013), Елань, 2013, №26324.
4. Скуридина С. Н., Алексеенко А.С. Отчет по результатам геологического изучения недр (поисковые и оценочные работы) участка Котинский Западный Соколовского каменноугольного месторождения (КЕМ 01938 ТР) и ТЭО «временных» кондиций, Кемерово, 2017г.
5. Сирота Д.Ю., Кошкин А.С. Прогноз выбросоопасности призабойной части пласта по величине газовыделения / В сборнике: Россия молодая. Сборник материалов XVI Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. Редколлегия: К.С. Костиков (отв. ред.) [и др.]. Кемерово, 2024. С. 10904.1-10904.6.