

ГЕОМЕХАНИКА

УДК 517.95 + 622.279.34

ОЦЕНКА ГАЗОКИНЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК УГОЛЬНОГО ПЛАСТА ПО ДАННЫМ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ В ГЕРМЕТИЧНОЙ ЕМКОСТИ С БУРОВЫМ ШТЫБОМ

Л. А. Назарова¹, Л. А. Назаров¹, Р. И. Родин²

¹Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН,

E-mail: larisa.a.nazarova@mail.ru, Красный проспект, 54, 630091, г. Новосибирск, Россия

²Федеральный исследовательский центр угля и углехимии СО РАН,

Ленинградский проспект, 10, 650000, г. Кемерово, Россия

Теоретически обоснован и с использованием данных натурных измерений апробирован метод определения газокинетических характеристик угольного пласта: газоносности, коэффициентов диффузии, массообмена и скорости десорбции, что необходимо при разработке технологий выемки залежей угля и утилизации метана. Метод основан на решении обратной задачи в рамках нелинейной модели эмиссии газа из частицы, помещенной в изолированную емкость, по изменению во времени термодинамических параметров (давления и температуры) в герметичной емкости с буровым штыбом. Анализ модели показал, что отношение концентраций метана в емкости в различные моменты времени не зависит от газоносности. Это дает возможность разработать и численно реализовать двухэтапный алгоритм: сначала из решения обратной коэффициентной задачи определяются коэффициенты диффузии, массообмена и скорости десорбции, затем с минимизацией специальным образом построенного функционала — газоносность. Натурные данные получены с использованием штыба при бурении шпура на одной из действующих шахт Кузбасса посредством измерения давления и температуры в пяти емкостях в течение 10 сут. Их интерпретация позволила оценить остаточное содержание метана на исследуемом участке пласта — 4 кг/м³.

Угольный пласт, натурный эксперимент, термобарическая колба, газоносность, коэффициенты диффузии, десорбции и массообмена, давление, температура, обратная задача

DOI: 10.15372/FTPRPI20240601

EDN: UBXAXN

Геомеханическое обоснование технологий выемки месторождений угля и разработка схем дегазации обрабатываемых участков [1, 2], извлечение и промышленная утилизация шахтного метана [3, 4], уменьшение риска газодинамических явлений (внезапных выбросов горной поро-

Разработка методов интерпретации данных и оценка газокинетических параметров пластов выполнена в рамках проекта НИР ИГД СО РАН (№ 124020700085-5), натурные эксперименты проводились по проекту НИР ФИЦ УУХ СО РАН (№ 124041100071-9).

ды и газа) [5, 6] — для решения этих и многих других проблем угледобычи необходима достоверная информация о газокинетических характеристиках угольной залежи [7, 8]. С целью определения последних предложены прямые [9, 10] и косвенные [11] методы, которые, как правило, сводятся лишь к оценке газоносности и/или количества сорбированного метана [12–14]. Основная причина этого — интерпретация результатов лабораторных и натурных измерений проводится в рамках простейших моделей эмиссии газа [8] или с использованием эмпирических соотношений [15, 16]. Между тем экспериментальные данные зачастую содержат гораздо больше информации о газокинетических и фильтрационно-емкостных свойствах угольного пласта, “извлечь” которую можно посредством формулировки и решения соответствующей обратной задачи в рамках модели, описывающей процессы миграции метана в частицах угля [17] или массопереноса в углепородном массиве [18].

В [19] в рамках модели эмиссии газа из скопления угля в замкнутом пространстве [20] сформулирована и на основе синтетических данных исследована на разрешимость обратная задача определения газокинетических характеристик углеметановых пластов. В [21] найдено аналитическое решение этой задачи при ряде упрощающих предположений (процесс изотермический, потери газа не учитываются, коэффициент массообмена оценивается *a priori*). В настоящей работе все указанные ограничения сняты и с использованием реальных данных численно решена обратная задача количественной оценки остаточной газоносности и других газокинетических параметров одного из угольных пластов шахты “Березовская” АО “Угольная компания Северный Кузбасс”.

ПРОЦЕДУРА ОТБОРА ПРОБ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗМЕРЕНИЙ

Для отбора проб выбиралась свежесобранная угольным комбайном поверхность пласта, на глубину 5 м бурился шпур и очищался от штыба. После этого бурение возобновлялось (момент времени $t=0$), под устье шпура последовательно подставлялись пять термобарических колб (ТК), которые заполнялись штыбом и герметизировались при $t=t_0$. Конструкция, принцип действия и характеристики системы измерения ТК описаны в [22]. Затем колбы перевозились в лабораторию и помещались в термостат. В каждой колбе в непрерывном режиме измерялись давление $P(t)$ и температура $T(t)$, причем в моменты времени $t=t_1$ и $t=t_2$ колбы открывались (давление в них снижалось до атмосферного p_a) и сразу закрывались. Общая длительность эксперимента составляла около 11 сут. По окончании измерений у каждой пробы определялись масса m_s и объем v_s (при насыпной плотности 1.4 г/см^3), ситовым анализом устанавливался гранулометрический состав, а также d_k, f_k — средний диаметр и относительное содержание частиц k -й фракции. Средний диаметр частиц по фракциям составил, мм: 1-я — 0.13; 2-я — 0.40; 3-я — 0.78; 4-я — 1.5; 5-я — 2.5; 6-я — 4.

В табл. 1 и 2 представлены результаты исследований.

ТАБЛИЦА 1. Гранулометрический состав проб угля в ТК, дол. ед.

Номер ТК	Фракция					
	1-я	2-я	3-я	4-я	5-я	6-я
1	0.26	0.14	0.16	0.28	0.11	0.05
2	0.30	0.16	0.18	0.26	0.08	0.02
3	0.38	0.18	0.19	0.20	0.03	0.02
4	0.32	0.18	0.18	0.22	0.07	0.03
5	0.28	0.12	0.14	0.23	0.13	0.10

ТАБЛИЦА 2. Параметры режима испытаний и массовые характеристики проб угля

Номер ТК	t_0 , с	t_1 , сут	t_2 , сут	m_s , г	v_s , см ³	v_s/v_c
1	60	1.747	4.643	361	258	0.384
2	70	1.597	4.493	288	206	0.307
3	85	1.751	4.646	296	211	0.314
4	90	1.747	4.636	363	259	0.385
5	125	1.746	4.639	353	252	0.375

Примечание. Объем ТК — $v_c = 672$ см³.

На рис. 1 в качестве примера показаны фрагменты $P(t)$ и $T(t)$, зарегистрированные в ТК № 1. Заметим, что температура в процессе измерения менялась от 13.5 до 27 °С.

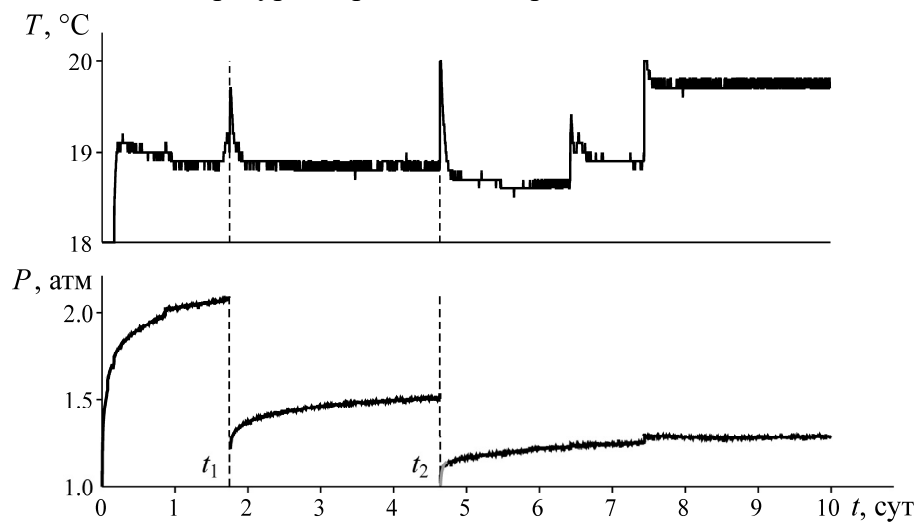


Рис. 1. Результаты измерения температуры и давления в ТК № 1

МОДЕЛЬ ЭМИССИИ ГАЗА ИЗ ПРОБЫ УГЛЯ В ГЕРМЕТИЧНОЙ ЕМКОСТИ

Система, описывающая выделение газа из частицы, включает:

— закон сохранения массы

$$C_{,t} + \nabla \vec{q} = F(S, C), \quad (1)$$

— закон Фика

$$\vec{q} = -D \nabla C, \quad (2)$$

— уравнение кинетики десорбции

$$S_{,t} = F(S, C), \quad (3)$$

где C и S — концентрации свободного и сорбированного газа; $\vec{q}$ — плотность потока; D — коэффициент диффузии; $F(S, C) = \lambda(C - S)$ — эмпирическая функция скорости десорбции газа [20].

Заменим частицу k -й фракции соразмерным эллипсоидом с полуосями a_x , a_y и a_z — независимыми случайными величинами, равномерно распределенными на отрезке $[0, 0.5d_k]$. Ее объем V_k равен математическому ожиданию

$$V_k = M \left(\frac{4}{3} \pi a_x a_y a_z \right) = \frac{\pi d_k^3}{48},$$

а число таких частиц — $n_k = f_k v_s / V_k$.

Пусть частица угля находится в изолированной емкости, занимая некоторую область G , тогда поток на ее границе ∂G пропорционален разности концентрации газа (метана) в емкости $C_0(t)$ и на поверхности частицы:

$$D \nabla C \cdot \vec{n} = \beta (C_0 - C), \quad (4)$$

где β — коэффициент массообмена; $\vec{n}$ — нормаль к ∂G . Если в некоторый момент $t = t_*$ концентрация $C = C_0$, то при $t > t_*$ эмиссия газа из частицы прекращается, поэтому со временем давление в емкости стабилизируется.

Сформулируем следующие начальные условия:

$$S|_{t=t_0} = B, \quad C|_{t=t_0} = 0, \quad (5)$$

B — количество сорбированного газа в частице при герметизации ТК. Второе равенство в (5) означает, что потери метана при $t < t_0$ незначительны.

Далее вместо частицы будем рассматривать эквивалентный шар радиуса $r_k = 0.25 d_k$, тогда система (1)–(5) обладает сферической симметрией (все функции зависят только от времени и радиуса r) и для каждой фракции k может быть сведена к начально-краевой задаче:

$$c_{,t} = D \left(c_{,rr} + \frac{2c_{,r}}{r} \right) + s_{,t}, \quad (6)$$

$$s_{,t} = \lambda (c - s), \quad (7)$$

$$Dc_{,r}(r_k, t) = \beta [c_0(t) - c(r_k, t)], \quad (8)$$

$$c_{,r}(0, t) = 0, \quad (9)$$

$$s(r, t_0) = 1, \quad c(r, t_0) = 0. \quad (10)$$

Здесь введены безразмерные функции $c_0(t) = C_0(t) / B$, $s(r, t) = S(r, t) / B$ и $c(r, t) = C(r, t) / B$. Условие (9) означает отсутствие потока в центре частицы.

Обыкновенное дифференциальное уравнение (7) с начальным условием (10) имеет аналитическое решение

$$s(r, t) = e^{-\lambda(t-t_0)} + \lambda \int_{t_0}^t e^{-\lambda(\tau-t_0)} c(r, \tau) d\tau,$$

а оставшаяся система (6), (8) и (9) реализована численно с применением неявной конечно-разностной схемы второго порядка точности [23].

Найдем зависимость давления $P(t)$ в емкости от количества метана, высвободившегося из пробы угля. По закону Менделеева–Клапейрона

$$\frac{P(t)w}{T(t)} = \frac{p_a[w + w_s(t)]}{T_a}, \quad (11)$$

где $w = v_c - v_s$ — объем свободного пространства в ТК после помещения в нее пробы, $w_s(t) = m(t) / \rho_a$, m и w_s — масса и объем выделившегося газа, $\rho_a = 0.656 \text{ кг/м}^3$ — плотность метана при $T_a = 25^\circ\text{C}$ (температура, при которой проводился анализ проб). Поскольку

$$m(t) = 4\pi BD \sum_k n_k r_k^2 \int_{t_0}^t c_{,r}(r_k, \tau) d\tau \quad (\text{суммирование ведется по всем фракциям}) \quad \text{и} \quad C_0(t) = m(t) / w,$$

то из (11) следует

$$P(t) = \frac{p_a T(t) \left[1 + \frac{B C_0(t)}{\rho_a} \right]}{T_a}. \quad (12)$$

Соотношение (12) использовалось для интерпретации данных измерений давления и температуры в наборе ТК.

ОЦЕНКА ПОТЕРЬ ГАЗА НА НАЧАЛЬНОМ ЭТАПЕ ЭКСПЕРИМЕНТА

Количество и скорость выделяющегося из частицы газа существенно зависят от ее размеров. На рис. 2 показано изменение во времени относительного содержания метана в частицах (цифры у линий соответствуют номеру фракции в табл. 1), рассчитанное для гранулометрического состава ТК № 1 при следующих значениях газокинетических параметров угля: $D = 5 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2/\text{с}$, $\beta = 5 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}$, $\lambda = 3 \cdot 10^{-4} \text{ 1/с}$.

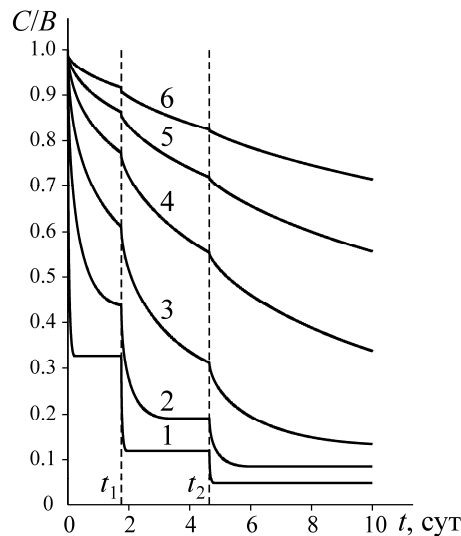


Рис. 2. Изменение содержания метана в частицах различных фракций в процессе эксперимента

Газовыделение из крупных фракций продолжается в течение всего эксперимента, причем в частицах с $d_k > 2 \text{ мм}$ остается более половины изначально содержащегося в них газа. Частицы же самой мелкой фракции в первые 5–10 мин после герметизации ТК теряют большую часть газа, эмиссия быстро прекращается вследствие повышения его концентрации в ТК. Для более точного определения начального газосодержания в пласте необходимо оценить потери газа на начальном этапе эксперимента при $t < t_0$.

Из (12) можно найти концентрацию метана в ТК по зарегистрированным давлению $P(t)$ и температуре $T(t)$:

$$C_0(t) = \rho_a \left(\frac{P(t)T_a}{p_a T(t)} - 1 \right). \quad (13)$$

На рис. 3 серыми линиями показана рассчитанная по (13) концентрация газа в ТК № 1 и ТК № 5 (линии 1 и 5 соответственно), черными точками отмечены моменты времени t_0 .

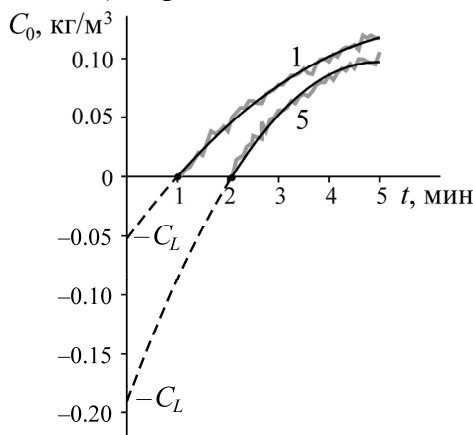


Рис. 3. Оценка потерь газа C_L при $t < t_0$ на основе экстраполяции данных эксперимента

Аппроксимируем $C_0(t)$ на промежутке времени от t_0 до 5 мин функцией

$$\tilde{C}_0(t) = A \left(\frac{t}{t_0} - 1 \right) - B \left(\frac{t}{t_0} - 1 \right)^2,$$

где интерполяционные коэффициенты A и B находились методом наименьших квадратов. В табл. 3 приведены значения A и B для всех ТК. Сплошные линии на рис. 3 — графики $\tilde{C}_0(t)$, которые с хорошей точностью описывают реальные данные: коэффициент вариации ν не превышает 10 %. Для отыскания потерь газа C_L при $t < t_0$ выполним экстраполяцию (штриховые линии на рис. 3), тогда $C_L = -\tilde{C}_0(0)$ (последняя колонка табл. 3). Как и следовало ожидать, с увеличением t_0 потери газа возрастают, но C_L несравнимо меньше начального газосодержания B .

ТАБЛИЦА 3. Коэффициенты интерполяционного полинома $\tilde{C}_0(t)$ и расчетные значения потерь газа C_L на начальном этапе эксперимента

Номер ТК	t_0 , с	A , кг/м³	B , кг/м³	ν , %	C_L , кг/м³
1	60	0.0477	0.0046	4.8	0.052
2	70	0.0494	0.0056	5.8	0.055
3	85	0.0942	0.0160	4.7	0.110
4	90	0.1024	0.0266	9.2	0.129
5	125	0.1403	0.0507	8.4	0.191

ОБРАТНАЯ ЗАДАЧА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОКИНЕТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

Модель (6)–(10) содержит четыре газокинетических параметра: начальное газосодержание B , коэффициенты диффузии D , десорбции λ и массообмена β , которые необходимо определить по давлению и температуре в ТК на основе решения соответствующей обратной задачи.

Из (12) следует, что функция

$$Q(t, \tau) = \frac{c_0(t)}{c_0(t-\tau)} = \frac{T_a P(t) - p_a T(t)}{T_a P(t-\tau) - p_a T(t-\tau)} \quad (14)$$

для любых τ не зависит от B , поэтому введем целевую функцию

$$\Psi(D, \beta, \lambda) = \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} \left[1 - \frac{Q_*(t, t_1 - t_0)}{Q(t, t_1 - t_0, D, \beta, \lambda)} \right]^2 dt,$$

где $Q(t, \tau, D, \beta, \lambda)$ вычисляется по (14) из решения (6)–(10) при некоторых значениях D, β и λ , а функция

$$Q_*(t, t_1 - t_0) = \frac{T_a P_*(t) - p_a T_*(t)}{T_a P_*(t - t_1 + t_0) - p_a T_*(t - t_1 + t_0)} \quad (15)$$

рассчитывается по зарегистрированным $P_*(t)$ и $T_*(t)$. Точка минимума Ψ — искомое решение обратной задачи $(D_*, \beta_*, \lambda_*)$.

Анализ целевой функции показал, что для любого сечения $\beta = \beta_0$ функция $\psi(D, \lambda) = \Psi(D, \beta_0, \lambda)$ имеет единственный минимум (D_*, λ_*) , который практически не меняется при вариации β_0 в диапазоне от 0.001 до 0.3 м/с. На рис. 4а приведены изолинии ψ при $\beta_0 = 0.002$ м/с, построенные по данным для ТК № 2. Теперь при известных D_* и λ_* можно найти значение β_* . На рис. 4б представлены линии уровня целевой функции при $D = D_*$, которые показывают диапазон изменения коэффициента массообмена от 0.0054 до 0.0066 м/с, поэтому принято $\beta_* = 0.006$ м/с.

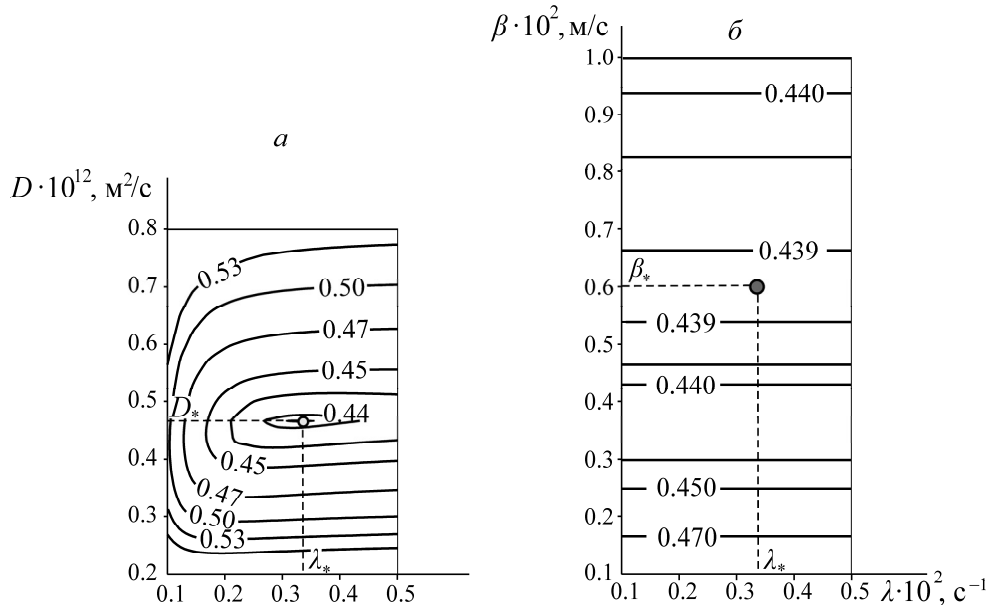


Рис. 4. Изолинии целевой функции $\Psi(D, \beta, \lambda)$ в сечениях: $\beta = 0.002$ м/с (а); $D = D_*$ (б)

На рис. 5 показана зависимость $Q_*(t, t_1 - t_0)$, вычисленная согласно (15) по экспериментальным данным (темные линии), и результаты расчетов (кривые серым цветом) при найденных значениях коэффициентов D, β и λ : относительная среднеквадратичная ошибка не превышала 10 % для каждой ТК.

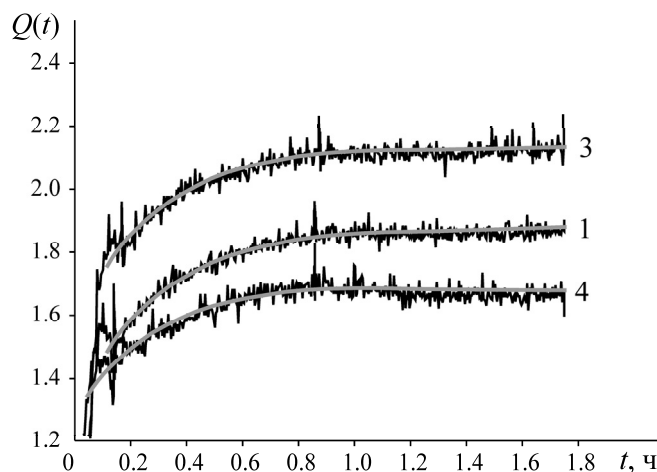


Рис. 5. Сравнение экспериментальных данных и результатов расчетов при решении обратной задачи определения газокинетических параметров D, β и λ , цифры у линий — номер ТК

Газоносность B определим из условия

$$J[C_0^* - Bc_0^*, C_0^* - Bc_0^*] \rightarrow \min,$$

где

$$J[f, g] = \int_{t_0}^{t_1} f(\tau)g(\tau)d\tau,$$

$C_0^*(t)$ вычисляется в соответствии с (13) по зарегистрированным в ТК давлению $P_*(t)$ и температуре $T_*(t)$, $c_0^*(t)$ — из решения системы (6)–(10) при найденных $D = D_*$, $\beta = \beta_*$ и $\lambda = \lambda_*$, тогда

$$B_* = \frac{J[C_0^*, c_0^*]}{J[c_0^*, c_0^*]}.$$

Описанная процедура определения газокинетических параметров реализована для данных в пяти ТК, результаты сведены в табл. 4.

ТАБЛИЦА 4. Газокинетические параметры, найденные при решении обратной задачи

Номер ТК	D_* , мкм ² /с	$\beta_* \cdot 10^2$, м/с	$\lambda_* \cdot 10^2$, 1/с	B_* , кг/м ³	$B_* + C_L$, кг/м ³
1	0.270	0.48	0.271	3.88	3.93
2	0.462	0.60	0.339	4.12	4.18
3	0.481	0.71	0.185	3.79	3.90
4	0.471	0.32	0.270	3.75	3.88
5	0.321	0.54	0.212	3.82	4.01
Среднее	0.401	0.53	0.255	3.87	3.98

На рис. 6 темными линиями показаны распределения давления, зарегистрированные в ТК, серыми — результат расчетов по модели (1)–(5) при найденных значениях газокинетических параметров (табл. 4); цифры у линий — номер ТК. Можно видеть, что модель и предложенный

метод оценки ее параметров позволяет с хорошей точностью описывать данные экспериментов. Для инверсии использовалась информация, зарегистрированная на промежутках времени $[t_0, t_1]$ и $[t_1, t_2]$, тем не менее отмечается хорошая сходимость измеренных данных и расчетных результатов при $t > t_2$.

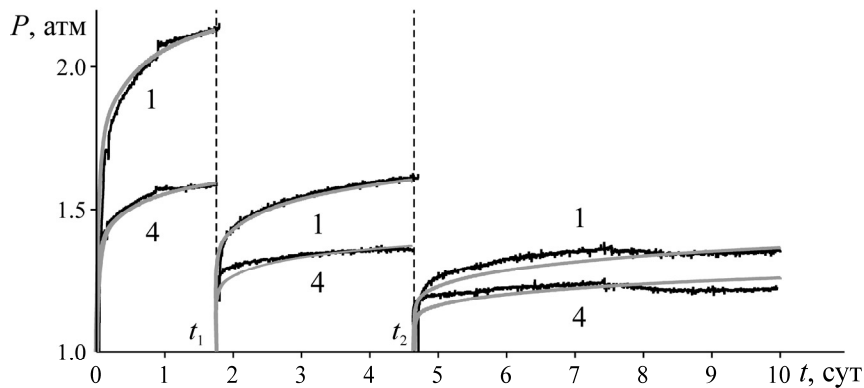


Рис. 6. Сравнение измеренных и расчетных давлений в ТК

Наилучшим образом определяется остаточное содержание метана в пласте (отклонение от среднего по пяти ТК не превышает 5 %). Самый большой разброс оказался у коэффициента массообмена β (до 40 %), однако при решении обратной задачи его величина незначительно влияет на остальные искомые параметры модели.

Представляется, что есть две основные причины разброса результатов:

- недостаточно детальное определение состава мелких фракций при ситовом анализе;
- при инверсии экспериментальных данных коэффициенты D , β и λ считались постоянными, между тем они могут изменяться во времени. Например, в [24] в лабораторных условиях показано, что λ в первые 1–2 мин после начала десорбции резко уменьшается, а затем остается практически неизменной.

ВЫВОДЫ

Разработан и с использованием данных натурных измерений реализован экспериментально-теоретический подход, позволяющий посредством решения обратной задачи в рамках модели эмиссии газа из помещенной в герметичную емкость пробы угля провести количественную оценку газокинетических параметров угольного пласта. Входные данные: зарегистрированное давление газа и температура в автономном измерительном устройстве (заполненная буровым штыбом термобарическая колба — ТК), а также установленный апостериорно фракционный состав пробы. Показана разрешимость сформулированной обратной задачи, получены экспериментальные данные в пяти ТК и проведена их инверсия. Установлено, что остаточное содержание метана определяется наиболее точно и на исследуемом участке составляет 4 кг/м^3 . Разброс значений коэффициентов диффузии, массообмена и скорости десорбции составляет от 15 до 40 % и обусловлен недостаточно точным определением гранулометрического состава, в основном мелких фракций.

Дальнейшие исследования будут развиваться в трех направлениях:

- накопление статистического материала;
- более детальное определение гранулометрического состава проб угля;
- анализ концентрации метана при выпуске газа из ТК.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Galvin J. M.** Ground engineering — principles and practices for underground coal mining, Springer Cham., 2016. — 684 p.
2. **Seidle J.** Foundations of coalbed methane reservoir engineering, PennWell Books, 2011. — 416 p.
3. **Thakur P.** Advanced reservoir and production engineering for coal bed methane, Houston, Gulf Prof. Publ., 2016. — 404 p.
4. **Mishra A. and Govindarajan S. K.** Methane gas production from a coal bed methane reservoir: An overview, J. Oil, Gas and Coal Eng., 2020, Vol. 5, No. 1. — P. 039–046.
5. **Lama R. and Saghafi A.** Overview of gas outbursts and unusual emissions, Underground Coal Operators' Conference, 2002. — P. 196.
6. **Dennis J. B.** Review of coal and gas outburst in Australian underground coal mines, Int. J. Min. Sci. and Technol., 2019, Vol. 29. — P. 815–824.
7. **Close J. C. and Erwin T. M.** Significance and determination of gas content data as related to coal-bed methane reservoir evaluation and production application: University of Alabama, Tuscaloosa, Proc. Coal-bed Methane Symposium, 1989. — P. 37–54.
8. **Забурдяев В. С., Малинникова О. Н., Трофимов В. А.** Метанообильные шахты: добыча угля, газовыделение, метановая опасность. — Калуга: Манускрипт, 2020. — 334 с.
9. **Diamond W. P. and Schatzel S. J.** Measuring the gas content of coal: A review, Int. J. Coal Geology, 1998, Vol. 35 (1). — P. 311–331.
10. **Standards Association of Australia.** Australian Standard AS. 3980–1999: Guide to the Determination of Gas Content of Coal Seams. Direct Desorption Method, North Sydney, NSW, 1999.
11. **Рекомендации по определению газоносности угольных пластов / Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности,** 2017. — Сер. 05. — Вып. 48. — 44 с.
12. **McLennan J. D., Schafer P. S., and Pratt T. J.** A Guide to determining coalbed gas, gas research institute report GRI-94/0396, Chicago, Illinois, 1995. — 123 p.
13. **Medek J. and Weishauptova Z.** Desorption as a criterion for the estimation of methane content in a coal seam, In: Mastalerz M., Glikson M., Golding S.D. (eds.) Coalbed Methane: Scientific, Environmental and Economic Evaluation. Springer, Dordrecht, 1999. — P. 559–564.
14. **Скокзилас Н., Вержбицкий М., Кудашник М.** Метод измерения основных параметров системы “уголь – метан” в горных выработках // ФТПРПИ. — 2018. — № 3. — С. 186–197.
15. **Saghafi A.** Discussion on determination of gas content of coal and uncertainties of measurement, Int. J. Min. Sci. and Technol., 2017, Vol. 27, No. 5. — P. 741–748.
16. **Плаксин М. С., Родин Р. И., Козырева Е. Н.** Основа метода определения газокинетических свойств угольного пласта // Изв. ТулГУ. Науки о Земле. — 2022. — № 4. — С. 445–457.
17. **Назарова Л. А., Назаров Л. А., Полевщиков Г. Я., Родин Р. И.** Определение коэффициента диффузии и содержания газа в угле на основе решения обратной задачи // ФТПРПИ. — 2012. — № 5. — С. 15–23.
18. **Назарова Л. А., Назаров Л. А., Карчевский А. Л., Вандамм М.** Оценка диффузионно-емкостных параметров угольного пласта по данным измерения давления газа в скважине на основе решения обратной задачи // Сиб. журн. индустриальной математики. — 2014. — Т. 17. — № 1. — С. 78–85.
19. **Назарова Л. А., Назаров Л. А., Карчевский А. Л.** Метод интерпретации данных “canister test” для определения диффузионно-емкостных параметров угольных пластов на основе решения обратной задачи // ГИАБ. — 2014. — № S1. — С. 56–68.

- 20. Венгеров И. Р.** Теплофизика шахт и рудников. Математические модели. Т. 1. Анализ парадигмы. — Донецк: Норд-Пресс, 2008. — 632 с.
- 21. Karchevsky A. L., Nazarov L. A., and Nazarova L. A.** New method to interpret the ‘canister test’ data for determining kinetic parameters of coalbed gas: theory and experiment, *Inverse Problems in Sci. and Eng.*, 2021, Vol. 29, No. 3. — P. 1–10.
- 22. Полевщиков Г. Я., Козырева Е. Н., Непейна Е. С., Рябцев А. А., Родин Р. И.** Изучение газокинетических характеристик угольных пластов Кузбасса // *Вестн. научного центра по безопасности работ в угольной промышленности*. — 2017. — № 2. — С. 18–30.
- 23. Самарский А. А.** Теория разностных схем. — М.: Наука, 1989. — 616 с.
- 24. He X., Cui H.-Q., Zhang H., Wang Z.-Z., Wang Z.-H., and Shi G.-S.** Experimental study and weighting analysis of factors influencing gas desorption, *Front. Earth Sci.*, 2023, Vol. 10. — 1053142.

Поступила в редакцию 08/X 2024

После доработки 15/X 2024

Принята к публикации 08/XI 2024