#### 2018

<u>№</u> 3

# НОВЫЕ МЕТОДЫ И ПРИБОРЫ В ГОРНОМ ДЕЛЕ

УДК 622.142.1

## МЕТОД ИЗМЕРЕНИЯ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ "УГОЛЬ–МЕТАН" В ГОРНЫХ ВЫРАБОТКАХ

#### Н. Скокзилас, М. Вержбицкий, М. Кудащик

Научно-исследовательский институт механики горных пород ПАН, E-mail: skoczylas@img-pan.krakow.pl, ул. Реймонта, 27, 30-059, г. Краков, Польша

Исследование посвящено опасности взрыва метана при добыче каменного угля. Подобная опасность возникает почти в каждом угольном бассейне мира. Обеспечение максимальной безопасности труда в условиях потенциальной угрозы основано на надежном, быстром и частом определении содержания метана в угольном пласте. Существующие методы требуют большого количества времени и должны реализовываться в лабораториях. Косвенные методы, такие как десорбометрический, характеризуются неточностью измерений. В данном исследовании представлена модель отвода метана из образцов гранулированного угля и устройство AMER, разработанное для натурных измерений содержания метана в угольном пласте in situ. Измерения выполняются в полностью автоматическом режиме, и предварительные результаты, полученные на основании аппроксимации модели Крэнка, доступны по истечению нескольких десятков минут от начала замеров. Результаты измерений, проведенных с помощью десорбометра AMER, согласуются с результатами, полученными в лаборатории традиционным методом.

Сорбционнное устройство, содержание метана в угольном пласте, содержание десорбируемого метана, добыча каменного угля

DOI: 10.15372/FTPRPI20180319

Верхнесилезский угольный бассейн (ВСУБ) расположен в южной части Польши и северной части Чешской Республики. Характеристику его геологической структуры можно найти в исследовании [1]. История подземных горных разработок в Верхней Силезии ведется с 1755 г., когда был построен первый ствол шахты "Мурцки". Эта старейшая шахта попрежнему существует как угольная шахта "Мурцки-Сташица" в Катовице. В настоящее время ВСУБ — крупнейший подземный горный бассейн Европейского союза [2].

Примерно 63 млн т угля добыто в польской части Верхнесилезского угольного бассейна в 2014 г., что на 15 % меньше по сравнению с 2013 г. Опасные проявления метана происходят на 21 из 30 угольных шахт в Польше. Общее выделение метана в этих шахтах колеблется от 828.2 до 891.2 млн м<sup>3</sup>/год (2009–2014 гг.) [3].

Исследование проводилось в рамках проекта LIDER / 31/103 / L-3/11 / NCBR / 2012, финансируемого Национальным центром исследований и разработок.

Метанопроявления возникают в центральной и южной частях Верхнесилезского угольного бассейна. Из-за большой мощности пород, перекрывающих кровлю, и их малой проницаемости по газу часть метана, образованного в процессе карбонизации, осталась в угольных пластах. Наибольшее количество смертельных случаев в последние 22 года было вызвано горными ударами и обрушениями породы (102 несчастных случая со смертельным исходом, 44.7 % таких событий произошли на каменноугольных шахтах), взрывы метана и вызванные метаном пожары занимают второе место в этой трагической статистике (67 смертей, 29.4 % несчастных случаев со смертельным исходом) [3].

#### ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ НАКОПЛЕНИЯ И ВЫДЕЛЕНИЯ МЕТАНА ИЗ УГОЛЬНЫХ ЗЕРЕН

Общее содержание метана в угольном пласте СВМ представляет собой сумму свободного метана  $M_{f}$ , заполняющего поры угля, и сорбционно связанного метана  $M_{s}$  [4–6]:

$$CBM = M_f + M_s. (1)$$

Содержание свободного метана в угле может быть рассчитано с помощью следующей формулы:

$$M_F = \frac{\phi}{\rho} \frac{p}{p_0} \frac{273}{T},\tag{2}$$

где  $\phi$  — пористость; *p* — абсолютное поровое давление, Па; *p*<sub>0</sub> — атмосферное давление, Па; *T* — температура, К;  $\rho$  — плотность угля, мг/м<sup>3</sup>.

Содержание свободного метана определяется пористостью угля и значением порового давления. Типичная пористость угля ВСУБ равна 5–10 % [7]. Максимальные значения порового давления оценивались примерно 0.6 МПа [8]. Таким образом, можно предположить, что максимальный объем содержания свободного метана составляет около 0.4 м<sup>3</sup>/мг.

Количество связанного с сорбцией метана  $M_s$  может быть описано сорбционной емкостью угля *а*. Сорбционная емкость зависит от температуры и давления в условиях сорбционного равновесия. При постоянной температуре систему "уголь – метан" можно описать с помощью изотермы сорбции:

$$a = f(p)_T \,. \tag{3}$$

Пример изотермы системы "уголь – метан" представлен на рис. 1. Показана также доля свободного метана  $M_F$  из (1) и общее содержание метана.



Рис. 1. Доля свободного метана (1), сорбированного метана (2) и общее содержание метана в угле (3)

Суммарную сорбционную емкость угля при давлении p можно определить как сумму двух компонентов: сорбционной емкости  $a_1$  при атмосферном давлении и содержания десорбируемого метана DMC, рассматриваемого как количество метана, которое может выделиться из угольного пласта в выработку. Следовательно, сорбционную емкость угля можно рассчитать по формуле

$$a(p) = a_1 + \text{DMC}. \tag{4}$$

187

Сорбционная емкость  $a_1$  каменного угля при давлении метана 1 бар может быть определена в лабораторных условиях. Для угля Верхнесилезского угольного бассейна при температуре  $40^{\circ}$ С сорбционная емкость имеет диапазон  $1.8 < a_1 < 2.3 \text{ м}^3/\text{мr}$ .

На основании формул (1), (2) и (4) можно записать:

$$CBM = M_F + a_1 + DMC.$$
<sup>(5)</sup>

Допустим, что среднее значение  $M_F = 0.4 \text{ м}^3/\text{м}\text{г}$ , среднее значение  $a_1 = 2.05 \text{ M}^3/\text{м}\text{г}$ , тогда уравнение (5) запишется так:

$$CBM = DMC + 2.45.$$
 (6)

Для образцов гранулированного угля с малым размером зерна можно предположить, что выход метана из угля фактически является процессом диффузии десорбируемого газа, описанного вторым законом Фика [9]. Если учесть линейную сорбционную изотерму Генри, то получим следующее уравнение:

$$\frac{\partial c(r,t)}{\partial t} = \frac{D}{1+H} \nabla^2 c(r,t) = D_e \nabla^2 c(r,t), \tag{7}$$

где D — коэффициент диффузии, м<sup>2</sup>/с;  $D_e = D/(1+H)$  — эффективный коэффициент диффузии, м<sup>2</sup>/с; *H* — коэффициент наклона изотерме сорбции Генри; *r* — расстояние от центра зерна, м [10].

Аналитическое решение уравнения (7) может быть найдено в [10, 11]:

$$\frac{a(t)}{a_{\infty}} = 1 - \frac{6}{\pi^2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n^2} \exp\left(-\frac{n^2 D_e \pi^2 t}{R_0^2}\right),\tag{8}$$

здесь  $a_{\infty}$  — общее количество газа, сорбированного в зернах, м<sup>3</sup>; a(t) — количество газа, сорбированного в момент t, м<sup>3</sup>;  $R_0$  — подстановочный радиус зерна, определенный на основе соотношения  $R_0 = 1/2\sqrt[3]{2d_1^2d_2^2/(d_1+d_2)}$ , где  $d_1$  и  $d_2$  — пределы размеров зерен от анализируемой фракции зерна, м [12, 13].

В начальный период эмиссии метана [14, 15] из образцов гранулированного угля кинетику процесса можно описать уравнением

$$m(t) = 6\sqrt{\frac{D_e t}{\pi R_0^2}}.$$
 (9)

В лабораторных исследованиях сорбции-десорбции накопление-выход метана обычно обеспечивается вакуумметрическим давлением, что позволяет определить сорбционную емкость угля. Дополнительный учет свободного метана M<sub>F</sub> дает возможность вычислить его содержание в угольном пласте в лабораторных условиях. Если для десорбции метана обеспечивается атмосферное давление, то измеряется содержание десорбируемого метана DMC. Зная содержание метана, можно рассчитать его количество, которое выделится из угольного пласта в выработку. Этот подход показывает, что измерение содержания десорбируемого метана имеет ключевое значение для оценки содержания метана и его изменения в угольном пласте.

## ИЗМЕРЕНИЯ УГОЛЬНО-МЕТАНОВОЙ СИСТЕМЫ В УГОЛЬНЫХ ПЛАСТАХ, СОДЕРЖАЩИХ МЕТАН

В Польше при добыче каменного угля систематические измерения содержания метана в угольном пласте выполняются через каждые 200 м продвижения лавы. Обзор методов определения метаноносности представлен в [16-18]. Измерения содержания метана в угольном 188

пласте выполняются так называемым прямым методом [19]. Для определения содержания метана образец гранулированного угля отбирается из скважины вблизи лавы [20]. После 2 мин бурения образец с размерами частиц угля 1-2 мм помещают в герметичном контейнере. Контейнер с образцом транспортируют в лабораторию, где он измельчается и дегазируется. Газ, выделяемый во время дегазации, подвергается хроматографическому анализу, который позволяет установить количество углеводородов в общем объеме газа, выделяемого в контейнер. Количество природного метана, содержащегося в угле, находится как сумма следующих составляющих:

$$CBM = M_L + M_D + M_F + M_R, (10)$$

где  $M_L$  — количество десорбированного метана, выделяемого во время отбора образцов, определяемое произвольным образом как коэффициент 1.12, м<sup>3</sup>/мг;  $M_D$  — количество метана, выделяемого в процессе дегазации, м<sup>3</sup>/мг;  $M_F$  — количество свободного метана, потерянного при отборе образцов, м<sup>3</sup>/мг;  $M_R$  — количество остаточного метана после дегазации угля, м<sup>3</sup>/мг.

Поскольку предполагается, что минеральные вещества, содержащиеся в угле, не поглощают метан, его содержание выражается в виде сухого беззольного угля по формуле

$$CBM_{daf} = \frac{CBM}{1 - A_a},\tag{11}$$

где *A*<sub>*a*</sub> — содержание золы.

Основным недостатком определения содержания метана в угольном пласте является тот факт, что это занимает много времени. Более того, такие измерения необходимо проводить в специализированных лабораториях. В результате данные доставляются на шахту только через несколько дней, в то время как разработка может продвинуться на несколько десятков метров от места, где проводились измерения. Для оценки газогеодинамической опасности в угольных шахтах в Польше, кроме параметра CBM, регулярно измеряется индекс интенсивности десорбции  $\Delta p$ .

Индекс интенсивности десорбции  $\Delta p$  характеризует количество метана, выделяемого из образца угля в определенный период времени. Его вариации используются в горнодобывающей промышленности во многих странах [21, 22]. На шахтах Польши его измерения обычно выполняются с помощью жидкостного десорбометра DMC-2 (рис. 2), который описан в [23–25].

Измерение индекса интенсивности десорбции выполняется в течение 120-240 с от начала бурения соответствующего участка скважины, для измерения обычно берется угольная фракция 0.5-1.0 мм. Данные испытания рассматривается как упрощенный метод определения DMC. С точки зрения анализа физики эмиссии метана из угольных зерен измерение десорбометром — это регистрация очень короткого периода времени продолжительного процесса. Зарегистрированное значение  $\Delta p$  зависит как от DMC, так и от эффективного коэффициента диффузии  $D_e$ . Безусловно, быстрые десорбометрические методы, не учитывающие  $D_e$ , не дают результатов, соответствующих содержанию метана в угле.

Предполагая небольшую локальную изменчивость  $D_e$  в ограниченной области добычи, можно отметить корреляцию между значением CBM и  $\Delta p$  [6]. Однако следует учитывать, что в различных угольных пластах или при наличии геологических нарушений изменчивость  $D_e$ настолько велика, что исключение ее влияния на результат измерения  $\Delta p$  затруднит использование этого параметра в качестве индикатора содержания метана в угольном пласте.



Рис. 2. Жидкостный десорбометр DMC-2

Два фактора оказывают существенное влияние на результат десорбометрического измерения: начальное содержание метана в образце и эффективный коэффициент диффузии. В настоящее время измерения эффективного коэффициента диффузии выполняются только в лабораторных условиях. Его обычно измеряют с помощью макроскопических методов, среди них весовые, объемные методы, монокристаллические мембраны (SCM) или хроматография с нулевой длиной [26].

Рассмотрим, как изменения значения эффективного коэффициента диффузии влияют на значение индекса скорости десорбции. Результаты измерений угля Верхнесилезского угольного бассейна показывают, что коэффициенты диффузии могут изменяться в диапазоне  $5 \cdot 10^{-10} - 2 \cdot 10^{-8}$  см<sup>2</sup>/с [27]. На рис. 3 приведена диаграмма выхода метана из образца угля с фракцией 0.5 - 1.0 мм для двух разных коэффициентов диффузии:  $D_{e1} = 2 \cdot 10^{-9}$  и  $D_{e2} = 8 \cdot 10^{-9}$  см<sup>2</sup>/с соответственно. В обоих случаях СВМ имеет одинаковое значение 8 м<sup>3</sup>/мг.

На рис. 4 показано выделение метана во время десорбометрического измерения. При t = 0 с начинается бурение, при t = 120 с — измерение с помощью десорбометра, которое заканчивается при t = 240 с. Из графика видно, что за интервал времени от 120 до 240 с из образцов будет выделяться в 2 раза больше метана с тем же содержанием десорбированного газа для коэффициентов диффузии  $D_{e1} = 2 \cdot 10^{-9}$  и  $D_{e2} = 8 \cdot 10^{-9}$  см<sup>2</sup>/с — 0.152 и 0.304 м<sup>3</sup>/мг соответственно.



Рис. 3. Влияние эффективного коэффициента диффузии на процесс выделения метана из угля (результаты модельных исследований)

Рис. 4. Выделение метана во время измерений десорбометром для различных эффективных значений коэффициентов диффузии

Таким образом, результат, полученный при измерениях десорбометром более высоких значений диффузии, также будет в 2 раза больше, чем в случае низкого значения  $D_e$ . Учитывая геометрию десорбометра, можно рассчитать его константу, т. е. показания устройства, вызванные выходом 1 см<sup>3</sup> метана. Эта постоянная составляет 172.78 мм/см<sup>3</sup> для устройства DMC-2. Зная, что масса угля в десорбометре равна 3 г, показания десорбометра для любых пар эффективных значений коэффициентов диффузии и содержания десорбированного метана могут быть рассчитаны на основе уравнения (8).

Зависимость  $\Delta p$  от  $D_e$  при DMC = 8 м<sup>3</sup>/мг представлена рис. 5. В пределах изменчивости  $D_e$ , обнаруженной на месторождении ( $5.0 \cdot 10^{-10} < D_e < 2.0 \cdot 10^{-8} \text{ см}^2/\text{с}$ ), значение индекса интенсивности десорбции может изменяться более чем в 5 раз — приблизительно от 40 до 230 мм. Это происходит несмотря на одинаковое содержание метана в пласте. Анализ показал, что необходимо разработать другое устройство для оценки содержания метана и коэффициента диффузии.



Рис. 5. Зависимость индекса адсорбции метана (для того же содержания метана в образце) от коэффициента диффузии

#### КОНСТРУКЦИЯ УСТРОЙСТВА АМЕВ И МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ

Идея конструкции устройства AMER представляет собой совершенно новый по сравнению с манометрическим десоброметром подход к наблюдению десорбции газа из образца. Вместо коротких измерений весь процесс выделения метана из угля можно зарегистрировать и проанализировать. Это стало возможным благодаря использованию более низкой фракции по сравнению с фракциями, используемыми при оценке содержания метана и индекса интенсивности десорбции. Согласно расчетам по уравнению (8) и предварительным исследованиям, время измерения составляет около 24 ч для класса 0.20–0.25 мм и, благодаря экстраполяции решения с помощью математической модели диффузионного процесса, приблизительные результаты доступны уже через несколько часов.

Схема измерительного прибора имеет вид диаграммы (рис. 6). В монолитной оболочке E, выполненной из прозрачного материала, проведены измерительные каналы C с известной геометрией. На начальном участке измерительного канала находится ответвление, связанное с контейнером измерительной жидкости B и контейнером с образцом угля A. После размещения образца угля контейнер плотно закрывается. Выходящий из угля метан распространяется вдоль измерительного канала, в который из контейнера вводится измерительная жидкость. Фрагмент маркера D транспортируется в квазиизобарических условиях вдоль измерительного канала C. Скорость движения маркера зависит от скорости выхода метана из образца, а его конечная позиция определяется содержанием десорбируемого метана. Если высота жидкого маркера мала (< 1 см), гравитационным воздействием можно пренебречь.



Рис. 6. 3D-конструкция измерительного устройства AMER

Длина измерительного канала маркируется для используемой в эксперименте массы угля. Градуировка устройства выполняется в см<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/г. Масса образца определяется исходя из объема контейнера. Конечным результатом измерения является содержание десорбируемого метана в угле. Если во время исследования зафиксировать несколько точек измерения, можно будет оценить значение эффективного коэффициента диффузии  $D_{e2}$  по формуле (2).

### ИЗМЕРЕНИЯ МЕТАНА

Ранее указывалось, что этот параметр измеряется каждые 200 метров. Выбуренный уголь в качестве образцов отбирается из забоя выработки с глубин 3, 4 и 6 м сразу же после прекращения добычи [28].

Методология измерений с использованием аналогового регистратора выбросов метана AMER заключается в следующем (рис. 7): бурение испытательной скважины и запись времени начала данного этапа  $t_0$ ; сбор буровой мелочи и ее просев с размером 0.20-0.25 мм; помещение буровой мелочи в контейнер для образцов; закрытие контейнера и прикручивание к устройству; прикручивание контейнера с маркерной жидкостью к устройству.



Рис. 7. Измерение в условиях горных работ: сбор мелочи, размещение образца в устройстве, работа устройства

В тот момент, когда жидкость появляется в измерительном канале, начинается наблюдение за выходом метана из угля. Необходимо записать время начала измерения  $t_1$ . Метан, выделяющийся из образца угля, вызывает перемещение части маркерной жидкости. Максимальная скорость процесса достигается в самом начале. Время  $t_n$  и соответствующее положение конца части маркерной жидкости необходимо проверять несколько раз в течение первых 10 мин от времени  $t_0$  и приблизительно через 20, 40 и 60 мин. Затем показания устройства следует проверить через 24 ч.

Исходные показания будут использоваться для компенсации потерь метана, высвобождаемого из образца между началом бурения участка скважины, из которой собиралась буровая мелочь, и началом наблюдения с помощью устройства. Величина эффективного коэффициента диффузии может быть определена на основе зависимых от времени значений содержания десорбируемого метана. Компенсация потерь метана и определение коэффициента диффузии будут рассчитываться на основе модели выхода метана из образцов угля с использованием программного обеспечения.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗМЕРЕНИЙ В УГОЛЬНЫХ ШАХТАХ

Измерения проводились в четырех угольных шахтах южной части Верхнесилезского угольного бассейна: "Pniówek", "Zofiówka", "Budryk" и "Brzeszcze", которые характеризуются самым высоким содержанием метана. Всего выполнено 26 измерений с использованием устройства AMER. Каждое измерение сопровождалось определением содержания метана в угольном пласте методом бурения в соответствии со стандартом PNG-44200: 2013 и определением индекса интенсивности десорбции угля. Пример прямого метода измерения, зарегистрированного в устройстве AMER, представлен на рис. 8.

Особенностью прямого метода является отсутствие точек измерения в течение первых нескольких минут процесса. Этот период времени между началом бурения испытуемого участка ствола скважины и размещением образца в измерительном устройстве часто называют "потерей газа". Данное время не определяется произвольным образом, как время в условиях добычи, когда собирается мелочь и ее просеивают. Оно может варьироваться в каждом случае. Количество потерянного метана можно регулировать каждый раз, используя корневую зависимость (9), которая хорошо описывает эмиссию метана на начальной стадии (рис. 9).

При использовании устройства AMER регулирование газа и все расчеты (прогнозируемое значение содержания метана, эффективный коэффициент диффузии  $D_e$  и оценочное значение содержания метана CBM) выполняются компьютерным программным обеспечением, предназначенным для этой цели — AMERcalc. Расчеты ведутся на поверхности, следуя процедуре измерения. Они основаны на первых нескольких точках измерения, полученных в течение примерно 5 мин после начала бурения. Впоследствии программа вычисляет линейную регрессию (рис. 9) по отношению к квадрату фактора времени  $m(t) = A\sqrt{t} + B$ . Константа *B* представляет собой количество десорбируемого метана, выделившегося из угля до начала измерения. Существенное преимущество метода — индивидуальный расчет потерь газа для каждого образца, поскольку различная кинетика выхода метана приводит к трудностям в определении универсальной регулировки. После регулированной эмиссии представляет собой содержание десорбируемого метана в угле.

Величина эффективного коэффициента диффузии рассчитывается программой на основе аналитического решения уравнения диффузии Крэнка, предложенного Тимофеевым (8). Для этого необходимо ввести более десяти измерительных точек. Для фракции 0.20–0.25 мм полное измерение длится менее 24 ч. Решение уравнения (8) требует сделать несколько предположений [21], в том числе о сферичности зерен и линейной природе изотермы сорбции.



Рис. 8. Результаты прямого метода измерения Рис. 9. Регулирование потерь газа устройством с использованием устройств AMER AMER

Результаты измерений в шахтах с использованием устройства AMER приведены в табл. 1.

Номер опыта	Индекс скорости десорб- ции Др, кПа	Содержание десорби- руемого метана AMER, мг	Прогнозируемое содержание метана AMER, мг	Содержание метана в угольном пласте СВМ	CBM – AMER	$100 rac{  ext{CBM} -  ext{AMER} }{ ext{CBM}}, \ rac{  ext{CBM} }{\%}$
1	1.14	4.64	6.89	7.55	0.66	8.79
2	0.88	3.91	6.16	7.25	1.09	15.03
3	0.98	4.45	6.70	6.48	0.22	3.32
4	0.82	3.40	5.65	5.73	0.08	1.40
5	1.08	5.14	7.39	6.41	0.98	15.23
6	1.50	5.16	7.41	7.60	0.19	2.47
7	1.44	3.66	5.91	6.55	0.64	9.77
8	1.60	4.34	6.59	6.88	0.29	4.22
9	1.64	3.92	6.17	6.65	0.48	7.19
10	1.72	5.77	8.02	8.25	0.23	2.81
11	1.88	3.51	5.76	6.57	0.81	12.33
12	7.32	4.68	6.93	7.32	0.39	5.33
13	1.54	5.16	7.41	8.98	1.57	17.51
14	1.30	6.52	8.77	8.58	0.19	2.24
15	1.74	5.66	7.91	8.59	0.68	7.95
16	1.46	6.03	8.28	7.86	0.42	5.34
17	1.58	4.06	6.31	7.29	0.98	13.44
18	1.72	5.57	7.82	8.09	0.27	3.36
19	1.18	3.10	5.35	5.70	0.35	6.14
20	1.62	4.49	6.74	6.43	0.31	4.82
21	1.56	4.89	7.14	6.46	0.68	10.53
22	0.88	4.58	6.83	6.87	0.04	0.58
23	1.16	3.18	5.43	5.84	0.41	7.02
24	1.02	3.07	5.32	4.96	0.36	7.26
25	1.00	3.70	5.95	5.48	0.47	8.58
26	1.37	3.31	5.56	5.48	0.08	1.46

ТАБЛИЦА 1. Результаты измерений метана, проведенных на угольных шахтах

В столбце  $\Delta p$  содержатся значения индекса интенсивности десорбции, определенные при измерениях содержания метана. В колонке "Содержание десорбируемого метана" показаны прямые результаты измерений в соответствии исходной методологией использования разработанного устройства. Они учитывают компенсированную потерю газа. Прогнозируемое содержание метана включает значения из предыдущего столбца, увеличенные на усредненный коэффициент 2.45 м<sup>3</sup>/мг, что представляет собой усредненное содержание свободного газа  $V_f$ 

и сорбционную способность  $a_{1bar}$ . Эти значения сравниваются со значениями из столбца CBM, который включает результаты измерений, выполненных прямым методом (стандартным). Следующие два столбца отражают абсолютные и относительные ошибки в процентах, связанные со значением CBM.

На рис. 10 представлены результаты измерений в виде гистограмм. Процент относительных ошибок показан на рис. 11. Только в случае 6 измерений (из 26 проверенных) с использованием устройства AMER относительные процентные погрешности между значениями CBM, определяемыми с помощью разработанных методов, выше 10 %. Средняя относительная процентная погрешность составила 7.1 %. Следует подчеркнуть, что использование метода бурения в качестве стандарта является удобным, поскольку сложная процедура измерения, несмотря на все усилия, порождает высокие неопределенности значений. Если сравнить полученные результаты с расхождениями в определениях содержания метана, то можно сделать вывод, что упрощенный метод соответствует ожиданиям.





Рис. 10. Сравнение результатов измерений: *1* — прогнозируемое содержание метана, определяемое с помощью устройства AMER, *2* — содержание метана СВМ, определяемое с помощью прямого метода

Рис. 11. Процент относительных погрешностей измерений: прогнозируемое содержание метана AMER относительно содержания метана CBM

Анализ данных о количестве десорбируемого метана с измерениями его содержания привел к необходимости учитывать корректировку количества свободного газа FG и сорбционную способность при атмосферном давлении  $a_1$ . Приведен оптимизированный тест корректировки значения с учетом FG и  $a_1$ . Для этой цели для измерений содержания метана CBM и устройства AMER было рассчитано общее количество квадратов отклонения *ssd* в зависимости от значения коррекции (рис. 12). Минимальная функция *ssd* для устройства AMER — это значение коррекции 2.46.



Рис. 12. Общие отклонения для выполненных измерений СВМ в функции коррекции AMER

#### ФТПРПИ, № 3, 2018

#### выводы

Предложенное устройство AMER может дополнить методы измерений системы "газ – уголь". Потенциальными преимуществами, вытекающими из конструкции и свойств устройства, являются следующие:

 полностью аналоговый простой дизайн, который позволяет использовать его в шахтных условиях;

— в результате измерения рассчитываются параметры, которые в противном случае могли бы быть получены только в лабораториях;

— использование нескольких точек измерения и разработанного программного обеспечения позволяет определить эффективный коэффициент диффузии;

— содержание десорбируемого метана и эффективные коэффициенты диффузии представляют параметры с огромным информационным потенциалом, что особенно важно в аспекте оценки явлений газовой геодинамики.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Kędzior S. and Jelonek I. Reservoir parameters and maceral composition of coal in different Carboniferous lithostratigraphical series of the Upper Silesian Coal Basin, Poland, Int. J. of Coal Geology, 2013, Vol. 111. — P. 98–105.
- **2.** Dubiński J. and Turek M. Szanse i zagrożenia rozwoju górnictwa węgla kamiennego w Polsce (Opportunities and threats of coal mining in Poland), Wiadomości Górnicze, 2012, No. 11. P. 626–633 (in Polish).
- **3. State Mining Authority**. Ocena stanu bezpieczeństwa pracy, ratownictwa górniczego oraz bezpieczeństwa powszechnego w związku z działalnością górniczo-geologiczną w 2014 roku (Eng.: *Evaluation of the safety, mine rescue and public safety in relation with the activities of mining and geology in 2014*), Katowice, 2015.
- Odintsev V. N. Sudden outburst of coal and gas failure of natural coal as a solution of methane in a solid substance, J. of Mining Science, 1997, Vol. 33, Issue 6. — P. 508–516.
- 5. Kiryaeva T. A. Evaluation of methane resources in Kuzbass in the context of new ideas on methane occurrence in coal beds, J. of Mining Science, 2012, Vol. 48, Issue 5. P. 825–831.
- 6. Szlązak N., Borowski M. and Korzec M. Określenie metanonośności pokładów węgla na podstawie pomiarów wskaźnika desorpcji dla południowej części Górnośląskiego Zagłębia Węglowego, Materiały konferencyjne XX Szkoły Eksploatacji Podziemnej, 2011 (in Polish).
- Orzechowska-Zięba A. and Nodzeński A. Sorption capacity of hard coals with respect to C6 to C8 hydrocarbons, Gospodarka Surowcami Mineral nymi Mineral Resources Management, 2008, Vol. 24, No. 3/3. P. 245–254.
- **8.** Skoczylas N. Coal seam methane pressure as a parameter determining the level of the outburst risk laboratory and in situ research, Archives of Mining Sciences, 2012, Vol. 57, No 4. P. 861–869.
- Nazarova L. A., Nazarov L. A., Polevshchikov G. Ya., and Rodin R. I. Inverse problem solution for estimating gas content and gas diffusion coefficient of coal, J. of Mining Science, 2012, Vol. 48, Issue 5. — P. 781–788.
- 10. Crank J. Mathematics of Diffusion, Oxford University Press, London, 1956.
- 11. Timofejew D. Adsorptionkinetik, LipskVeb., 1967.
- Kudasik M. The manometric sorptomat an innovative volumetric instrument for sorption measurements performed under isobaric conditions, Measurement Science and Technology, 2016, Vol. 27, Issue 3, 035903.

- **13.** Skoczylas N., Kudasik M., Topolnicki J., Oleszko K., and Młynarczuk M. Model studies on saturation of a coal sorbent with gas taking into account the geometry of spatial grains, Przemysł Chemiczny Chemical Industry, 2018, Vol. 92, Issue 2. P. 272–276.
- 14. Tailakov O. V., Kormin A. N., and Tailakov V. O. Assessment of Residual Gas Content in Coal Seams in Terms of Macrokinetic Desorption Filtration Processes and Methane Diffusion for Evaluation of Degassing Efficiency, Nauka i Tekhnika v Gazovoi Promyshlennosti, 2014, No. 1. — P. 10–13.
- **15.** Tailakov O.V., Zastrelov D.N., Kormin A.N., and Utkaev E.A. Determination of Gas-Bearing Capacity of Coal Banks Based on the Study of Methane Filtration and Diffusion Processes, Ugol, 2015, No. 1. P. 74–77.
- Diamond W. P. and Schatzel S. J. Measuring the gas content of coal: A review, Int. J. of Coal Geology, 1998, Vol. 35. — P. 311–331.
- 17. Szlązak N. and Korzec M. Method for determining the coalbed methane content with determination the uncertainty of measurements, Archives of Mining Sciences, 2016, Vol. 61, Issue 2. P. 443–456.
- Kudasik M. Results of comparative sorption studies of the coal-methane system carried out by means of an original volumetric device and a reference gravimetric instrument, Adsorption, 2017, Vol. 23, Issue 4. — P. 613–626.
- **19.** Kissell F. N., McCulloch C. M., and Elder C. H. The direct method of determining methane content of coalbeds for ventilation design, US Bur. Mines, Rep. Invest., 1973, RI 7767. 17 p.
- **20.** Polish standard PN G-44200:2013, Mining Determining of Methane Content In Coal Seams Drilling Method, 2013.
- **21.** Paul K. Fruherkennen und Verhindern von Gasausbruchen, Glukauf 11–13, 1977. P. 656–662.
- **22. Janas H.** Improved method for assessing the risk of gas and coal outbursts, Second Int. Mine Ventilation Congress. Reno NV, USA, 1979, No. 4–8. P. 372–377.
- Lama R. D. and Bodziony J. Outbursts of Gas, Coal and Rock in Underground Coal Mines, R.D. Lama & Associates, Wollongong, NSW, Australia, 1996.
- 24. Stączek A. and Simka A. Graniczny wskaźnik intensywności desorpcji gazu z węgla jako podstawowy parametr zagrożenia wyrzutowego charakteryzujący stopień nasycenia gazem pokładów węgla, Mechanizacja i Automatyzacja Górnictwa, 2004, Vol. 42, Issue 12 (in Polish).
- Skoczylas N., Dutka B., and Sobczyk J. Mechanical and gaseous properties of coal briquettes in terms of outburst risk, Fuel, 2014, Vol. 134, Issue 15. — P. 45–52.
- Zhao Y., Feng Y., and Zhang X. Molecular simulation of CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> self- and transport diffusion coefficients in coal, Fuel, 2016, Vol. 165, Issue 1. — P. 19–27.
- 27. Skoczylas N. and Topolnicki J. The coal-gas system-the effective diffusion coefficient, Int. J. of Oil, Gas and Coal Technology, 2016, Vol. 12, Issue 4. P. 412–424.
- **28.** Skoczylas N. and Wierzbicki M. Evaluation and management of the gas and rock outburst hazard in the light of international legal regulations, Archives of Mining Sciences, 2014, Vol. 59, No. 4. P. 1119–1129.

Поступила в редакцию 1/XII 2016