

УДК 622.831.3

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КЕРНОАБОРНИКОВ
ПРИ ИЗМЕРЕНИИ ГАЗОВЫДЕЛЕНИЯ ИЗ МЕТАНОНОСНЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ**

О. В. Тайлаков^{1,2}, В. П. Тацienко¹, А. Н. Кормин², А. И. Смыслов²

¹*Кузбасский государственный технический университет имени Т. Ф. Горбачева,
ул. Весенняя, 28, 650000, г. Кемерово, Россия*
²*Институт угля СО РАН, E-mail: tov@kuzstu.ru,
просп. Ленинградский, 10, 650065, г. Кемерово, Россия*

Добыча угля на современных угольных шахтах характеризуется отработкой газоносных угольных пластов с применением средств дегазации. Для оценки эффективности мероприятий, направленных на снижение остаточной газоносности угольных пластов, предложено использовать оригинальный подход, основанный на измерениях содержания метана в угольных пробах, которые отбираются в шахтных условиях непосредственно из горных выработок с помощью горизонтальных скважин, пробуренных вглубь массива. Приводится описание конструкции разработанного для этого керноаборника, а также результаты оценки эффективности дегазации угольных пластов, полученной на основе его применения.

Газоносность угля, керноаборник открытого типа, десорбция метана из угля, определение упущенного объема газа, угольная шахта

Современная добыча угля подземным способом характеризуется отработкой газоносных угольных пластов с применением высокопроизводительного горно-шахтного оборудования, эффективность функционирования которого зависит от горно-геологических условий и зачастую ограничивается газовым фактором [1, 2]. Существенное значение для повышения объемов и безопасности добычи угля имеет совершенствование систем и средств дегазации угольных пластов, тесно связанной с метаноносностью, которая является одним из факторов, определяющих темпы проведения горных выработок, скорость подвигания очистных забоев и промышленную безопасность угольных шахт в целом [3].

Прямой метод — один из наиболее распространенных способов определения метаноносности угольных пластов — основан на отборе угольных образцов при проведении геологоразведочных работ с последующим измерением содержания в них метана [4]. При этом из-за низкой надежности срабатывания специальных герметичных керногазонаборников применяют обычные устройства для отбора проб, а расчет газоносности проводится с учетом поправочных коэффициентов от 1.1 до 1.25 в зависимости от угольного бассейна, что приводит к снижению достоверности оценки объемов выделившегося газа [5]. Кроме того, при бурении геологоразведочных скважин применяют метод, основанный на использовании непрерывного газового каротажа выходящей из скважины промывочной жидкости. В шахтных исследованиях газоносность изучают по газовыделению при бурении скважин и по газовым съемкам в очистных и подготовительных выработках расчетными методами. При этом не учитываются закономерности изменения фильтрационных свойств в углепородном массиве в результате ведения горных работ, обусловленные разгрузкой от горного давления вмещающих пород.

Для совершенствования подхода, позволяющего проводить оценку газоносности угля в пределах разрабатываемого участка, предложен прямой метод, основанный на отборе угольных кернов из скважин, пробуренных в горных выработках шахты. Для совершенствования существующих устройств отбора угольных проб разработана оригинальная конструкция шахтного кернонаборника, позволяющая отбирать керны в подземных горных выработках с сохранением термодинамических параметров отобранных проб угля, близких к природным условиям. Известно, что интенсивность газовыделения в процессе отбора угольных проб зависит, в основном, от температуры и характера дифференциальной пористости угля, а общее количество выделившегося метана — от выхода летучих веществ [6, 7]. Поэтому опробования кернонаборника проводились на углях с разными физико-техническими характеристиками. При этом эффективность его конструкции оценивалась системой показателей

$$B_k = \frac{h_k}{H_c}, \quad K_o = \frac{d_k}{D_c}, \quad k_{\Pi} = \frac{d_k}{h},$$

где B_k — вынос керна; K_o — коэффициент кернообразования, предложенный Д. Е. Брентли; k_{Π} — коэффициент керноприема; h_k — расстояние от керноприема до забоя скважины; H_c — длина скважины; d_k — диаметр выбуриваемого керна; D_c — диаметр скважины; h — высота керноприема [8–13].

В таблице и на рис. 1 представлены результаты испытаний трех типов конструкций разработанных и изготовленных кернонаборников с учетом временных характеристик выбуриваемых угольных проб, коэффициентов крепости угля, а также усредненных коэффициентов кернообразования \bar{k}_o , керноприема \bar{k}_{Π} и показателя выноса керна \bar{B}_k . Сопоставительный анализ показал, что преимуществами кернонаборника III типа являются простота конструкции и наибольший коэффициент керноотбора (до 0.7). Время выбуривания образца составляло 1200–1620 с при длине керна 0.3 м и его диаметре 0.062 м. С применением шахтного кернонаборника III типа отобрано 85 угольных проб, по которым определялся объем выделившегося метана в зависимости от времени десорбции при нормальном давлении и температуре для образцов, имеющих разную стадию метаморфизма и физические свойства (дисперсную структуру, пористость).

Для кернонаборника I типа усредненный коэффициент керноприема \bar{k}_{Π} ниже на 10–25 % по сравнению с кернонаборниками II и III типа. При этом время выбуривания с применением кернонаборника III типа выше, что снижает влияние эффекта затирания и перегрева угольной пробы и обеспечивает сохранение целостности ее структуры.

Результаты испытаний кернонаборников при выбуривании проб на углях с коэффициентом крепости $f = 0.7–2.2$ по шкале Протодьяконова

Тип шахтного кернонаборника	Марка угля	Время выбуривания пробы T_d , мин	K_o	\bar{K}_o	k_{Π}	\bar{k}_{Π}	B_k	\bar{B}_k
I	КС	20–30	0.50	0.58	1.52	1.48	67	70.0
	ДГ	12–20	0.56		1.45		72	
	Г	10–15	0.70		1.48		70	
II	КС	18–20	0.35	0.55	1.46	1.54	70	70.6
	ДГ	26–27	0.62		1.58		70	
	Г	13–14	0.70		1.6		72	
III	КС	17–19	0.45	0.60	2.0	2.08	75	78.3
	ДГ	25–27	0.65		2.1		80	
	Г	10–13	0.70		2.14		80	

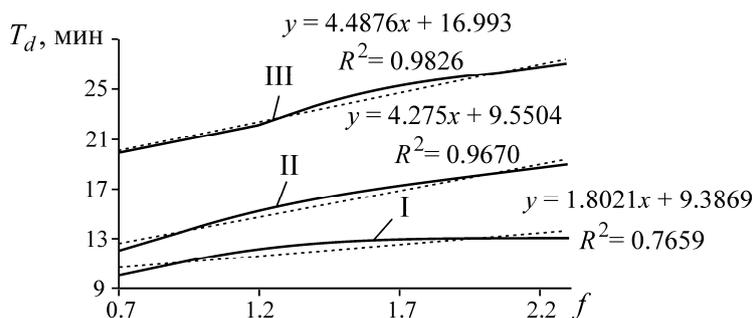


Рис. 1. Зависимость времени выбуривания T_d угольной пробы от коэффициента крепости угля f , полученная в шахтных условиях для угля марки ДГ при использовании кернонаборников I–III типа

В конструкции кернонаборника II типа предусмотрен внутренний цилиндр для набора проб, что позволяет подавать промывочную жидкость через буровые штанги и тем самым охлаждать стенки кернонаборника при выбуривании угольных кернов. При этом время выбуривания образца составляет 720–1200 с при длине керна 0.3 м и диаметре 0.062 м. В III варианте усовершенствованы коронки на внутреннем и наружном цилиндрах кернонаборника, что обеспечило время выбуривания 1200–1620 с.

Для определения эмпирической формы связи газоносности угольных проб со временем ее газоистощения проанализирована математическая связь фильтрации и диффузии метана [14, 15]. На основе фактических измерений в лабораторных условиях газовой выделения из кузбасских углей, выполненных авторами, процесс десорбции метана аппроксимировался пятью математическими функциями:

- $y = a_0 e^{b_1 x}$ — экспоненциальная связь;
- $y = b_0 + b_1 \ln(x)$ — логарифмическая связь;
- $y = b_0 + b_1/x$ — гиперболическая связь;
- $y = b_0 + x^{b_1}$ — степенная связь;
- $y = b_0 + b_1 x + b_2 x^2$ — квадратичная связь.

Здесь a_0, b_0, b_1, b_2 — параметры регрессионных кривых; y — выделившийся объем газа; $x = \sqrt{t}$, t — время газоистощения, мин. Замена времени газоистощения t на параметр \sqrt{t} выполнена в соответствии с известными в физической химии представлениями о пропорциональности корню из времени количества вещества при его диффузии в полубесконечное тело.

Сравнение качества аппроксимации проводилось на основе обработки экспериментальных данных измерения газоносности угольных проб, отобранных с применением разработанного шахтного кернонаборника III типа на шахтах “им. С. М. Кирова”, “Котинская”, “Комсомолец”, “№ 7”, “Талдинская-Западная-2”, “Заречная”, “Польсаевская” в Кузбассе. Значения критерия Фишера, характеризующего качество аппроксимации, составили для экспоненциальной связи 2.22, логарифмической — 3.72, гиперболической — 2.27, степенной — 2.16 и для квадратичной — 1.98. На основании этих результатов сделано заключение о том, что процесс десорбции газа из углей рассмотренных шахт удовлетворительно описывается логарифмической зависимостью при коэффициенте детерминации $R = 0.9$ и может быть представлен как (рис. 2)

$$f(x) = \begin{cases} a_1 + b_1 x, & x \in [x_0, x_{\text{диф}}], \\ a_2 + b_2 \ln x, & x \in [x_{\text{диф}}, x_n], \end{cases}$$

где a_1, b_1, a_2, b_2 — параметры; $x_0 = 0$; n — количество измерений; $x_{\text{диф}}$ — начало диффузии; $x_{\text{старт}}$ соответствует первому измерению выделившегося из керна метана; $[x_0, x_{\text{старт}}]$ — интервалу экстраполяции; $[x_{\text{старт}}, x_{\text{диф}}]$ — процессу фильтрации (закон Дарси); $[x_{\text{диф}}, x_n]$ — процессу диффузии.



Рис. 2. Зависимость объема выделившегося метана V от \sqrt{t}

В лабораторных исследованиях упущенный объем газа, характеризующий процесс отбора угольных проб, в течение которого выделяется не отбираемый в герметичный сосуд газ, определялся методом обратной экстраполяции в момент времени $x = 0$. Объем выделившегося метана на интервале от $x_{\text{диф}}$ до x снижается линейно, что характеризуется как процесс фильтрации (угловой коэффициент $k = 3.8$). Таким образом, при обработке экспериментальных данных можно определить положение соответствующей прямой. Объем выделившегося газа на втором участке кривой десорбции измерялся в пределах температур, соответствующих природным условиям залегания пластов ($20 - 30^\circ\text{C}$). При этом в закрытых порах оставалось 30–70 % объема газа, что характеризует процесс внутренней диффузии газа.

В результате выполненных измерений установлено, что процесс диффузии и фильтрации газа через систему пор и трещин замедляется во времени. Так, при температуре угля $20 - 30^\circ\text{C}$ с выходом летучих веществ $V^{\text{daf}} = 37 - 43\%$ время десорбции метана, находящегося в системе открытых пор и характеризуемого как процесс фильтрации газа, составило $t = 300 - 600$ с, а при $V^{\text{daf}} = 71 - 85\%$ $t = 600 - 1200$ с. Кривая десорбции характеризует суммарный объем метана, выделившийся к моменту времени t газоистощения (900–1800 ч) исследуемой угольной пробы. В общем случае скорость изменения давления газа зависит от температуры образца, размера гранул угля, его проницаемости и объема сосуда. Установленные особенности газокинетического процесса показывают возможность применения разработанной конструкции шахтного кернаборника для оценки объема упущенного газа и последующего определения газоносности угольных пластов в условиях Кузбасса.

С применением разработанного подхода, основанного на прямом определении газоносности угля, проведена оценка эффективности дегазации угольных пластов для четырех шахт Кузбасса:

$$K_{\text{э.д}} = \frac{\chi_{\text{п}} - \chi'_{\text{п}}}{\chi_{\text{п}}},$$

где $\chi_{\text{п}}$ — природная газоносность угольного пласта, $\text{м}^3/\text{т}$; $\chi'_{\text{п}}$ — газоносность после дегазации угольного пласта, $\text{м}^3/\text{т}$.

На основе выполненных измерений установлено, что коэффициент эффективности дегазации для рассмотренных шахт изменяется от 10 до 60 % в зависимости от фильтрационных свойств угольных пластов, а также влияния горных работ.

ВЫВОДЫ

Опробование предлагаемого подхода на шахтах Кузбасса подтвердило возможность и целесообразность его применения для оценки метаноносности угля на планируемых к разработке и разрабатываемых участках угольных пластов, а также для контроля эффективности их дегазации в условиях высокой интенсивности угледобычи. Полученные результаты могут быть использованы для выбора рациональных решений по дегазации угольных пластов, а также при разработке схем проветривания шахт.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Дмитриев А. М.** Проблемы газоносности угольных месторождений. — М.: Недра, 1982.
2. **Кравцов А. И.** Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР. Т. 3: Генезис и закономерности природных газов угольных бассейнов и месторождений СССР. — М.: Недра, 1980.
3. **Инструкция** по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах. — М.: Недра, 1977.
4. **Курленя М. В., Опарин В. Н.** Скважинные геофизические методы диагностики и контроля напряженно-деформированного состояния массивов горных пород. — Новосибирск: Наука, 1999.
5. **Васильчиков М. Н.** Опыт определения газоносности угольных пластов Центрального района Донбасса путем отбора проб из подземных выработок // Научное сообщение ИГД им. А. А. Скочинского. — 1984. — № 225.
6. **Курленя М. В., Опарин В. Н., Еременко А. А.** Об отношении линейных размеров блоков к раскрытию трещин в структурной иерархии массивов // ФТПРПИ. — 1993. — № 3.
7. **Васючков Ю. Ф.** Диффузия метана в пластах ископаемых углей // Химия твердого топлива. — 1976. — № 4.
8. **Баклашов И. В., Картозия Б. А.** Механика подземных сооружений и конструкции крепей. — М.: Недра, 1992.
9. **Яровой И. М., Бескровный В. И., Масленко Н. К., Чукаев И. П.** Исследование метаноносности пластов керногазонаборниками ДГИ в шахтах Западного Донбасса // Безопасность труда в промышленности. — 1967. — № 2.
10. **Достоверность** керновых проб и выбор диаметров скважин при разведке месторождений / ВПО “Союзгеотехника”; Всесоюзный науч.-исслед. институт методики и техники разведки. — Л.: Недра, 1982.
11. **Пономарев П. П., Каулин В. А.** Отбор керна при колонковом геологоразведочном бурении. — Л.: Недра, 1989.
12. **Новиков Г. П., Белкин О. К., Ключев Л. К. и др.** Справочник по бурению скважин на уголь. — М.: Недра, 1988.
13. **Техническая инструкция** по проведению геофизических исследований в скважинах. — М.: Недра, 1985.
14. **Ходот В. В., Яновская М. Ф., Премыслер Ю. С. и др.** Физико-химия газодинамических явлений в шахтах. — М.: Наука, 1973.
15. **Ковалев Ю. М., Кузнецов С. В.** Фильтрация газа в разрабатываемом угольном пласте при диффузионном процессе десорбции // ФТПРПИ. — 1974. — № 6.

Поступила в редакцию 29/X 2015