

*В. С. ПОРТНОВ<sup>1</sup>, Е. Н. ФИЛИМОНОВ<sup>2</sup>,  
Д. Р. АХМАТНУРОВ<sup>1</sup>, Р. А. МУСИН<sup>1\*</sup>, А. Д. МАУСЫМБАЕВА<sup>1</sup>.*

*Карагандинский государственный технический университет, Караганда, \*R.A.Mussin@mail.ru  
<sup>2</sup>УСШМД УД АО «АрселорМиттал Темиртау», Караганда*

## ОЦЕНКА ГАЗОНОСНОСТИ ПЛАСТА $K_{10}$ В УСЛОВИЯХ ШЕРУБАЙНУРИНСКОГО УЧАСТКА НА ОСНОВЕ ДАННЫХ ФАКТИЧЕСКОГО ГАЗОВЫДЕЛЕНИЯ

Количественной характеристикой содержания метана в угольном пласте является природная газоносность. Для определения величины природной газоносности угольного пласта  $K_{10}$  Шерубайнуринского участка Карагандинского угольного бассейна были использованы различные методики, основанные на расчетных и фактических данных по газовыделению из пласта при его разработке. Проведено уточнение указанной величины сравнением результатов, полученных различными способами. Точное значение газоносности необходимо знать для проектирования выемки пласта – суточной нагрузки, параметров вентиляции, дегазации и других, зависящих от содержания метана в пласте и возможного выделения его в выработке при ведении очистных работ. Методика исследований базируется на основе расчета газоносности по коэффициентам Лэнгмюра, а также на отборе и обработке проб угля по способу фирмы DMT GmbH & Co.KG и фактическому газовыделению. Представлены данные исследований пласта  $K_{10}$  при его отработке, проведенные на поле шахты «Абайская» УД АО «АрселорМиттал Темиртау». Показано, что газоносность угольных пластов Шерубайнуринского участка нарастает с глубиной по зависимости, описываемой уравнением регрессии. Зафиксировано, что природная газоносность пласта  $K_{10}$  поля шахты «Абайская» на северном крыле несколько выше, чем на южном (18-19 м<sup>3</sup>/т против 14,5 м<sup>3</sup>/т), а газоотдача пласта  $K_{10}$  южного крыла значительно превышает таковую в северном крыле. В работе впервые в Карагандинском бассейне выполнены комплексные исследования газоносности угольного пласта, характера влияния разгрузки на ее величину.

**Ключевые слова:** угольные пласты, газоносность, газообильность, метан, дегазация.

**Введение.** Сопутствующий добыче угля газ метан, при разработке шахт, используется для выработки электроэнергии и обеспечения потребностей самой шахты. В будущем на территории Казахстана утилизация угольного метана позволит экономить природный газ и сократит выбросы парниковых газов. Газ в больших количествах используется в качестве топлива в металлургической, стекольной, цементной, керамической, легкой и пищевой промышленности, полностью или частично заменяя такие виды топлива, как уголь, кокс, мазут или является сырьем в химической промышленности.

Распределение метана в угленосной толще подчиняется закономерностям газовой статистики, которые отражают изменение газоносности горного массива от его пористости, газового давления, температуры, естественной влажности, газопроницаемости, стадии метаморфизма и других факторов.

В ненарушенном горными работами массиве происходит миграция газа, однако, газодинамические процессы здесь соизмеримы с геологическими периодами, поэтому при расчетах их не учитывают. В массиве содержатся газы воздушного происхождения (углекислый газ, азот, инертные и др.), которые проникают в недра с земной поверхности, и газы метаморфизма угля и пород (метан, водород, сероводород, гомологи метана и др.), движущиеся из толщи к земной поверхности. В результате диффузионного движения газов в различных направлениях в толще образуются азотно-углекислотная, азотная, азотно-метановая и метановая зоны. Первые три зоны образуют область газового выветривания, которая граничит с метановой зоной, где содержание метана превышает 80 % и давление его выше 0,1-0,15 МПа.

Основными факторами, определяющими газоносность угленосной толщи, являются сорбци-

онная емкость, газовое давление и газопроницаемость [1, 2]. Сорбционная емкость угленосных толщ согласно [3] определяется первичной газоносностью:

$$x = x_{cp} + x_{св} = \frac{abP}{1+aP} + \frac{m_n P}{kP_1} \quad (1)$$

$x_{cp}, x_{св}$  – соответственно количество сорбированного и свободного газа,

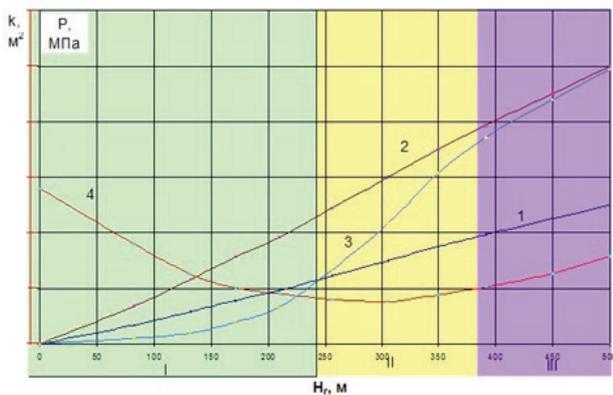
$a, b$  – константы сорбции,

$P, P_1$  – давление газа в толще и на земной поверхности,

$m_n$  – пористость,

$k$  – коэффициент сжимаемости газа.

Основными свойствами системы «уголь-газ-жидкость» являются ее структура и сорбционная поверхность. Эти свойства определяются размером частиц угля и пород, различающихся между собой по величине от  $10^{-1}$  до  $10^{-7}$  см. Сорбционная поверхность угля определяется молекулярными и коллоидными системами с размерами частиц  $10^{-5}$  и  $10^{-6}$  см. К ним примыкают грубодисперсные системы с размерами частиц  $10^{-1}$ - $10^{-4}$  см и атомные системы с размерами частиц менее  $10^{-6}$  см. По глубине толщ различают три пояса с различными величинами и характером изменения газового давления [3] (рисунок 1).



1 – гидростатическое давление; 2 – статическое давление горных пород; 3 – давление метана в угольных пластах; 4 – газопровицаемость угольных пластов; I, II, III – зоны изменения давления и газопровицаемости

Рисунок 1 – График зависимости газопровицаемости  $k$  угольных пластов и газового давления  $P$  от глубины горных работ  $H_g$

В первом поясе давление газа приближается к гидростатическому. Во втором поясе, который находится в верхней части метановой зоны, давление газа становится выше гидростатического, но остается ниже статического давления пород.

Третий пояс располагается в наиболее глубокой части метановой зоны, где давление газа приближается к статическому давлению пород. Закономерность изменения газового давления с глубиной рассчитывается по формуле Г. Д. Лидина [3]:

$$P = B(H_I - H_0)^v + P_0 \quad (2)$$

где  $H_I$  – глубина замера давления,

$H_0$  – глубина верхней границы метановой зоны,

$B, v$  – эмпирические коэффициенты.

Данные экспериментальных работ по измерению газового давления в пласте д<sub>6</sub> Карагандинского бассейна на глубине 450-500 м показали, что его величина колеблется в пределах 2-3,5 МПа.

Газоносность угленосной толщ определяет естественной газопроницаемостью, которая зависит от условий залегания пластов, степени обнажения толщ и длительности циклов эрозии.

Между пластовым давлением и газопроницаемостью существует количественная связь, выражаемая формулой [3]:

$$k = k_0 e^{-bP}$$

где  $k_0$  – начальная газопровицаемость,  $b$  – коэффициент,  $e$  – основание натуральных логарифмов.

Газопровицаемость ископаемых углей в природных условиях зависит от макроструктуры угольного пласта, степени и характера заполнения фильтрующего объема пор природной влагой, от градиента давления метана и от особенностей проявления горного давления.

В ненарушенном угольном массиве фильтрующий скелет угля обладает высоким сопротивлением и сравнительно малопроницаем, поэтому газопровицаемость угольного пласта в значительной степени зависит от целостности массива. По газопровицаемости угольные пласты разделяются на: высокой газопровицаемости –  $\lambda > 2 \cdot 10^{-3}$  мД, средней газопровицаемости –  $\lambda = 1 \cdot 10^{-3}$  мД; низкой газопровицаемости –  $\lambda < 1 \cdot 10^{-3}$  мД [2].

Газопровицаемость углей основных бассейнов стран СНГ в 3-5 раз выше газопровицаемости пород. Газопровицаемость пласта  $k_{18}$  Карагандинского угольного бассейна на глубинах 400-500 м изменяется в пределах  $0,6-0,9 \cdot 10^{-2}$  мД [4]. В таблице 1 приведены средние значения газопровицаемости разрабатываемых угольных пластов Карагандинского бассейна [5].

Таблица 1 – Средние величины газопроницаемости разрабатываемых угольных пластов Карагандинского бассейна [5]

Пласт	Глубина от поверхности, м	Выход летучих, %	Средняя величина газопроницаемости, $10^{-2}$ мД
$k_{18}$ Новый	400-500	28-32	0,6-0,9
$k_{14}$ Четырехфутовый	350-500	26-31	0,3-0,7
$k_{13}$ Шестифутовый	400-500	25-30	0,9-1,1
$k_{12}$ Верхняя Марианна	250-450	23-28	3,3-5,5
$k_{10}$ Феликс	400-450	21-27	1,0-1,5
$k_7$ Замечательный	400-500	20-26	1,2-1,8
$k_4$ Вышесредний	250-400	20-25	1,0-1,1
$k_3$ Средний	300-400	19-24	0,8-1,0
$k_2$ Нижесредний	200 300	22-28	0,7-0,9
$a_5$ Двойной	300-450	23-25	0,7-0,9

В таблице 2 приведены расчетные значения изменения газопроницаемости от глубины залегания разрабатываемых угольных пластов Карагандинского бассейна, выполненные Акимбековым А.К. и Маховым А.А. в КарГТУ. Коэффициент анизотропии для пластов Карагандинского бассейна равен 5-6. Сопоставительный анализ данных таблиц 1 и 2 свидетельствует о достаточно высокой достоверности и сходимости результатов.

Таблица 2 – Расчетные значения газопроницаемости угольных пластов по напластованию (Акимбеков А.К., Махов А.А., КарГТУ)

Пласт	Интервал глубин, м	Газопроницаемость, $10^{-2}$ мД
$K_{10}$	400	1,51
	600	0,19
	800	0,05
$K_{12}$	400	2,77
	600	0,35
	800	0,09
$D_1 - D_5$	400	5,85
	600	0,75
	800	0,19
$D_6$	400	3,89
	600	0,50
	800	0,13

Уменьшение газопроницаемости с глубиной описывается уравнением (2). Наибольшими значениями газопроницаемости по напластованию угольных пластов имеют пласт  $k_{12}$  и пласты долинской свиты  $d_1$ ,  $d_5$  и  $d_6$ . В Карагандинском бассейне глубина зоны газового выветривания составляет 50-230 м. На этих глубинах газоносность угольных пластов достигает  $25-30 \text{ м}^3/\text{т}$ , а газоносность пород  $4-6 \text{ м}^3/\text{т}$  [4].

Изменение газоносности угля, пород и газопроницаемости с глубиной происходит не беспредельно. В Карагандинском бассейне максимальная газоносность наблюдается на глубине 500 м. Уменьшение газоносности с глубиной объясняется

снижением сорбционной емкости толщи с ростом температуры пород, однако на этих глубинах газоносность составляет десятки кубометров газа на 1 т угля.

Приведенные выше данные показывают, что на распределение газа в угленосной толще оказывает влияние ряд факторов, из которых главными являются газовое давление и газопроницаемость.

**Экспериментально-расчетные данные и обсуждение полученных результатов.** Для расчета газовыделения из угольного пласта необходимо знать начальное газовое давление и закономерность его изменения под влиянием горных работ. Исследованиями установлено, что при переходе в зону повышенных статических напряжений кривая газового давления выполаживается и меняет направление с выпуклости на вогнутость. Эмпирическая функция, описывающая газовое давление в угольном пласте за период времени с момента его обнажения и до стабилизации напряженно-деформированного состояния может быть определена по формуле [3]:

$$P_x = P_0 + (P_1 - P_0) \cdot e^{-\frac{x^2}{2l^2(t)}}, \quad (3)$$

где  $P_x$ ,  $P_0$  – соответственное давление газа на любом расстоянии от обнаженной поверхности пласта и начальное давление в пласте, МПа;  $P_1$  – давление газа на обнаженной поверхности пласта, МПа;  $x$  – расстояние до поверхности пласта, м;  $l(t)$  – глубина зоны разгрузки пласта, м.

Расчетные значения давления газа в угольном пласте в зоне влияния очистных работ, определенные по формуле (3), имеют незначительное расхождение с данными, определенными экспериментальным путем (рисунок 2).

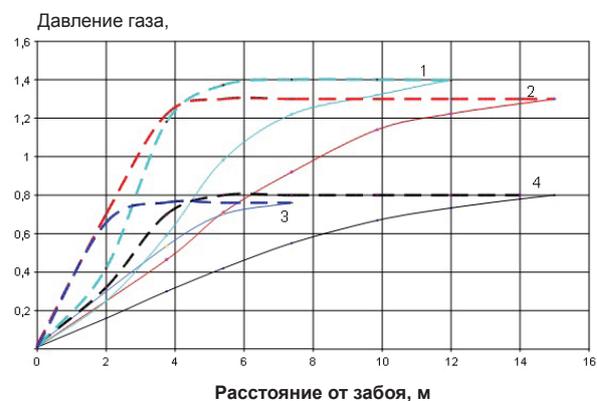


Рисунок 2 – График зависимости давления газа  $P$  в разрабатываемом угольном пласте от расстояния  $X$  до забоя с учетом реологических свойств пород

Эффективность проводимых дегазационных мероприятий по угольным пластам, как правило, обуславливается газовым состоянием угольного массива (давлением, температурой газа и газоносностью), свойствами (проницаемостью, пористостью, газоотдающей способностью, газоемкостью и др.), строением угля, технологией ведения горных работ и экономической целесообразностью.

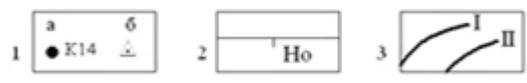
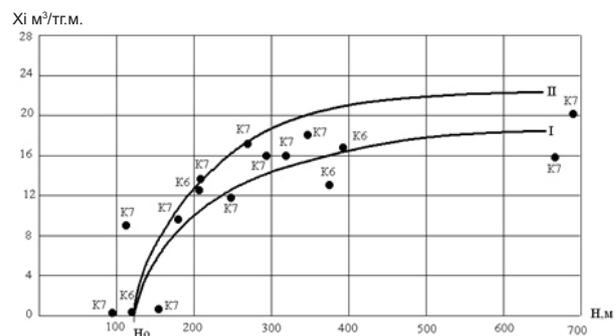
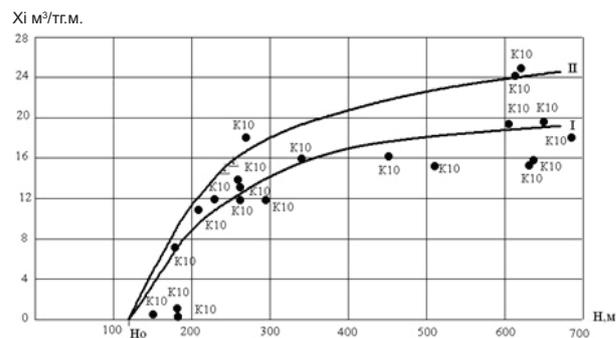
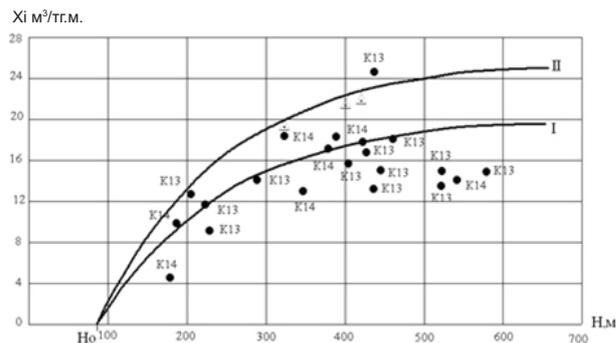
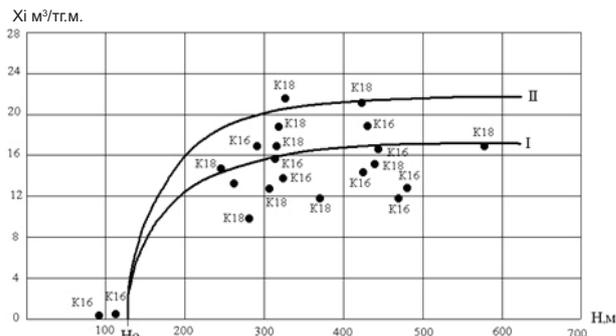
Когда пласты с газоносностью 15-20 м<sup>3</sup>/т разрабатываются высокопроизводительными очистными забоями нагрузками более 2000 т/сут, наблюдается значительное отставание подготовительных работ от очистных. В результате время для предварительной дегазации пласта сокращается, в результате чего возможны простои по газу. Кроме того, зачастую с увеличением глубины горных работ естественная скорость газовыделения в дегазационные скважины не обеспечивает требуемого уровня извлечения газа из пласта. Причинами этого являются низкая природная фильтрационная и диффузионная проницаемость, высокая газоемкость и низкая (по сравнению с газовыми коллекторами) пористость угля.

Общими закономерностями изменения метаноносности, как одной из основных характеристик газового состояния угольного пласта, являются увеличение газоносности с ростом стратиграфической глубины залегания пласта и в направлении возрастания степени метаморфизма угля. Связь газоносности со степенью метаморфизма имеет сложный характер. Максимальной газоносностью (до 40 м<sup>3</sup>/т) обладают угли, находящиеся в группе низкометаморфизованных антрацитов и полуантрацитов. Угли с выходом летучих от 4,5 до 24 %, как правило, имеют газоносность свыше 20 м<sup>3</sup>/т г.м. Значения от 10 до 20 м<sup>3</sup>/т г.м. наблюдаются у углей с выходом летучих от 4,5 до 14,5 % и от 23 до 43 % [2, 3].

Глубина залегания угольного пласта оказывает существенное влияние на его газоносность [4]. Газоносность угольных пластов Шерубайнуринского участка нарастает с глубиной по зависимости, описываемой уравнением регрессии (рисунок 3) и в общем случае имеет вид уравнения Ленгмюра [1]:

$$X = X_a \frac{100 - W - A_c}{100}, \text{ м}^3/\text{т} \quad (4)$$

где  $X_a$  – природная метаноносность сухой беззольной массы угля, м<sup>3</sup>/т;  $W$  – природная влажность угля, %;  $A_c$  – зольность угля, %.



1 – газоносность: а – по данным КГН, б – по газовой съемке, 2 – глубина залегания зоны газового выветривания, 3 – кривые изменения газоносности: I – без учета потерь при отборе проб, II – с учетом потерь

Рисунок 3 – Графики изменения газоносности пластов K<sub>16</sub>, K<sub>18</sub>, K<sub>14</sub>, K<sub>13</sub>, K<sub>12</sub>, K<sub>10</sub>, K<sub>7</sub>, K<sub>6</sub> в зависимости от глубины их залегания на Шерубайнуринском участке

Природная метаноносность сухой беззольной массы угля ( $X_z$ , м<sup>3</sup>/т с.б.м.) определяется из выражения [2]:

$$X_z = \frac{1,3c(H - H_0)}{1 + b(H - H_0)}, \text{ м}^3/\text{т} \quad (5)$$

где  $H$  – глубина разработки, м;  $H_0$  – глубина зоны газового выветривания, м;  $c$  и  $b$  – коэффициенты уравнения Ленгмюра.

Значения параметров уравнений (4) и (5) принимаются по «Классификатору метаноносности угольных пластов Карагандинского бассейна» с учетом уточненных параметров по фактическому метановыделению в подготовительные выработки. А для новых полей – по данным геологических отчетов.

Величина остаточной метаноносности угля, оставляемого в выработанном пространстве в целиках, невынимаемых пачках пласта, определяется по формуле [2]:

$$X_o = 0,001 X_{o.z.} (100 - W - A_3), \text{ м}^3/\text{т} \quad (6)$$

где  $X_{o.z.}$  – остаточная газоносность сухой беззольной массы угля при атмосферном давлении, м<sup>3</sup>/т с.б.м. принимается по таблице 3.

Таблица 3 – Остаточная метаноносность  $X_{o.z.}$  углей [8]

Значения $X_{o.z.}$ , м <sup>3</sup> /т с.б.м. при выходе летучих веществ, %				
12 - 18	18 - 26	26 - 35	35 - 42	42 - 50
7 - 6	6 - 5	5 - 4	4 - 3	3 - 2

Если до начала разработки угольный (или сближенные к нему пласты, слои) были надработаны или подработаны, то в расчётные формулы вместо природной метаноносности пласта ( $X$ ) подставляется остаточная метаноносность ( $X_{o.z.}$ ), величина которой определяется по формуле (6).

При многократной надработке или подработке остаточная метаноносность определяется по тем же формулам путем подстановки в них вместо ( $X$ ) значения ( $X_{o.z.}$ ) после предыдущей надработки или подработки.

На основании факта выполаживания изотермы газоемкости угля при высоких давлениях метана можно предположить, что с увеличением глубины залегания темпы роста газоносности замедляются.

Давление метана  $P_z$  в угольных пластах возрастает по закону, близкому к гидростатическому [3]:

$$P_z = 10^{-2} \cdot (H - H_0), \text{ МПа} \quad (7)$$

Многочисленные измерения газового давления в шахтных условиях подтверждают эту связь.

Зависимость (5) отражает плавное нарастание газового давления с увеличением глубины залегания пласта. Вместе с тем, на практике отмечены случаи значительного выделения метана из угольных пластов суфлярного типа, что свидетельствует о наличии в угленосной толще локальных зон с аномальными увеличениями газового давления и газоносности по сравнению с соседними участками [6, 7].

Расчетное изменение природной газоносности пласта  $k_{10}$  с учетом зольности приведено на рисунке 4. При расчете коэффициенты Ленгмюра  $c$  и  $b$  соответственно принимались 0,265 и 0,0119,  $H_0 = 133$  м,  $A_3 = 25,4$  %,  $W = 4,3$  % («Классификатор метаноносности угольных пластов Карагандинского бассейна»).

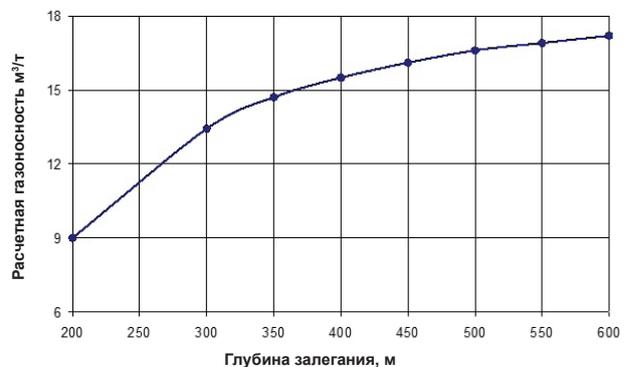


Рисунок 4 – Расчетное изменение газоносности пласта  $k_{10}$  от глубины залегания на шахте «Абайская»

Как видно из рисунка, характер изменения газоносности описывается уравнением:

$$X = AH^2 + BH + C, \text{ м}^3/\text{т} \quad (8)$$

где  $X$  – природная газоносность пласта с учетом влажности и зольности, м<sup>3</sup>/т;  $H$  – глубина залегания пласта, м;  $A$ ,  $B$ ,  $C$  – эмпирические коэффициенты, соответственно равные 0,00006; 0,0686; 1,9857.

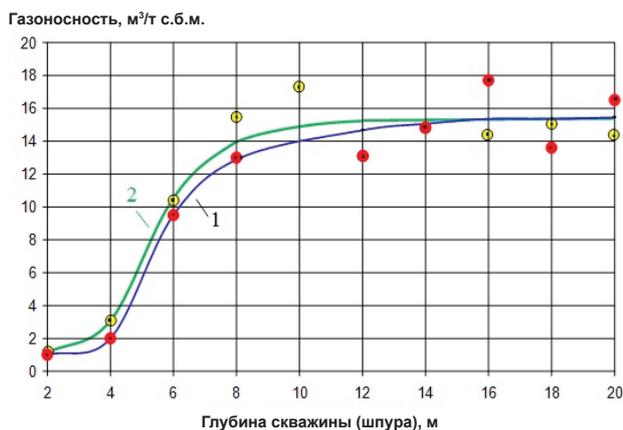
Практически газоносность угольных пластов можно определить путем отбора проб из угольного массива, а также путем пересчета газообильности выемочного участка при отработке пластов.

В управлении «Спецшахтомонтаждегазация» УД АО «АрселорМиттал Темиртау» существует лаборатория по определению газоносности угольных пластов, оборудованная аппаратурой немецкой фирмы DMT и использующая ее методику отбора и разделки проб [9]. Специальным буровым инструментом с пневматическим приводом бурят скважину по пласту. Через каждые

2 м отбирают пробы угля и помещают в герметичный сосуд. Длина скважины составляет 20 – 22 м. В лаборатории с помощью газоанализатора определяют количество выделившегося газа из одной емкости. Затем размалывают пробу и опять определяют количество выделившегося метана. Кроме содержания метана определяют его влажность, зольность и выход летучих.

По содержанию метана из нескольких проб, отобранных с разных глубин, строится результирующая кривая метаноносности угля [7]. Кривая отражает состояние угольного массива. Массив, непосредственно прилегающий к стенкам выработки, подвергся разгрузке и расчленению на блоки с образованием значительных трещин. В этой зоне газоносность пласта минимальная. С увеличением расстояния от стенки выработки влияние разгрузки уменьшается, зона блочного расчленения сменяется зоной неупругих деформаций с постепенным уменьшением количества трещин в массиве. В этой зоне газоносность нарастает. На расстоянии 10-15 м от стенки выработки влияние разгрузки на массив минимально, здесь находится зона упругих деформаций, газоносность близка к природной.

Результаты работ по отбору проб угля из скважин, пробуренных с конвейерного пром. штрека 33K<sub>10</sub>-С шахты «Абайская» на расстоянии 55 и 65 м от монтажной камеры 33K<sub>10</sub>-С показали, что характер изменения газоносности выглядит следующим образом (рисунок 5).



1 – в 65 м от монтажной камеры, 2 – в 55 м от монтажной камеры

Рисунок 5 – Изменение газоносности пласта K<sub>10</sub> с глубиной скважины (шпура) конв. штрека 33K<sub>10</sub>-С на шахте «Абайская»

Общая газоносность угля по скважине, пробуренной на расстоянии 65 м, составила 19,3 м<sup>3</sup>/т, газоносность при давлении 1 бар – 2,8 м<sup>3</sup>/т, десорбируемый газ – 16,5 м<sup>3</sup>/т.

Общая газоносность угля по скважине, пробуренной на расстоянии 55 м, составила 18,9 м<sup>3</sup>/т, газоносность при давлении 1 бар – 3,0 м<sup>3</sup>/т, десорбируемый газ – 15,9 м<sup>3</sup>/т.

Газоносность угля в интервале скважины от 2 до 4 м увеличивается слабыми темпами, из-за значительных трещин, образовавшихся в результате разгрузки (блочное расчленение) (рисунок 5, кривые 1 и 2). Затем с 4 до 8 м наблюдается ее увеличение (зона неупругих деформаций, количество трещин резко сокращается). И с 8-9 м кривая роста практически выполаживается, достигнув своего максимума в зоне упругих деформаций. Газоносность пласта K<sub>10</sub> в районе монтажной камеры 33K<sub>10</sub>-С шахты «Абайская» на глубине 520 м составляет 18,9-19,3 м<sup>3</sup>/т.

На шахте «Абайская» были проведены работы по определению газоносности пласта K<sub>10</sub> в южном блоке. Глубина залегания пласта в месте отбора проб составляла 435 м. Пробы отбирались из скважины, пробуренной по пласту станком СБГ-1М в интервалах 38, 40, 42 м. Результаты исследований показывают, что в практически нетронутым массиве на расстоянии 38-42 м от устья скважины газоносность постоянна. Ее колебания возможны в зонах геологических нарушений, повышенного горного давления и т.д. Общая газоносность – 14,5 м<sup>3</sup>/т, газоносность при давлении 1 бар – 2,7 м<sup>3</sup>/т, десорбируемый газ – 11,8 м<sup>3</sup>/т.

Характер изменения газоносности пластов с расстоянием от стенок выработок определяется свойствами угольного массива, такими как пластичность, влажность, трещиноватость, степень разгруженности и другими.

Например, на шахте им. Кузембаева производился отбор проб угля пласта K<sub>10</sub> из парной выработки вент. штрека 37K<sub>10</sub>-В. Результаты обработки показали, что на глубине 570 м газоносность пласта K<sub>10</sub> закономерно нарастает до своего максимального значения, что свидетельствует о том, что блочное расчленение практически отсутствует или располагается в пределах 2 м от стенки выработки. Зона неупругих деформаций распространяется от 2 до 10 м. От 10 до 21 м расположена зона упругих деформаций, в которой образование трещин не происходит, и газоносность угольного массива практически не меняется. Общая газоносность пласта на этой глубине составляет 17,2 м<sup>3</sup>/т, газоносность при давлении 1 бар – 2,7 м<sup>3</sup>/т, десорбируемый газ – 14,5 м<sup>3</sup>/т.

Если провести прямую линию через точку, лежащую в пределах зоны неупругих деформаций, то тангенс угла ее наклона характеризует со-

стояние угольного массива в комплексе, т.е. чем больше тангенс, тем меньше подвержен массив деформациям с образованием трещин и – наоборот, чем тангенс меньше, тем больше массив подвергается изменению.

Природная газоносность угольных пластов может быть также определена по количеству выделившегося метана при их отработке.

На шахте «Абайская» с мая 2011 г. по февраль 2012 г. производилась отработка южного крыла пласта  $K_{10}$  лавой 321 $K_{10}$ -Ю. Вентиляционный штрек 321 $K_{10}$ -Ю был проведен на глубине 540 м, а конвейерный штрек 321 $K_{10}$ -Ю – на глубине 480 м. Вынимаемая мощность пласта составляла 3,2 м. Расчетная газоносность пласта  $K_{10}$  по классификатору составила 16,2 -16,9 м<sup>3</sup>/т.

За время работы лавы средствами вентиляции было извлечено 74,8 млн м<sup>3</sup> метана при общей добыче 629 тыс. т угля. Скважинами предварительной и передовой дегазации было каптировано 40,2 млн м<sup>3</sup>. Таким образом, если отнести количество метана, выделившегося из отбитого угля в вентиляционную струю и скважины пластовой дегазации к общей добыче угля, то получим относительную газообильность выемочного участка, равную 14,6 м<sup>3</sup>/т.

Результаты исследований [10] показали, что около 80 % метана, содержащегося в угле, выделяется в результате механического разрушения при работе комбайна, около 20 % остается в связанном состоянии. Поэтому можно оценить газоносность пласта  $K_{10}$  в среднем 17,5 м<sup>3</sup>/т. Однако способ расчета природной газоносности пластов по количеству выделившегося метана дает весьма усредненную величину, так как трудно учесть точное количество метана, выделившегося из вынимаемой части пласта, невынимаемой части пласта, отбитого угля и вмещающих пород.

С сентября 2012 г. по декабрь 2013 г. на шахте «Абайская» производилась отработка северного блока пласта  $K_{10}$  лавой 33  $K_{10}$ -С. Вентиляционный штрек был проведен на глубине 470 м, конвейерный – 540 м. Расчетная газоносность пласта 16,3-16,9 м<sup>3</sup>/т. За время работы лавы было добыто 1,15 млн т угля, средствами вентиляции извлечено 112,5 млн м<sup>3</sup> метана, скважинами пластовой дегазации каптировано 4,6 млн м<sup>3</sup>. Таким образом, относительная газообильность выемочного участка составила 6,5 м<sup>3</sup>/т. Учитывая 20 % газа, остающегося в угле, можно сказать, что средняя газоносность пласта составляла 7,8 м<sup>3</sup>/т.

Следует отметить, что абсолютная газообильность выемочных участков достигала 140 м<sup>3</sup>/мин

при нагрузке на лаву около 3000 т/сут, однако применяемые на шахте средства дегазации обеспечили необходимый уровень снижения метанообильности горных выработок.

**Выводы.** Основными факторами, определяющими газоносность угленосной толщи, являются сорбционная емкость, газовое давление и газопроницаемость. Газоносность нарастает с глубиной по зависимости, описываемой уравнением регрессии. С увеличением глубины залегания темпы роста газоносности замедляются. Природную газоносность угольных пластов можно определить путем отбора и разделки проб угля по методике фирмы ДМТ, которая дает возможность оценить изменение напряженно-деформированного состояния массива по изменению газоносности в скважине, пробуренной по угольному пласту. Зафиксировано, что природная газоносность пласта  $K_{10}$  поля шахты «Абайская» на северном крыле несколько выше, чем на южном (18-19 м<sup>3</sup>/т против 14,5 м<sup>3</sup>/т), а газоотдача пласта  $K_{10}$  южного крыла значительно превышает таковую на северном крыле. Для проектирования очистных работ можно использовать «Классификатор метаноносности угольных пластов Карагандинского бассейна», однако для детализации возможного газовыделения в очистной забой необходимо отобрать пробы угля по всей длине конвейерного штрека

#### ЛИТЕРАТУРА

- 1 Колмаков В.А. Метановыделение и борьба с ним в шахтах. – М.: Недра, 1981. – С. 46-54.
- 2 Айруни А.Т. Теория и практика борьбы с рудничными газами на больших глубинах. – М.: Недра, 1981. – 332 с.
- 3 Айруни А.Т., Галазов Р.А., Сергеев И.В. Газообильность каменноугольных шахт СССР. Комплексное освоение газоносных угольных месторождений. – М.: Наука, 1990. – 213 с.
- 4 Васючков Ю.Ф. Физико-химические способы дегазации угольных пластов. – М.: Недра, 1986. – 256 с.
- 5 Проблемы разработки метаноносных угольных пластов, промышленного извлечения и использования шахтного метана в Карагандинском бассейне. – М.: Академия горных наук России. Под ред. Айруни А.Т. – 2002. – 346 с.
- 6 Зенкович Л.М. Природная газопроницаемость и удельная интенсивность газоотдачи рабочих угольных пластов основных месторождений СССР // Техника безопасности, охрана труда и горноспасательное дело. – 1976. – № 17. – С. 10-11.
- 7 Лидин Г.Д., Сергеев И.В., Забурдяев В.С. Расчет параметров дегазации разрабатываемых угольных пластов скважинами // Безопасность труда в промышленности. – 1971. – № 8. – С. 33-36.
- 8 Инструкция безопасного ведения работ на пластах, опасных по внезапным выбросам угля и газа. – Караганда: Арка и К, 1995. – 177 с.
- 9 Филимонов Е.Н., Атыгаев Р.К., Варшавская О.В., Баймухаметов Т.К. Газоносность пласта  $D_6$  в зоне его отработки

лавоу 312Д<sub>6</sub>-З на шахте «Казакстанская» // Актуальные проблемы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций техногенного характера: сборник докладов и выступлений 3 Международной научно-практической конференции. – Караганда, Казакстан, 2013. – 100 с.

## REFERENCES

1 Kolmakov V.A. *Metanovydelenie i bor'ba s nim v shakhtakh* (Methane emission and struggle against it in mines). Moscow: Nedra, **1981**. 46-54 (in Russ.).

2 Ajruni A.T. *Teoriya i praktika bor'by s rudnichnymi gazami na bol'shikh glubinakh* (Theory and practice of struggle against mine gas at great depths). Moscow: Nedra, **1981**. 332 (in Russ.).

3 Ajruni A.T., Galazov R.A., Sergeev I.V.. *Gazoobil'nost' kamennougol'nykh shakht SSSR. Kompleksnoe osvoenie gazonosnykh ugol'nykh mestorozhdenij* (Gassy coal mines of the USSR. Integrated development of gas-bearing coal deposits). Moscow: Nauka, **1990**. 213 (in Russ.).

4 Vasyuchkov Yu.F. *Fiziko-khimicheskie sposoby degazatsii ugol'nykh plastov* (Physico-chemical methods of degassing coal seams). Moscow: Nedra, **1986**. 256 (in Russ.).

5 *Problemy razrabotki metanonosnykh ugol'nykh plastov, promyshlennogo izvlecheniya i ispol'zovaniya shakhtnogo metana v Karagandinskom bassejne* (Problems of coalbed methane, industrial extraction and use of coal mine methane in the Karaganda basin). Moscow: Akademiya gornyx nauk Rossii. Pod red. Ajruni A.T. **2002**. 346 (in Russ.).

6 Zenkovich L.M. *Prirodnaya gazopronitsaemost' i udel'naya intensivnost' gazootdachi rabochikh ugol'nykh plastov osnovnykh mestorozhdenij SSSR* (Natural gas permeability and specific intensity gas recovery workers coalbed main deposits of the USSR). *Tekhnika bezopasnosti, okhrana truda i gornospasatel'noe delo = Safety, Occupational Health and Mine-rescue business*. **1976**. 17, 10-11 (in Russ.).

7 Lidin G.D., Sergeev I.V., Zaburdyayev V.S. *Raschet parametrov degazatsii razrabatyvaemykh ugol'nykh plastov skvazhinami* (The calculation of the parameters of degassing coal seams developed wells). *Bezopasnost' truda v promyshlennosti = Occupational safety in the industry*. **1971**. 8. 33-36 (in Russ.).

8 *Instruktsiya bezopasnogo vedeniya rabot na plastakh, opasnykh po vnezapnym vybrosam uglja i gaza* (Instructions on safe operations seams prone to sudden outbursts of coal and gas). Karaganda: Arka i K, **1995**. 177. (in Russ.).

9 Filimonov E.N., Atygaev R.K., Varshavskaya O.V., Bajmukhametov T.K. *Gazonosnost' plasta D6 v zone ego otrabotki lavoju 312D6-Z na shakhte «Kazakhstanskaya»* (D6 gas-bearing layer in the area of its mining lava 312D6-Z at the mine «Kazakhstan») *Aktual'nye problemy preduprezhdeniya i likvidatsii chrezvychajnykh situatsij tekhnogennogo kharaktera: Sbornik dokladov i vystuplenij 3 Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferentsii* (Actual problems of prevention and liquidation of emergency situations of technogenic character. The collection of reports and presentations 3 International scientific-practical conference). Karaganda, Kazakhstan, **2013**. 100 (in Russ.).

## ТҮЙІНДЕМЕ

К10 көмір қабатының газдылық мөлшерін анықтау үшін мазмұны құнын анықтау үшін Қарағанды көмір бассейнінде есептік және нақты деректер негізінде түрлі әдістер қолданылды. Мақсаты. Әр түрлі жолмен алынған нәтижелерді салыстыру негізінде К10 тақтасының табиғи газдылық мөлшерін нақтылау. Әдістері. Ленгмюр коэффициенті бойынша есептеу, ДМТ фирмасының әдісімен көмір сынамаларды іріктеу және өңдеу, сондай-ақ оны өндіру барысында тақтадан фактілік газ шығару базаланады. Нәтижелері. К10 табиғи газдылық көрсеткіштері, ДМТ фирмасының әдісімен көмір сынамаларды іріктеу және өңдеу нәтижелері, «Абайс» УД АО АМТ шақтасында К20 тақтасының табиғи газ бөлінуі көрсетілген. Зерттеудің ғылыми жаңалығы. Алғаш рет Қарағанды бассейнінде көмір тақтасының газдылығын кешенді зерттеулер, оның көлеміне әсері туралы сипаттамалар жүргізілді, Практикалық маңыздылығы. тақтадағы метанның тазалау жұмыстары кезінде мөлшеріне байланысты күнделікті жүк тиеу, желдету параметрлерін, газсыздандыру және басқа да жағдайлар газдылықтың нақты мағынасы үшін білу қажет.

**Түйінді сөздер:** Көмір қабаты, газдылық, газ мазмұны, газсыздандыру.

## SUMMARY

The quantitative characteristic of methane content in a coal layer is natural gas content. Various techniques based on calculation and actual data on the gassing from the stratum at its development were used to determine the value of the natural gas content in coal stratum K<sub>10</sub> of Sherubajnurin site of Karaganda coal basin. Adjustment of the specified values by comparison of the results getting with various methods is led. The exact value of gas content needs to know for design of stratum excavation - the daily capacity, ventilation parameters, degassing and others, depending on the methane content in the stratum and eventual its release at conducting sewage treatment works. Method of the research is based on the calculation of the gas-bearing by Langmuir coefficients and on selection and processing of coal samples by the method of the company DMT GmbH & Co.KG, as well as on the actual gassing from the stratum during its development. Data of the researches of stratum K<sub>10</sub> at its working out at field of shaft "Abaiskaya" UD "Aselor Mittal Temirtau" JSC are presented. It is shown, that gas content in coal strata of Sherubajnurin site increases with depth according to dependence described by the regression equation. It is found, that natural gas content of stratum's K<sub>10</sub> northern wing of mine fields "Abaiskaya" is slightly higher, than southern wing (18-19 m<sup>3</sup>/t against 14.5 m<sup>3</sup>/t), but gassing of the southern wing considerably exceeds those of northern wing. So, for the first time in the Karaganda basin gas-bearing coal stratum gas content, the nature of the unloading effect on its value were complex studied.

**Keywords:** coal stratum, gas-bearing, gas content, methane, degassing.

Поступила 28.03.2016