

УДК 622.791(315)

ОЦЕНКА ГАЗОНОСНОСТИ ПЛАСТА K₁₀ В ПРЕДЕЛАХ ШЕРУБАЙНУРИНСКОГО УЧАСТКА КАРАГАНДИНСКОГО УГОЛЬНОГО БАССЕЙНА

Кабилова Светлана Васильевна¹,
kabirsv@mail.ru

Ворошилов Валерий Гаврилович¹,
v_g_v@tpu.ru

Портнов Василий Сергеевич²,
vs_portnov@mail.ru

Ахматнуров Денис Рамильевич²,
d_akhmatnurov@mail.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

² Карагандинский государственный технический университет,
Республика Казахстан, 100027, г. Караганда, пр. Нурсултана Назарбаева, 56.

Цель: исследование газоносности угольного пласта K₁₀ для оценки ресурсов метана и возможности его добычи на Шерубайнуринском участке Карагандинского угольного бассейна.

Методика. Для определения величины природной газоносности угольного пласта K₁₀ Карагандинского угольного бассейна были использованы три методики, основанные на расчетных и фактических данных по газовыделению из пласта при его разработке: 1) расчет газоносности по коэффициентам Лэнгмюра; 2) отбор и обработка проб угля по способу фирмы DMT GmbH & Co. KG; 3) измерение фактического газовыделения. Далее проводилось уточнение указанной величины на основе сравнения результатов, полученных различными способами. Исследования проводились на поле шахты «Абайская» АО «АрселорМиттал Темиртау» при отработке пласта K₁₀.

Результаты. Газоносность пласта K₁₀ в пределах Шерубайнуринского участка оценивается в среднем в 17,5 м³/т. Однако способ определения природной газоносности пластов по количеству выделившегося метана дает весьма усредненную величину. Проведенные исследования показали, что результаты определений природной газоносности угольных пластов, выполненных по способу фирмы DMT GmbH & Co, имеют хорошую сходимость с расчетной величиной. Газоносность угольных пластов Шерубайнуринского участка нарастает с глубиной по зависимости, описываемой уравнением регрессии, в общем случае, имеющем вид уравнения Лэнгмюра. Результаты исследований показывают, что в практически нетронутым массиве на расстоянии 38...42 м от стенки выработки газоносность постоянна.

Научная новизна. Выполнены комплексные исследования газоносности угольного пласта и характера влияния разгрузки на ее величину в Карагандинском бассейне.

Практическая значимость. 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 сокращать выбросы парниковых газов. Это перспективный энергетический рынок. Газопроницаемость и метаноносность угольных пластов – это главные критерии оценки метаноугольных площадей при их подготовке к освоению. Исследования газоносности угольных пластов позволят правильно оценивать ресурсы метана и возможности его добычи на Шерубайнуринском участке Карагандинского угольного бассейна

Ключевые слова:

Метан, угольный пласт, дегазация, перспективы добычи, промышленное использование, метанобезопасность, газоотдача.

Постановка проблемы

Основными источниками энергии являются: нефть, природный газ, горючие сланцы, уголь, уран и торф; на них приходится около 93 % производимой энергии. Остальные 7 % за счет возобновляемых источников, таких как вода, солнце, ветер и другие геотермики. Вместе с тем ни один вид природных ресурсов, как бы ни велики были его запасы, не может быть неисчерпаемым. При нынешних темпах потребления природных ресурсов в мире нефтепродуктов хватит примерно на 41 год, неразведанной их части – ещё на 10–25 лет, природного газа – на 55 лет. Решение данной проблемы возможно за счет разработки альтернативных источников сырья.

Во всем мире метан угольных пластов признан одним из альтернативных источников энергетического сырья. Изучение потенциала его разведки и последующей добычи в Республике Казахстан становится все более актуальным.

Наибольший интерес представляют залежи метана, приуроченные к угленосным толщам Карагандинского угольного бассейна. Исследования газоносности угольных пластов карагандинской свиты в связи с планируемой добычей угольного метана являются частью Стратегической программы развития Республики Казахстан [1].

Основной стратегией развития Республики Казахстан до 2030 г. выступает создание единой и независимой национальной топливно-энергетиче-

ской промышленности. Решение такой задачи основывается, прежде всего, на мобилизации и сбалансированном использовании всех угольных ресурсов Казахстана. Важным направлением развития топливно-энергетического комплекса страны является освоение нетрадиционных источников сырья, основной среди которых – метан угольных месторождений. Этот газ представляет собой наиболее экологически чистый, доступный и дешевый из известных в мире нетрадиционных источников энергетического сырья.

Значительные ресурсы метана в угольных месторождениях Республики Казахстан, высокая его концентрация в угольных толщах, наличие инфраструктуры и крупных потребителей газа в непосредственной близости от месторождений определяют возможность широкомасштабной добычи и утилизации газа метана.

Использование метана угольных месторождений позволит значительно улучшить экономическую обстановку в ряде регионов Казахстана.

Следует отметить, что Карагандинский угольный бассейн ежегодно выбрасывает в атмосферу более 500 млн м³ метана, Экибастузский бассейн около 2 млрд м³, при этом по своей роли в создании парникового эффекта 1 т метана эквивалентна 3 т углекислого газа. Освоение метанугольных месторождений Казахстана позволит уменьшить количество выбросов метана в атмосферу и кардинально повысить безопасность горных работ при добыче угля. Реализация угольного метана не только поможет решать энергетические проблемы промышленных регионов Центрального и Восточного Казахстана, но и окажет влияние на дальнейшее развитие социальной сферы и решение экологических проблем столицы – города Нур-Султан [2–8].

Распределение метана в угленосной толще подчиняется закономерностям газовой статики, которые отражают изменение газоносности горного массива в зависимости от его пористости, газового давления, температуры, естественной влажности, газопрооницаемости, 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 другие газы), которые проникают в недра с земной поверхности, и газы, генерирующиеся при метаморфизме угля и пород (метан, водород, сероводород, гомологи метана). 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 газовое давление выше 0,1...0,15 МПа [9–13].

Газоносность угленосной толщи определяется, в первую очередь, ее газопрооницаемостью, сорбционной емкостью пород и установившимся газовым давлением [1, 14].

Сорбционная емкость угленосных толщ согласно [15] определяется первичной газоносностью по формуле (1):

$$x = x_{cp} + x_{cb} = \frac{abP}{1+aP} + \frac{m_i P}{kP_1}, \quad (1)$$

x_{cp} , x_{cb} – соответственно количество сорбированного и свободного газа, Дж/моль; a , b – константы сорбции; P , P_1 – давление газа в толще и на земной поверхности, МПа; m_i – пористость, %; k – коэффициент сжимаемости газа.

Сорбционная газоемкость массива зависит также от газового давления, которое растет с глубиной. По глубине толщ различают три пояса с различными величинами и характером изменения газового давления [16] (рис. 1).

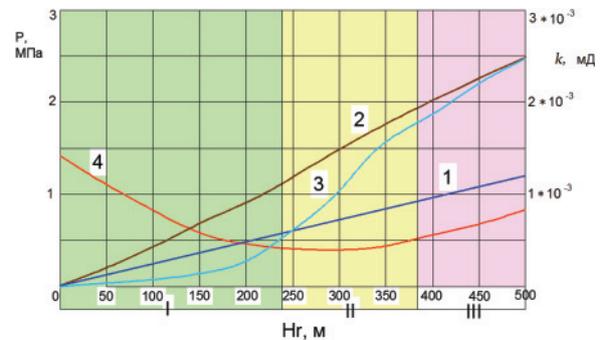


Рис. 1. График зависимости газопрооницаемости (k) угольных пластов и газового давления (P) от глубины горных работ H_g ; 1 – гидростатическое давление; 2 – статическое давление горных пород; 3 – давление метана в угольных пластах; 4 – газопрооницаемость угольных пластов; I, II, III – зоны изменения давления и газопрооницаемости

Fig. 1. Graph of coal seams gas permeability (k) and gas pressure (P) dependence on the depth of mining works H_g ; 1 is the hydrostatic pressure; 2 is the rocks static pressure; 3 is the methane pressure in coal seams; 4 is the gas permeability of coal seams; I, II, III are the zones of pressure and gas permeability change

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 (2) Г.Д. Лидина [15]:

$$P = B(H_1 - H_0)^v + P_0, \quad (2)$$

где H_1 – глубина замера давления, м; H_0 – глубина верхней границы метановой зоны, м; B , v – эмпирические коэффициенты.

Расчеты показывают, что в угольных бассейнах стран СНГ газовое давление на максимально доступных глубинах колеблется от 3 до 5 МПа, в отдельных случаях поднимаясь выше 10 МПа.

Газоносность угленосной толщи определяется также естественной газопроницаемостью, которая зависит от условий залегания пластов, степени обнажения толщи и длительности циклов эрозии. Различают три пояса изменения естественной газопроницаемости толщи по глубине (рис. 1).

Газопроницаемость пород верхнего пояса повышается по мере приближения к земной поверхности. Так как во втором поясе газовое давление ниже статического давления пород, то газопроницаемость толщи здесь понижена. По мере увеличения газового давления в третьем поясе газопроницаемость толщи вновь возрастает за счет статического давления пород.

Между пластовым давлением (P) и газопроницаемостью (k) существует количественная связь, выражаемая формулой (3) [15]:

$$k = k_0 e^{-bP}, \quad (3)$$

где k_0 – начальная газопроницаемость, мД; b – коэффициент; e – основание натуральных логарифмов.

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

В ненарушенном угольном массиве фильтрующий скелет угля обладает высоким сопротивлением и сравнительно малопроницаем, поэтому газопроницаемость угольного пласта в значительной степени зависит от целостности массива. По газопроницаемости угольные пласты разделяются на: высокогазопроницаемые – $k > 2 \dots 3 \cdot 10^{-3}$ мД; среднегазопроницаемые $k = 1 \dots 2 \cdot 10^{-3}$ мД; низкогазопроницаемые $k < 1 \cdot 10^{-3}$ мД.

Газопроницаемость углей основных бассейнов стран СНГ в 3–5 раз выше газопроницаемости пород. В табл. 1 приведены средние значения газопроницаемости разрабатываемых угольных пластов Карагандинского бассейна [16], полученные экспериментальным путём.

Таблица 1. Средние величины газопроницаемости разрабатываемых угольных пластов Карагандинского бассейна

Table 1. Average values of the developed coal seams gas permeability of the Karaganda basin

Пласт Layer	Глубина от поверхности, м Depth from a surface, m	Выход летучих, % Volatile content, %	Средняя величина газопроницаемости, 10^{-2} мД Average size of gas permeability, 10^{-2} mD
К ₁₈	400...500	28...32	0,6...0,9
К ₄	350...500	26...31	0,3...0,7
К ₁₃	400...500	25...30	0,9...1,1
К ₁₂	250...450	23...28	3,3...5,5
К ₁₀	400...450	21...27	1,0...1,5
К ₇	400...500	20...26	1,2...1,8
К ₄	250...400	20...25	1,0...1,1
К ₃	300...400	19...24	0,8...1,0
К ₂	200...300	22...28	0,7...0,9
А ₅	300...450	23...25	0,7...0,9

В табл. 2 приведены расчетные значения изменения газопроницаемости в зависимости от глубины залегания разрабатываемых угольных пластов Карагандинского бассейна, выполненные А.К. Акимбековым и А.А. Маховым в КарГТУ. Коэффициент анизотропии для пластов Карагандинского бассейна колеблется от 5 до 6.

Таблица 2. Расчетные значения газопроницаемости угольных пластов на различных глубинах

Table 2. Calculated values of coal seams gas permeability at various depths

Пласт Layer	Интервал глубин, м Interval of depths, m	Газопроницаемость, 10^{-2} мД Gas permeability, 10^{-2} mD
К ₁₀	400	1,51
	600	0,19
	800	0,05
К ₁₂	400	2,77
	600	0,35
	800	0,09
Д ₁ -Д ₅	400	5,85
	600	0,75
	800	0,19
Д ₆	400	3,89
	600	0,50
	800	0,13

Анализ данных табл. 1, 2 свидетельствует о достаточно высокой достоверности и сходимости результатов, полученных экспериментальным и расчетным путём.

Наибольшие значения газопроницаемости по напластованию угольных пластов имеет пласт К₁₂ и пласты долиньской свиты Д₁, Д₅ и Д₆. В Карагандинском бассейне глубина зоны газового выветривания составляет 50...230 м. На этих глубинах газоносность угольных пластов достигает 25...30 м³/т, а газоносность пород – 4...6 м³/т [17].

Максимальная газоносность углей и газопроницаемость пород установлена в Карагандинском бассейне на глубинах около 500 м. Вне зоны газового выветривания от 150–200 до 300–500 м происходит интенсивное повышение газоносности с максимальным значением на глубине 500 м. Ниже этой глубины темп роста газоносности снижается и приближается к предельным значениям сорбционной емкости. Уменьшение темпа роста 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.

Общей закономерностью изменения метаноносности является увеличение газоносности с возрастанием степени метаморфизма угля. Связь газоносности со степенью метаморфизма имеет сложный характер. Максимальной газоносностью (до 40 м³/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 м³/т. Значения от 10 до 20 м³/т наблюдаются у углей с выходом летучих от 4,5 до 14,5 % и от 23 до 43 % [1, 15].

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

Выделение ранее нерешенных частей общей проблемы

Эффективность проводимых дегазационных мероприятий по угольным пластам, как правило, определяется газовым состоянием угольного массива (параметрами температуры и давления газа, газоносностью пород), физическими свойствами и строением угля, существующими технологиями и экономическими условиями добычи.

Когда пласты с газоносностью 15...20 м³/т разрабатываются высокопроизводительными очистными забоями с нагрузками более 2000 т/сут, наблюдается значительное отставание подготовительных работ от очистных. В результате время для предварительной дегазации пласта сокращается, что ведёт к простоям очистных забоев по газу. Кроме того, с увеличением глубины горных работ естественная скорость газовыделения в дегазационные скважины часто не обеспечивает требуемого уровня извлечения газа из пласта. Это обусловлено низкой природной фильтрационной и диффузионной проницаемостью угля, его высокой газоемкостью и низкой (по сравнению с газовыми коллекторами) пористостью.

Газопроницаемость и метаносность углей являются одним из важнейших критериев оценки перспективности метаноугольных площадей для подготовки к освоению.

Поэтому для определения перспективности добычи метана из угольных пластов необходимы детальные исследования по определению газоносности и проницаемости угольных пластов на тех участках, где планируется такие мероприятия. В Карагандинском угольном бассейне одним из таких объектов является Шерубайнуринский участок.

Формулировка целей статьи

Изучение природной газоносности угольного пласта К₁₀ на Шерубайнуринском участке Карагандинского угольного бассейна производилось с целью определения перспективности добычи метана из угольных пластов этого участка. При этом ставились следующие задачи:

- экспериментальное определение газоносности пласта К₁₀ способом отбора проб и путем пересчета газообильности выемочного участка при обработке пластов;
- определение газоносности пласта К₁₀ расчётным способом;
- сравнение экспериментальных и расчётных данных по метаносности пласта К₁₀;
- установление основных закономерностей изменений метаносности угольного пласта К₁₀ в зависимости от глубины его залегания.

- определение характера влияния разгрузки призабойной зоны пласта на величину метаносности.

Изложение основного материала

Границы поясов с различными величинами и характером изменения газового давления и газопроницаемости (рис. 1) являются зонами термодинамической неустойчивости углепородного массива. Поэтому при техногенном воздействии на угольные пласты в этих зонах они будут обладать повышенной газоотдающей способностью. В нашей работе такие зоны повышенной флюидоактивности определены на глубинах 250, 360...370 и 500 м. Эти данные нашли практическое подтверждение: в работе [18] приводится график влияния глубины залегания пласта на дебит скважин гидрорасчленения (рис. 2).

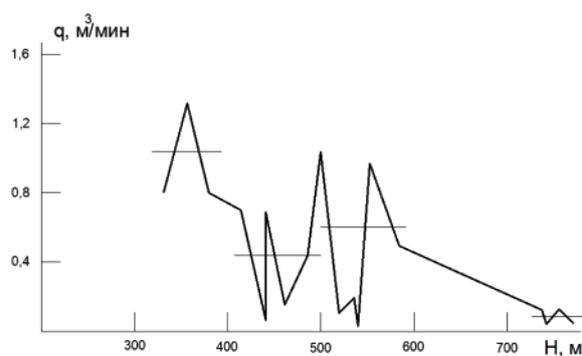


Рис. 2. Влияние глубины залегания пласта на дебит скважин гидрорасчленения

Fig. 2. Dependence of gas release intensity in the hydrodynamic wells on the formation depth

Как видно из этого графика, наибольший дебит скважины имеют на глубине 360 и 500 м, т. е. на границе поясов с различными величинами и характером изменения газового давления и проницаемости.

Для расчета газоразгрузки из угольного пласта необходимо знать закономерности изменения исходного газового давления в процессе ведения горных работ. Исследованиями [16] установлено, что при переходе в зону повышенных статических напряжений кривая газового давления выполаживается и меняет форму с выпуклой на вогнутую (рис. 3). Эмпирическую функцию, описывающую газовое давление в угольном пласте за период времени с момента его обнажения и до стабилизации напряженно-деформированного состояния, можно определить по формуле (4):

$$P_x = P_0 + (P_1 - P_0)e^{-\frac{x^2}{2l^2(t)}}, \quad (4)$$

где P_x , P_0 – соответственно, давление газа на расстоянии x от обнаженного пласта и первоначальное давление в пласте, МПа; P_1 – давление газа на вскрытой поверхности пласта, МПа; $l(t)$ – глубина залегания зоны разгрузки, м.

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

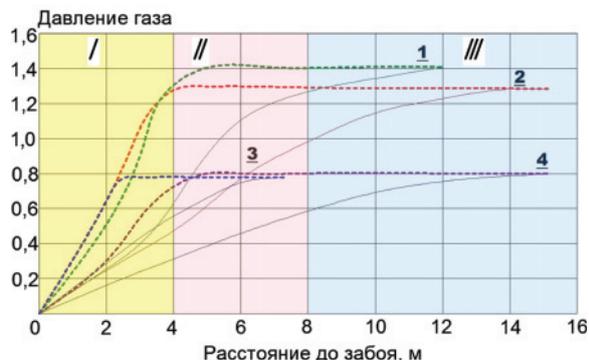


Рис. 3. График зависимости давления газа P в разрабатываемом угольном пласте от расстояния X до забоя с учетом физико-механических свойств пород: сплошные линии – для момента обнажения пласта, пунктирные – для момента затухания деформаций; 1, 2, 3, 4 – различные пласты; I – блочное расчленение, II – зона неупругих деформаций, III – зона упругих деформаций

Fig. 3. Graph of dependence of gas pressure P in the developed coal seam on the distance X to the face, taking into account the rheological properties of the rocks: solid lines – for formation opening time, dotted lines – for deformations attenuation moment; 1, 2, 3, 4 are the different seams; I – block dismemberment, II – inelastic deformation zone, III – elastic deformation zone

Глубина залегания угольного пласта оказывает существенное влияние на его газоносность [17]. Газоносность угольных пластов Шерубайнуринского участка нарастает с глубиной по зависимости, описываемой уравнением регрессии (рис. 4), и в общем случае имеет вид уравнения Ленгмюра (5) [1]:

$$X = X_r \frac{100 - W - A_c}{100} \text{ м}^3/\text{т}, \quad (5)$$

где X_r – природная метаноносность сухой беззольной массы угля, $\text{м}^3/\text{т}$; W – природная влажность угля, %; A_c – зольность угля, %.

Природная метаноносность сухой беззольной массы угля (X_r , $\text{м}^3/\text{т}$ с.б.м.) определяется из выражения (6) [1]:

$$X_r = \frac{1,3c(H - H_0)}{1 + b(H - H_0)} \text{ м}^3/\text{т}, \quad (6)$$

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

Значения параметров уравнений (5) и (6) принимаются по «Классификатору метаноносности угольных пластов Карагандинского бассейна» [19] с учётом уточнённых параметров по фактическому метановыделению в подготовительные выработки, а для новых полей – по данным геологических отчётов.

Остаточная метаноносность угля, оставленного в целиках, вычисляется по формуле (7) [1]:

$$X_o = 0,001 X_{o,r} (100 - W - A_c), \quad (7)$$

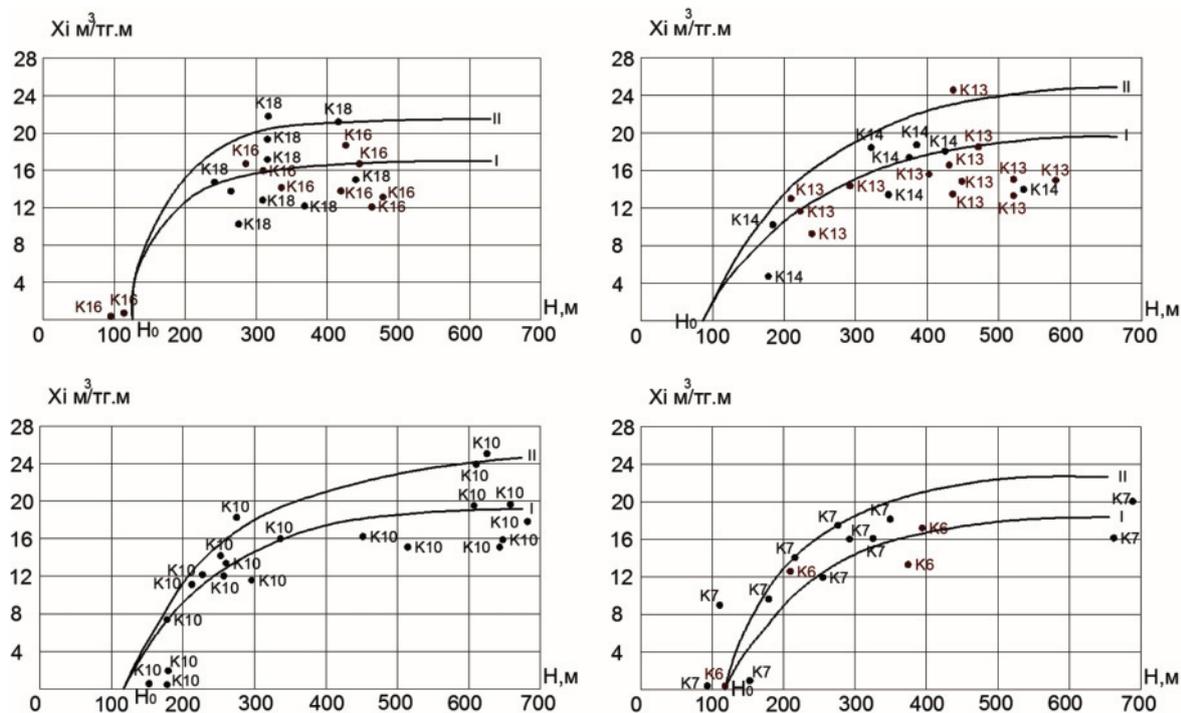


Рис. 4. Графики изменения газоносности пластов K_{18} , K_{16} , K_{14} , K_{13} , K_{12} , K_{10} , K_7 , K_6 в зависимости от глубины их залегания на Шерубайнуринском участке: I – без учета потерь при отборе проб; II – с учетом потерь

Fig. 4. Graphs of changes in gas content of seams K_{18} , K_{16} , K_{14} , K_{13} , K_{12} , K_{10} , K_7 , K_6 , depending on the depth of their location in the Sherubaynursky district: I – without taking into account losses during sampling; II – taking into account the losses

где $X_{0,r}$ – остаточная газоносность сухой беззольной массы угля при атмосферном давлении, м³/т с.б.м. принимается по табл. 3.

Таблица 3. Остаточная метаноносность ($X_{0,r}$) углей
 Table 3. Residual methane content ($X_{r,g,c}$) of coals

Значения $X_{0,r}$, м ³ /т с.б.м. при выходе летучих веществ, % Values $X_{r,g,c}$ of m ³ /t.d.a.w. at an exit of volatiles, %				
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 ($X_{0,r}$).

При многократной надработке или подработке остаточная метаноносность определяется по тем же формулам путём подстановки в них вместо (X) значения ($X_{0,r}$) 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_r в угольных пластах возрастает по закону, близкому к гидростатическому [16] и вычисляется по формуле (8):

$$P_r = 10^{-2} \cdot (H - H_0). \quad (8)$$

Многочисленные измерения газового давления в шахтных условиях подтверждают эту связь. Данные экспериментальных работ по измерению газового давления в пласте Д₆ Карагандинского бассейна на глубине 450...500 м показали, что его величина колеблется в пределах 2...3,5 МПа.

Описанная зависимость 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 свиде-

тельствует о наличии в угленосной толще локальных зон с аномальными увеличениями газового давления и газоносности по сравнению с соседними участками.

Расчетное изменение природной газоносности пласта K₁₀ с учетом зольности, выполненное нами, приведено на рис. 5. При расчете коэффициенты Лэнгмюра s и b принимались 0,265 и 0,0119 соответственно, H_0 – 133 м, A_s – 25,4 %, W – 4,3 % («Классификатор метаноносности угольных пластов Карагандинского бассейна» [19]).

Характер изменения газоносности описывается уравнением (9):

$$X = AH^2 + BH + C, \quad (9)$$

где X – природная газоносность пласта с учетом влажности и зольности, м³/т; H – глубина залегания пласта, м; A , B , C – эмпирические коэффициенты, равные соответственно: 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 «АрселорМитталТемиртау» существует лаборатория по определению газоносности угольных пластов, оборудованная аппаратурой немецкой фирмы DMT и использующая ее методику отбора и разделки проб [20]. Специальным буровым инструментом с пневматическим приводом бурится скважина по пласту. Через каждые 2 м отбираются пробы угля и помещаются в герметичный сосуд.

Длина скважины составляет 20...22 м. В лаборатории с помощью газоанализатора определяется количество выделившегося газа из одной емкости. Затем проба размальывается и опять определяется количество выделившегося метана. Кроме содержания метана определяется влажность угля, зольность и выход летучих.

По содержанию метана из нескольких проб, отобранных с разных глубин, строится результирующая кривая метаноносности угля.

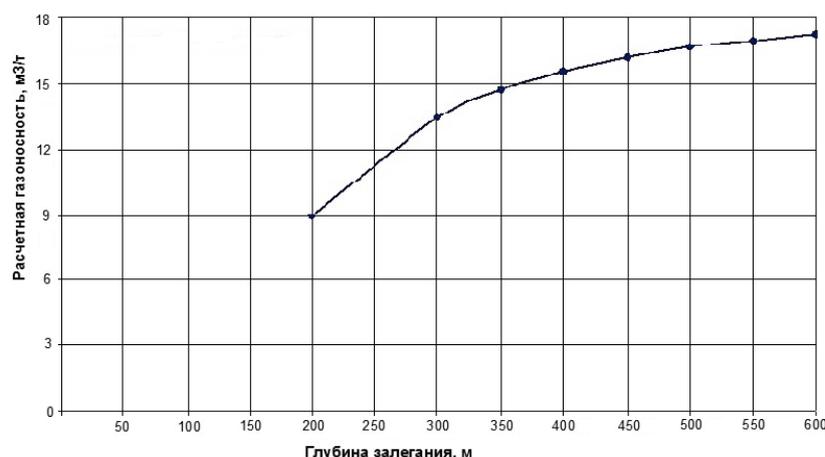


Рис. 5 Расчетное изменение с глубиной газоносности пласта K₁₀ на шахте «Абайская»

Fig. 5. Estimated change with the depth of gas content of the K₁₀ seam at the Abayskaya mine

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 промштрека 33K₁₀-С шахты «Абайская» на расстоянии 55 и 65 м от монтажной камеры 33K₁₀-С показали, что характер изменения газоносности выглядит следующим образом (рис. 6).

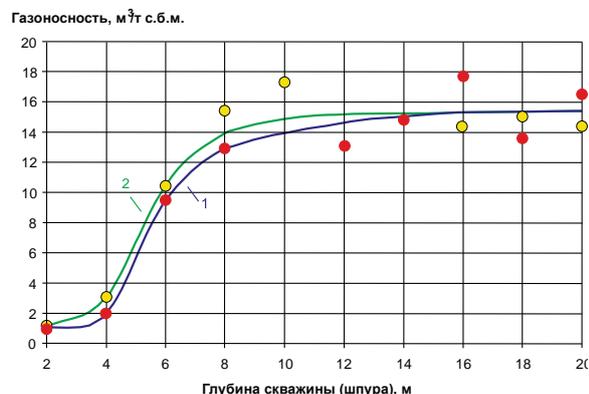


Рис. 6. Замеренное изменение газоносности пласта K₁₀ с глубиной скважины (шпура) в штреке 33K₁₀-С, шахта «Абайская»: 1 – в 65 м от монтажной камеры; 2 – в 55 м от монтажной камеры

Fig. 6. Measured change in gas content of the formation along the depth of the well in the drift 33K₁₀-С, Abayskaya mine: 1 – 65 m from the installation chamber; 2 – 55 m from the installation chamber

Газоносность угля в интервале скважины от 2 до 4 м увеличивается слабыми темпами, из-за значительных трещин, образовавшихся в результате деформации массива пород (блочное расчленение) (рис. 5, кривые 1 и 2). Затем с 4 до 8 м наблюдается ее резкое 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 K₁₀ в районе монтажной камеры 33K₁₀-С шахты «Абайская» на глубине 520 м составляет 18,9...19,3 м³/т.

Нами выявлена взаимосвязь расстояния от контура выработки до границ зон различного геомеханического и газодинамического состояния (10):

$$X^{n+1} + X - 1 = 0, \quad (10)$$

где X – отношение расстояния до границы предыдущей зоны к расстоянию до границы последую-

щей зоны; n – порядковый номер зоны, начиная от контура выработки.

По этой зависимости, зная размеры одной из зон, можно определить размеры других зон.

На шахте «Абайская» были проведены также работы по определению газоносности пласта K₁₀ на 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 нетронутом 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 м³/т, газоносность при давлении 1 бар – 2,7 м³/т, десорбируемый газ – 11,8 м³/т [21].

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

Например, на шахте им. Кузембаева производился отбор проб угля пласта K₁₀ из парной выработки вентиляционного штрека 37K₁₀-В. Результаты обработки показали, что на глубине 570 м газоносность пласта K₁₀ 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 м³/т, газоносность при давлении 1 бар – 2,7 м³/т, десорбируемый газ – 14,5 м³/т.

Если провести прямую линию через точку, лежащую в пределах зоны неупругих деформаций, то тангенс угла ее наклона характеризует состояние 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 подвергся изменению [22, 23].

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

С сентября 2012 г. по декабрь 2013 г. на шахте «Абайская» производилась отработка северного блока пласта K₁₀ лавой 33 K₁₀-С.

Вентиляционный штрек был проведен на глубине 470 м, конвейерный – 540 м. Расчетная газоносность пласта 16,3–16,9 м³/т. За время работы лавы было добыто 1,15 млн т угля, средствами вентиляции извлечено 112,5 млн м³ метана, скважинами пластовой дегазации каптировано 4,6 млн м³. Таким образом, относительная газообильность выемочного участка составила 6,5 м³/т.

Результаты ранее проведенных исследований показали, что около 80 % метана, содержащегося в угле, выделяется в результате механического разрушения при работе комбайна, около 20 % остается в связанном состоянии. Учитывая это обстоятельство, можно сказать, что средняя газоносность пласта составляла 7,8 м³/т.

На шахте «Абайская» с мая 2011 г. по февраль 2012 г. производилась отработка южного крыла пласта K₁₀ лавой 321K₁₀-Ю. Вентиляционный штрек 321K₁₀-Ю был проведен на глубине 540 м, а конвейерный штрек 321K₁₀-Ю – на глубине 480 м. Вынимаемая мощность пласта составляла 3,2 м. Расчетная газоносность пласта K₁₀ по классификатору составила 16,2...16,9 м³/т.

За время работы лавы средствами вентиляции было извлечено 74,8 млн м³ метана при общей добыче 629 тыс. т угля. Скважинами предварительной и передовой дегазации было каптировано 40,2 млн м³. 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 м³/т.

Следует отметить, что абсолютная газообильность выемочных участков достигала 140 м³/мин при нагрузке на лаву около 3000 т/сут, однако применяемые на шахте средства дегазации обеспечили необходимый уровень снижения метанообильности горных выработок.

Заключение

Газоносность пласта K₁₀ в условиях Шерубайнуринского участка оценивается в среднем в

17,5 м³/т. Однако способ определения 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.

Проведенные исследования показали, что результаты определений природной газоносности угольных пластов, выполненных по способу фирмы DMТ GmbH & Co. KG, при соблюдении всех требований, дают хорошую сходимость с расчетной величиной.

Газоносность угольных пластов Шерубайнуринского участка нарастает с глубиной по зависимости, описываемой уравнением регрессии, в общем случае имеющим вид уравнения Ленгмюра. На основании факта выполаживания изотермы газоемкости угля при высоких давлениях метана можно предположить, что с увеличением глубины залегания темпы роста газоносности замедляются.

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

Газоносность угля в интервале от 2 до 4 м от стенок выработки увеличивается слабыми темпами, из-за значительных трещин, образовавшихся в результате деформации массива пород (блочное расчленение). Затем с 4 до 8 м наблюдается ее резкое увеличение (зона неупругих деформаций). С 8...9 м кривая роста практически выполаживается, достигнув своего максимума в зоне упругих деформаций.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Некоторые аспекты исследования газоносности пласта k₁₀ в условиях шахты «Абайская» УД АО АМТ» / Е.Н. Филимонов, В.С. Портнов, В.В. Егоров, Ю.Ю. Стефлюк, А.А. Кенетаева. – Караганда: Изд-во КаРПУ, 2016. – 98 с.
2. Selection of monitoring techniques for a carbon storage and enhanced coalbed methane recovery pilot test in the Central Appalachian Basin / E.S. Gilliland, N. Ripepi, M. Conrad, M.J. Miller, M. Karmis // *Int. J. Coal Geol.* – 2013. – № 118. – P. 105–112.
3. Coalbed methane produced water in China: status and environmental issues / Y. Meng, D. Tang, H. Xu, Y. Li, L. Gao // *Environmental science and pollution research.* – 2014. – V. 21. – P. 6964–6974.
4. Coalbed methane production potential for Taldykuduk block Karaganda Coal Basin, Kazakhstan / E. Chavonnand, L. Kaba, T. Le, C. Moyné, I. Panfilov, S. Kabirova, R. Sadykov, U. Zhapbasbayev. – France, Anglet: JEMP, 2016. – 150 p.
5. Pashin J.C. Origin and Consequences of Variable Gas Saturation in Coalbed Methane Reservoirs of the Black Warrior Basin // *International Journal of Coal Geology.* – 2010. – V. 82. – P. 135–146.
6. Qin Yong, Ye Jianping. Review on Development of CBM Industry in China // *Geoscience Technology Workshop, Opportunities and Advancements in Coal Bed Methane in the Asia Pacific.* – Australia, Brisbane, 2015. – № 80454. – 31 p.
7. Coalbed Methane / Ahmed Al-Jubori, Sean Johnston, Chuck Boyer, Stephen W. Lambert // *Clean Energy for the World, Oilfield Review.* – 2009. – V. 21. – № 2. – P. 4–13.
8. Durant R.F. Hybrid Downhole Microseismic and Microdeformation Monitoring of a Vertical Coal Seam Gas Well // 2016 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – Perth, Australia, 25–27 October 2015. – P. 2–18.
9. Optimizing Horizontal Completion Techniques in the Barnett Shale Using Microseismic Fracture Mapping / M.H. Fisher, J.R. Heinze, C.D. Harris, B.M. Davidson // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition.* – Houston, Texas, 26–29 September 2004. – P. 2–13.
10. Weatherall G.D. Interval Pressure Transient Test and Stress Testing in Coal Bed Methane Using Dual Packer Formation Testers: Case Studies from Indonesia // *OTC 25012. Society of Petroleum Engineers. Offshore Technology Conference. Asia.* – Malaysia, Kuala Lumpur, 2014. – P. 148–156.
11. Ruichen Shen, Zijian Wang, Lei Qiao. The Advanced Technology of Drilling and Completion for CBM in China. Search and Discovery Article #80452 // Adapted from oral presentation given at AAPG Asia Pacific Region, Geoscience Technology Workshop, Opportunities and Advancements in Coal Bed Methane in the Asia Pacific, Brisbane. – Queensland, Australia, 2015, February 12–13. – P. 78–94.
12. О реализации пилотного проекта по извлечению метана из неразгруженных угольных пластов / Н.А. Дрижд, Ф.А. Мулла-

- галиев, С.В. Кабилова, Е.Е. Акбаров, Д.Р. Ахматнуров // Горные науки в индустриально-инновационном развитии страны: Материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 70-летию Института горного дела им. Д.А. Кунаева. – Алматы, 2015. – Т. 87. – С. 306–310.
13. Advances in coalbed methane reservoirs integrated characterization and hydraulic fracturing for improved gas recovery in Karaganda Coal Basin, Kazakhstan / O. Ivakhnenko, A. Aimukhan, A. Kenshimova, F. Mullagaliev, E. Akbarov, L. Mullagaliev, S. Kabirova, A. Almukhametov // Science Direct. Energy Procedia 125. – 2017. – № 125. – P. 477–485.
14. Колмаков В.А. Метановыделение и борьба с ним в шахтах. – М.: Недра, 1981. – 134 с.
15. Айруни А.Т. и др. Газообильность каменноугольных шахт СССР. Комплексное освоение газоносных угольных месторождений / под ред. Г.Д. Лидина. – М.: Наука, 1990. – 213 с.
16. Coal bed methane Karaganda basin in the gas balance Republic of Kazakhstan: status and prospects / N.A. Drizhd, R.K. Kamarov, D.R. Achmatnurov, N.M. Zamaliyev, I.M. Schmidt-Fedotova // Scientific Bulletin of National Mining University. – 2017. – № 1. – P. 12–20.
17. Васючков Ю.Ф. Физико-химические способы дегазации угольных пластов. – М.: Недра, 1986. – 256 с.
18. Пучков Л.А., Сластунов С.В., Коликов К.С. Извлечение метана из угольных пластов. – М.: Изд-во МГГУ, 2002. – 384 с.
19. Классификатор метаносности угольных пластов Карагандинского бассейна. – Караганда: Министерство угольной промышленности СССР, 1986. – 54 с.
20. Газоносность пласта Д6 в зоне его отработки лавой 312Д6–3 на шахте «Казахстанская» / Е.Н. Филимонов, Р.К. Атыгаев, О.В. Варшавская, Т.К. Баймухаметов // Актуальные проблемы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций техногенного характера: Сб. докл. и выступлений 3 Международ. науч.-практ. конф. – Караганда, Казахстан, 2013. – С. 100–110.
21. Состояние и перспективы добычи метана на полях ликвидированных угольных шахт Карагандинского бассейна Монография / Н.А. Дрижд, Н.М. Замалиев, Д.Р. Ахматнуров, И.М. Шмидт-Федотова, Р.А. Мусин. – Караганда: КарГТУ, 2017. – 274 с.
22. Пошаговая процедура оценки параметров подработанного углепородного массива как газового коллектора / А.Н. Шашенко, Е.В. Кухарев, С.Н. Гапеев, А.Ю. Еременко // Научный вестник НГУ. – 2014. – № 6. – С. 38–45.
23. Оценка пространственных и коллекторских параметров техногенного газового месторождения по геомеханическим характеристикам вмещающего углепородного массива / А.Н. Шашенко, Е.В. Кухарев, А.О. Логунова, А.Ю. Еременко // Научный вестник Национального Горного Университета. – 2014. – № 1. – С. 33–40.

Поступила 17.01.2019 г.

Информация об авторах

Кабилова С.В., аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Ворошилов В.Г., доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Портнов В.С., доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии и разведки месторождений полезных ископаемых Карагандинского государственного технического университета.

Ахматнуров Д.Р., PhD, старший преподаватель кафедры геологии и разведки месторождений полезных ископаемых Карагандинского государственного технического университета.

UDC 622.791(315)

ESTIMATION OF GAS SATURATION OF COALBED NO. K₁₀ WITHIN THE SHERUBAYNURINSKY AREA OF THE KARAGANDA COAL-BASIN

Svetlana V. Kabirova¹,
kabirsv@mail.ru

Valery G. Voroshilov¹,
v_g_v@tpu.ru

Vasilii S. Portnov²,
vs_portnov@mail.ru

Denis R. Akhmaturov²,
d_akhmaturov@mail.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

² Karaganda State Technical University,
56, Nursultan Nazarbaev avenue, Karaganda, 100027, Republic of Kazakhstan.

The aim of the research is to study gas content of the K₁₀ coal reservoir for assessment of methane resources and possibility of its production in the Sherubainurinsky area of the Karaganda coal basin.

Methodology. To determine the value of natural gas content of the coal seam K₁₀ of the Karaganda coal basin, the authors have used three methods based on the calculated and actual data on gas evolution from formation during its development: 1) calculation of gas content by the Langmuir coefficients; 2) sampling and processing of coal samples by the method of DMT GmbH & Co. KG; 3) measurement of actual gas emission. Furthermore, the specified value was refined on the basis of comparison of the results obtained by different methods. Investigations were carried out on the field of the Abayskaya mine of ArcelorMittal Temirtau JSC during the development of the coal seam K₁₀.

Results. The gas content of the K₁₀ reservoir within the Sherubainurinsky site is estimated at an average of 17,5 m³/t. However, the method for determining the natural gas-bearing formation of reservoirs by the amount of released methane gives rather average value. The studies have shown that the results of determination of natural gas content of coal seams, made by the method of the company DMT GmbH & Co. KG, have good convergence with the calculated value. The gas content of the coal seams of the Sherubainurinsky site increases with depth according to the dependence described by the regression equation, in general, having the form of the Langmuir equation. The research results show that in a virtually intact array at a distance of 38... 42 m from the production wall, gas content is constant.

Scientific novelty: comprehensive studies of the coal bed gas content and the nature of the effect of unloading on its value of the Karaganda coal-basin.

Practical significance. Coal-basin. Associated coal mining gas methane in the development of mines is used to generate electricity and meet the needs of the mine itself. In the future, utilization of coalbed methane in Kazakhstan will save natural gas and reduce greenhouse gas emissions. This is a promising energy market. The gas permeability and methane content of coal seams are the main criteria for assessing the methane-coal areas during their preparation for development. Investigations of the gas content of coal seams will correctly assess the resources of methane and the possibility of its production in the Sherubainurinsky site of the Karaganda coal basin.

Key words:

Methane, coal seam, degassing, production prospects, industrial use, methane safety, gas output.

REFERENCES

- Fillimonov E.N., Portnov V.S., Egorov V.V., Steflyuk Yu.Yu., Kenetaeva A.A. *Nekotorye aspekty issledovaniya gazonosnosti plasta k₁₀ v usloviyakh shakhty «Abayskaya» Ugolnogo Departamenta Arcelor Mittal Temirtau* [Some aspects of the study of gas content of the reservoir k₁₀ in the conditions of the mine «Abayskaya» CD AMT]. Karaganda, KarGTU Publ., 2016, 98 p. In Rus.
- Gilliland E.S., Ripepi N., Conrad M., Miller M.J., Karmis M. Selection of monitoring techniques for a carbon storage and enhanced coalbed methane recovery pilot test in the Central Appalachian Basin. *Int. J. Coal Geol.*, 2013, no. 118, pp. 105–112.
- Meng Y., Tang D., Xu H., Li Y., Gao L. Coalbed methane produced water in China: status and environmental issues. *Environmental science and pollution research*, 2014, vol. 21, pp. 6964–6974.
- Chavonnand E., Kaba L., Le T., Moyne C., Panfilov I., Kabirova S., Sadykov R., Zhabasbayev U. *Coalbed methane production potential for Taldykuduk block Karaganda Coal Basin, Kazakhstan*. Anglet, France, JEMP, 2016. 150 p.
- Pashin J.C. Origin and Consequences of Variable Gas Saturation in Coalbed Methane Reservoirs of the Black Warrior Basin. *International Journal of Coal Geology*, 2010, vol. 82, pp. 135–146.
- Qin Yong, Ye Jianping A. Review on Development of CBM Industry in China. *Geoscience Technology Workshop, Opportunities and Advancements in Coal Bed Methane in the Asia Pacific*, 2015, no. 80454, 31 p.
- Ahmed Al-Jubori, Sean Johnston, Chuck Boyer, Stephen W. Lambert. Coalbed Methane. *Clean Energy for the World, Oilfield Review*, 2009, vol. 21, no. 2, pp. 2–18.
- Durant R.F. Hybrid Downhole Microseismic and Microdeformation Monitoring of a Vertical Coal Seam Gas Well. *SPE 182300*.

- Prepared for the 2016 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Perth, Australia, 25–27 October 2015. pp. 2–18.
9. Fisher M.H., Heinze J.R., Harris C.D., Davidson B.M. Optimizing Horizontal Completion Techniques in the Barnett Shale Using Microseismic Fracture Mapping. *SPE 90051. SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston, Texas, 26–29 September 2004. pp. 2–13.
 10. Weatherall G.D. Interval Pressure Transient Test and Stress Testing in Coal Bed Methane Using Dual Packer Formation Testers: Case Studies from Indonesia. *OTC 25012. Offshore Technology Conference-Asia*. Malaysia, Kuala Lumpur, 2014. pp. 148–156.
 11. Ruichen Shen, Zijian Wang, Lei Qiao. The Advanced Technology of Drilling and Completion for CBM in China. *Adapted from oral presentation given at AAPG Asia Pacific Region, Geoscience Technology Workshop, Opportunities and Advancements in Coal Bed Methane in the Asia Pacific, Brisbane*. Queensland, Australia, 2015, February 12–13. pp. 78–94.
 12. Drizhd N.A., Mullagaliyev F.A., Kabirova S.V., Akbarov E.E., Achmatnurov D.R. O realizatsii pilotnogo proekta po izvlecheniyu metana iz nerazgrzyzhennykh ugolnykh plastov [On implementation of a pilot project for extraction of methane from unloaded coal seams]. *Gornye nauki v industrialno-innovatsionnom razvitiit strany. Materialy konferentsii, posvyashchennoy 70-letiyu Instituta gornogo dela im. D.A. Kunaeva* [Mining Sciences in industrial and innovative development of the country. Proc. of the conference dedicated to the 70th anniversary of the Institute of Mining named after D.A. Kunaev]. Almaty, 2015. Vol. 87, pp. 306–310.
 13. Ivakhnenko O., Aimukhan A., Kenshimova A., Mullagaliyev F., Akbarov E., Mullagaliyev L., Kabirova S., Almukhametov A. Advances in coalbed methane reservoirs integrated characterization and hydraulic fracturing for improved gas recovery in Karaganda Coal Basin, Kazakhstan. *Science Direct. Energy Procedia*, 2017, vol. 125, pp. 477–485.
 14. Kolmakov V.A. *Metanovydelenie i borba s nim v shakhtakh* [Methane release and control in the mines]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 134 p.
 15. Airuni A.T. *Gazobilnost kamennougolnykh shakht SSSR. Kompleksnoe osvoenie gazonosnykh mestozhdenii* [Gas richness of coal mines of the USSR. Integrated development of coal gas deposits]. Ed. by G.D. Lidin. Moscow, Nauka Publ., 1990. 213 p.
 16. Drizhd N.A., Kamarov R.K., Akhmatnurov D.R., Zamaliyev N.M., Shmidt-Fedotova I.M. Coal bed methane Karaganda basin in the gas balance Republic of Kazakhstan: status and prospects. *Scientific Bulletin of National Mining University*, 2017, no. 1, pp. 12–20.
 17. Vasyuchkov Yu.F. *Fiziko-khimicheskie sposoby degazatsii ugolnykh plastov* [Physico-chemical methods of coal seam degassing]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 256 p.
 18. Puchkov L.A., Slastunov S.V., Kolikov K.S. *Iz vlechenie metana iz ugolnykh plastov* [Methane extraction from coal seams]. Moscow, MGGU Publ., 2002. 384 p.
 19. *Klassifikator metanonosnosti ugolnykh plastov* [Classifier of methanescopy coal beds of the Karaganda basin]. Karaganda, USSR Ministry of Coal Industry Publ., 1986. 54 p.
 20. Fillimonov E.N., Atygaev R.K., Varshavskaya O.V., Baimukhametov T.K. Gazonosnost plasta D6 v zone ego otrabotki lavoy 312D6-Z na shakhte «Kazakhstanskaya» [Gas content of the D6 stratum in the zone of its mining with lava 312D6-Z at the «Kazakhstan» mine]. *Aktualnye problemy preduprezhdeniya i likvidatsii chrezvychaynykh sityatsiy tekhnogenno kharaktera. Sbornik dokladov i vystupleniy 3 Mezhdunarodnoy nauchno-practicheskoy konferentsii* [Actual problems of prevention and emergency response of man-made character. Collection of reports and speeches of the 3rd International Scientific and Practical Conference]. Karaganda, Kazakhstan, 2013. pp. 100–110.
 21. Drizhd N.A., Zamaliyev N.M., Akhmatnurov D.R., Shmidt-Fedotova I.M., Mysin R.A. *Sostoyanie i perspektivy dobychi metana na polyakh likvidirovannykh ugolnykh shakht Katagandinskogo basseina. Monografiya* [State and prospects of methane production in the fields of liquidated coal mines of the Karaganda basin Monograph]. Karaganda, KarGTU Publ., 2016. 274 p.
 22. Shashenko A.N., Kykharev E.V., Gapeev S.N., Eremenko A.Yu. Poshagovaya protsedura otsenki parametrov podrobotannogo ugleporodnogo massiva kak gazovogo kollektora [Step-by-step procedure for estimating the parameters of subsupply coal-bearing massif as a gas collector]. *Nauchny vestnik Natsionalnogo Gornogo Universiteta*, 2014, no. 6, pp. 38–45.
 23. Shashenko A.N., Kykharev E.V., Logynova A.O., Eremenko A.Yu. Otsenka prostranstvennykh i kollektorskikh parametrov tekhnogenno gazovogo mestorozhdeniya po geomekhanicheskim kharakteristikam vmeshchayushchego ugleporodnogo massiva [Evaluation of spatial and reservoir parameters of a technogenic gas field according to the geomechanical characteristics of the surrounding coal and rock massif]. *Nauchny vestnik Natsionalnogo Gornogo Universiteta*, 2014, no. 1, pp. 33–40.

References: 17 January 2019.

Information about the authors

Svetlana V. Kabirova, postgraduate, National Research Tomsk Polytechnic University.

Valery G. Voroshilov, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Vasily S. Portnov, Dr. Sc., professor, head of the Department «Geology and Exploration of Mineral Deposits», Karaganda State Technical University.

Denis R. Akhmatnurov, PhD, senior lecturer, Karaganda State Technical University.