

Канд. техн. наук М. М. Андреев,
канд. техн. наук В. В. Камышан,
инж. М. М. Андреев
(ООО «Экометан»)

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ РАСЧЕТОВ МЕТАНОВОГО ПОТЕНЦИАЛА УГОЛЬНЫХ ШАХТ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Розроблені основні положення методу урахування метанового потенціалу вугільних шахт, перевірка якого в умовах діючих об'єктів показала високу його надійність відносно вибраного критерію - *інтегральної метанообільності об'єкту*. На базі цього методу пропонується виконати доповнюючі дослідження та розробити державний нормативний документ для урахування метанового потенціалу вугільних шахт та родовищ.

CRITERIA ESTIMATE OF CALCULATION OF METHANE POTENTIAL OF THE COLLIERIES AND DEPOSITS

Substantive provisions of a method of calculation of methane potential of the collieries which check in the conditions of operating objects has shown its high reliability concerning the accepted criterion – integrated methane of abundance of object are developed. On the basis of this method it is offered to execute additional researches and to develop the state standard document for calculation of methane potential of collieries and deposits.

Возрастающая роль и актуальность вопроса оценки достоверности определения метанового потенциала (МП) угольных месторождений (шахт) очевидна [1]. Для действующих и проектируемых угольных шахт из условия МП разрабатываются меры по обеспечению безопасности работ и определяются технологические, экономически обоснованные способы каптирования и утилизации метана, который сопутствует процессам добычи угля. Для перспективных способов добычи метана скважинами, пробуренными с поверхности, целесообразность определения МП того или иного района диктуется экономическими соображениями.

Метановый потенциал угольного месторождения (МП) – это количество метана, приведенное к нормальным условиям, которое может выделиться из угленосного массива при полной его разгрузке от геостатического давления на данной площади в рассматриваемом диапазоне глубин. МП выражается в абсолютных единицах (м^3) или относительных ($\text{м}^3/\text{т}$, $\text{м}^3/\text{м}^2$). Относительные единицы МП выражают удельное количество метана, которое может выделиться на тонну горючей массы рассматриваемой части массива (тонну добываемого угля), или на квадратный метр его площади.

Методика расчета МП довольно проста. МП равен сумме произведений мощности i -го пласта (m , м), его метаноносности (M , $\text{м}^3/\text{т}$ с.б.м.), пластовой зольности (A^z , %), удельной массы горючего вещества (γ , $\text{т}/\text{м}^3$), и площади пласта (S , м^2) на рассматриваемом участке всех i -ых потенциальных источников метана в принятом к расчету диапазоне глубин.

Однако, несмотря на простоту методики расчета МП, прогнозы залежей метана тех или иных угольных районов (месторождений), рассчитанные разными авторами по их методикам, столь разнятся между собой, что практически ни

одна из них не может быть принята для надежной оценки МП какого-либо участка угленосного массива. И причин для расхождения результатов расчетов МП множество: невыдержанность по мощности угольных пластов, трудно учитываемая при недостаточной разведанности того или иного участка месторождения, недостаточная изученность угленосности вмещающих пород, неполнота сведений о пластовой зольности того или иного потенциального источника метановыделения, неопределенность глубины участка рассматриваемого района, для которого рассчитывается МП. Наибольшую проблему вызывает принятая к расчету метаноносность источников метановыделения.

Рассмотрим четыре наиболее апробированные метода определения метаноносности горючей массы, основанные на пористо-сорбционной гипотезе газоёмкости угольных пластов x ($\text{м}^3/\text{т}$ с.б.м.): газокернаборников (ГКН), газового каротажа (МГРИ), поперечных газовых съёмок в верхнем окне лавы (ПС), лабораторный метод определения потенциальной метаноносности (ЛПМ). Сопоставления результатов определения метаноносности методами ГКН и МГРИ, выполненных трестом «Артемгеология» при бурении геологоразведочных скважин в течение семи лет, показали, что только около 50 % опробований угольных пластов имеют удовлетворительную сходимость (взаимные расхождения не превышали 30 %). Это сопоставление показало ошибочность обоих методов определения x [2]. Метод ПС игнорирует переток метана из разрабатываемого пласта в выработанное пространство через боковые породы, минуя лаву, и дает заниженные результаты величины x . Метод ЛПМ игнорирует изменение физико-химических свойств угля при его извлечении из массива, а результаты определения его потенциальных метаноносных свойств в условиях изменившейся пористости и химического состава априори не имеют смысла. Следует отметить, что за вековой период существования пористо-сорбционной гипотезы газоёмкости угольных пластов математический аппарат её определения так и не был создан [3]. И это не удивительно. Так как эта гипотеза находится в явном противоречии со вторым началом термодинамики и принципом Ле-Шателье – Брауна о фазовых переходах в твердых телах [4]. Такой многосторонний подход к одному из наиболее весомых показателей в определении МП угленосного массива не позволяет определить с достаточной степенью достоверности не только запасы метана в угольных месторождениях, но и прогнозировать ожидаемые метановыделения при ведении горных работ [5].

Одной из основных причин таких расхождений в расчетах, кроме физических моделей содержания метана в углях, различия использованных методов определения метаноносности горючей массы и оценки залежей потенциальных источников метана, следует считать отсутствие критерия надежности выполненных расчетов МП.

Исследованиями установлено, что угледобывающие объекты (выемочные участки, шахты, объединения шахт) характеризуются природным показателем – *интегральной метанообильностью* (ИМ). ИМ не зависит ни от объёма добываемого угля, ни от времени. Он определяет природный МП рассматриваемого угледобывающего объекта [6].

На рисунке 1 представлен ретроспективный обзор за 11 лет динамики изменения среднесуточной добычи A , абсолютной I и интегральной q_u метанообильности шахт, взятых из различных районов Донбасса: "Суходольская-Восточная" ОАО «Краснодонуголь» (1), ОАО "Комсомолец Донбасса" (2), им. Бажанова ГП «Макееуголь» (3) и "Западно-Донбасская" ОАО «Павлоградуголь» (4). Диапазон колебаний коэффициента неравномерности, численно равный отношению наибольшего значения параметра к наименьшему, для среднесуточной добычи указанных шахт в рассмотренном периоде составил 1,5 - 2,2; для абсолютной метанообильности – 1,3 - 3,5; относительной – 1,8 - 2,9, а интегральной – не превысил 1,15. Аналогичная картина проявилась и по объединениям шахт ГП: «Артемуголь», «Макееуголь», «Луганскуголь» и «Павлоградуголь» [7].

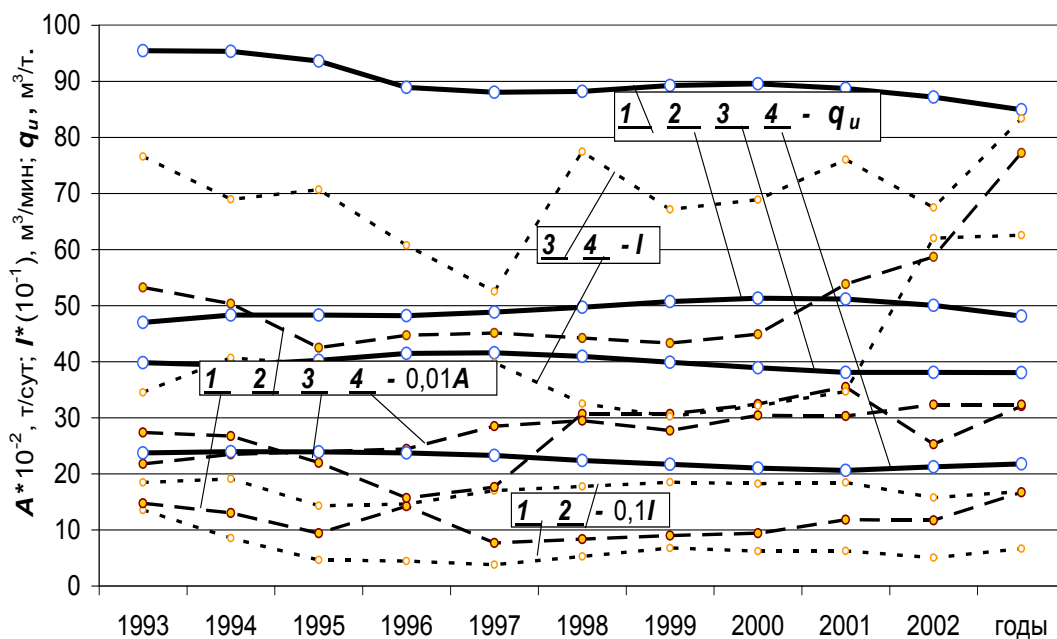


Рис. 1 – Динамика изменения ИМ ряда шахт за 11 лет

Разработан аналитический (расчетный) метод определения интегральной метанообильности угледобывающих объектов: шахт, групповых пластовых выработок, выемочных участков (ИМА) [7]. Более 1500 сопоставлений расчетных ИМА и натуральных ИМ определений метанообильности на угледобывающих объектах, которые отрабатывают угольные пласты на различных глубинах практически во всем диапазоне изменения степени метаморфизма горючей массы, по их разности Δ показали высокий уровень сходимости (в пределах точности натуральных определений, которая принята по точности определения концентрации метана в вентиляционных струях приборами контроля, равной 0,1 % (табл. 1). Метод ИМА разворачивает структуру газового баланса угледобывающего объекта по источникам (табл. 2) [8].

В табл. 2 приведен расчет метанового баланса по источникам двух участков шахты «Холодная Балка», которые отрабатывают пласт h_{10}^6 на незначительном

удалении друг от друга. Из-за некоторых расхождений в степени угленосности газоотдающего массива и незначительного отличия глубин залегания отрабатываемого пласта разность их q_u превышает 10 %. Несмотря на небольшое различие глубин отработки пласта m_3 соседними шахтами «Чайкино» и им. Бажанова, их величины q_u равны между собой, в то время как по шахте «Щегловка-Глубокая» - он в полтора раза меньше. Приведенные примеры показывают, что наиболее существенными в определении МП объекта является угленосность рассматриваемого объекта и метаносность его источников.

Результаты расчетов q_u и натурные её определения по шахтам ГП «Макеевуголь» приведены в табл. 1. Следует отметить, что лицензии, выданные этим шахтам по запасам метана, предполагают метаносность угленосного массива 10-14 м³/т, что в 3-4 раза меньше их МП. Это равносильно занижению запасов метана угольных шахт в несколько раз [9].

Таблица 1 – Сопоставления результатов определения интегральной метанообильности шахт q_{II} натурным (ИМ) и аналитическим (ИМА) методами

| Наименования шахт и их пластовых выработок | $q_{II}, \text{ м}^3/\text{т}$ | | $\Delta, \text{ м}^3/\text{т}$ | $[q_{II}], \text{ м}^3/\text{т}$ |
|---|--------------------------------|------|--------------------------------|----------------------------------|
| | ИМА | ИМ | | |
| "Холодная Балка", пл. h_{10}^6 | 41,8 | 43,3 | -1,5 | 8,1 |
| им. Бажанова, пл. m_3 | 51,3 | 48,5 | 2,8 | 9,5 |
| "Чайкино", пл. m_3 | 51,4 | 47,2 | 4,2 | 9,6 |
| "Щегловка - Глубокая" | 29,5 | 28,6 | 0,9 | 4,9 |
| по пласту m_3 | 26,5 | 26,7 | -0,2 | 3,3 |
| по пластам $l_1 - k_8$ | 31,5 | 30,1 | 1,4 | 2,7 |
| "Комсомолец Донбасса" | 34,4 | 33,7 | 0,7 | 6,4 |
| по пласту l_7 | 58,9 | 55,7 | 3,2 | 4,9 |
| по пласту l_4 | 84 | 87,8 | -3,8 | 7,3 |
| по пласту l_3 | 9,1 | 10,2 | -1,1 | 3,1 |
| Примеч.: $[q_{II}]$ - допустимая погрешность определения ИМ | | | | |

Оценка метанового потенциала какого-либо объекта (выемочного участка, пласта, шахты, геологического района, месторождения) должна включать размер рассматриваемой площади и глубину массива от поверхности, для которой выполнен расчет. Критерием для надежности принятых к расчету метаносности и стратиграфического распределения пластов должен стать метановый потенциал (интегральная метанообильность) шахты, расположенной на небольшом удалении от района, для которого рассчитывается МП.

Индустрия добычи метана угольных месторождений предусматривает, прежде всего, экономическую целесообразность его каптирования в данном районе. Рассмотрим условия, которые определяют эту целесообразность.

В настоящее время угольные шахты Украины выделяют из разгружаемого горными работами массива ~1,8 млрд. куб. м метана при среднегодовой добыче ~75 млн. т. Если отбросить 10 % добычи угля на негазовые шахты и добывае-

мого открытым способом, то интегральная метанообильность отрасли составит 34 м³/т. Примерно половину от всего выделяющегося метана поставляют шахты, где по условиям безопасности требуемая эффективность дегазации превышает 30 %. Чтобы повысить эффективность дегазации этих шахт до 50 %, необходимы определенные капиталовложения. Но даже при этом общее количество капируемого метана составит ~ 0,5 % от годового потребления газа Украиной. Учитывая значительную разброску этих объектов, метановый потенциал действующих шахт может быть использован только в пределах территории этих предприятий.

Таблица 2 – Структура МП двух участков шахты «Холодная Балка»

| Индекс пласта | 2 восточная разгрузочная лава | | | | | 3 западная лава | | | | |
|------------------------------|-------------------------------|------------|------------------------------|----------------------|--------------|-----------------|------------|----------------------|----------------------|-------------|
| | Мощность, м | Глубина, м | M, м ³ /т с.б. м. | q, м ³ /т | Доля, % | Мощность, м | Глубина, м | M, м ³ /0 | q, м ³ /т | Доля, % |
| | по участку | | | 39,3 | 100 | по участку | | | 44,32 | 100 |
| n | 1,85 | 650 | 17,5 | 0,86 | 2,2 | | | | | |
| i ₀ | 0,15 | 651 | 17,5 | 1,73 | 4,4 | 0,01 | 664 | 17,8 | 0,09 | 0,2 |
| n | 8,3 | 659 | 17,7 | 4,17 | 10,6 | 12,8 | 681 | 18,6 | 2,44 | 5,5 |
| n | 0,14 | 686 | 19,4 | 0,08 | 0,2 | 0,17 | 710 | 20,8 | 0,04 | 0,1 |
| n | 1,15 | 694 | 20 | 0,67 | 1,7 | | | | | |
| h ₁₁ ¹ | 0,08 | 694 | 20,1 | 1,02 | 2,6 | 0,4 | 710 | 20,9 | 4,92 | 11,1 |
| n | 2,7 | 697 | 20,3 | 1,53 | 3,89 | 5,00 | 715 | 21,2 | 1,46 | 3,3 |
| h ₁₁ | 0,15 | 707 | 21,1 | 2,12 | 5,39 | 0,12 | 719 | 21,6 | 1,55 | 3,50 |
| n | | | | | | 0,88 | 721 | 21,7 | 0,49 | 1,1 |
| h ₁₀ ¹ | 0,64 | 711 | 21,4 | 9,71 | 24,71 | 0,9 | 729 | 22,3 | 11,92 | 26,9 |
| b/u | | | | | | 0,06 | 741 | 23,3 | 0,84 | 1,9 |
| n | | | | | | 0,25 | 745 | 23,6 | 0,13 | 0,3 |
| h ₁₀ ⁶ | 0,82 | 729 | 22,8 | 12,58 | 32,01 | 0,90 | 747 | 23,7 | 12,41 | 28,0 |
| n | 0,4 | 732 | 23 | 0,31 | 0,79 | | | | | |
| h ₁₀ ⁿ | | | | | | 0,14 | 749 | 23,9 | 2,04 | 4,6 |
| n | 1,8 | 734 | 23,2 | 1,14 | 2,9 | 0,91 | 760 | 24,7 | 0,62 | 1,4 |
| n | 1,3 | 744 | 24 | 0,79 | 2,01 | 2,43 | 766 | 25,2 | 1,64 | 3,7 |
| b/u | 0,1 | 744 | 24 | 1,57 | 8,03 | | | | | |
| n | 1,5 | 746 | 24,1 | 0,98 | 2,49 | 5,22 | 767 | 25,3 | 3,68 | 8,3 |

Индустрия добычи метана угольных месторождений может базироваться только на скважинном способе капирувания метана, пробуренных с поверхности вне зоны влияния горных работ.

Сделав корректировку величины q_u на удельную массу угля ($\gamma = 1,4 \text{ т/м}^3$) и его среднюю зольность (~30%), получим $q_{uy} \approx 50 \text{ м}^3/\text{м}^2$ – средняя удельная интегральная метанообильность разгружаемого горными работами массива, отнесенная к единице площади горного отвода. Угленосный массив очистными работами разгружается на $\sim 100m_B$ (m_B – вынимаемая мощность пласта, м). Если среднюю величину m_B принять равной 1,25 м, то мощность разгружаемого горными работами массива составит ~ 125 м. При глубине поверхностной скважины 1,5 км продуктивные на метан горизонты охватят массив мощностью не ме-

нее 500 м, а его МП – не менее 200 м³/м². Тогда, из условия 50 % каптирования метана от МП перебурунного массива, определяется экономическая целесообразность добычи метана на рассматриваемом участке.

План реализации программы промышленной добычи метана угольных месторождений на первом этапе его осуществления включает следующие последовательные действия:

1. В Донецко-Луганском регионе предварительно определить площади, пригодные для добычи метана из угленосного массива.
2. Провести тестирование методики определения метанового потенциала по данным ретроспективного анализа динамики его развития на близ расположенных шахтах.
3. Определить МП, принятой к рассмотрению площади.
4. При условии превышения $q_{иу}$ 200 м³/м² на указанной площади провести оптимизацию параметров технологии добычи метана с динамическим воздействием на угленосный массив через пробуренные скважины.
5. По результатам апробации технологии на основании бизнес-плана приступить к промышленной добычи метана на данной площади.
6. Разработать нормативный документ (в электронной форме для служебного пользования) по оценке метанового потенциала выбранного участка месторождения.
7. Данную работу целесообразно провести совместно с геологическими организациями под эгидой ИГТМ НАН Украины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рудько Г. І. Наукові і методичні основи вивчення метаноносності вугільних родовищ для підрахування загальних і видобувних запасів метану / Г. І. Рудько, П. М. Калашник, В. І. Ловинюков // Геолог України, 2009. – №3. – С. 69 – 70.
2. Андреев М. М. Определение и прогноз газоносности угольных пластов и газообильности шахт Донбасса / М. М. Андреев. – М. :ЦНИЭИУголь. – 1975. – 57 с.
3. Эттингер И. Л. Газоёмкость ископаемых углей / И. Л. Эттингер– М. : Недра, 1966. – 223 с.
4. Хенней Н. Химия твердого тела / Н. Хенней. – М. : Мир. – 1971. – 224 с.
5. Андреев М. М. Технологические решения комплексной нейтрализации опасностей очистной выемки / М. М. Андреев, В. В. Камышан, М. М. Андреев // Проблемы горного давления. – 2007. – №15. – С. 190 – 225.
6. Андреев М. М. Интегральная метанообильность угольных шахт / М. М. Андреев, В. В. Камышан, М. М. Андреев // Материалы международной конференции «Форум горняков – 2007». – Д. : Национальный горный университет, 2007. – С. 88 –92.
7. Андреев М. М. Метановый потенциал угольных шахт / М. М. Андреев, В. В. Камышан, М. М. Андреев // Уголь Украины, 2008. – №1. – С. 26 – 31.
8. Андреев М. М. Введение в термодинамику угленосного массива / М. М. Андреев // Сб. докладов Международной науч.-техн. конференции «Форум горняков – 2003». – Днепропетровск: НГАУ, 2003. – С. 51-60.
9. Андреев М. М. Метановый потенциал – критерий надежности методов термодинамики угленосного массива / М. М. Андреев, В. В. Камышан, М. М. Андреев // Геолог Украины. – 2009. – №3. – С. 13 – 17.