

УДК 662.66:662.767.1(430)

ФАКТОРЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ МЕТАНА В УГЛЕНОСНОЙ ТОЛЩЕ (НА ПРИМЕРЕ ШАХТЫ ИМ. А. А. СКОЧИНСКОГО)

Волкова Т. П., Курилович В. В., Радецкая И. А.
(Дон НТУ, г. Донецк, Украина)

В статті вирішується питання розподілу природничого газу на вугільних родовищах. Оцінка ресурсів вуглеводневих газів потребує урахування геологічних факторів. Особлива увага надається наявності замкнених локальних антиклінальних та синклінальних структур. На прикладі поля діючої шахти ім. О. О. Скочинського розглянуто підрахунок запасів метану з коректурою газоносності на коефіцієнт газонасиченості.

The question of distributing of natural gas of coal deposits decides in the article. The estimation of resources of hydrocarbon gases needs account of geological factors. Basic attention is spared the presence of the reserved local anticlinal and synclinal structures. On the example of the field of operating mine the name of O. O. Skochinskogo is considered the count of supplies of methane with proof-reading of gas-bearingness with the gas-containing coefficient.

Решение газовой проблемы Украины частично связано с комплексным освоением угольных месторождений Донбасса. Последнее особенно важно для охраны окружающей среды и безопасного ведения работ на действующих горнодобывающих предприятиях. Государственной программой „Метан”, утвержденной кабинетом министров в 1999 году [1], предусмотрено увеличение объемов утилизации метана угольных месторождений, как альтернативного источника углеводородов. В связи с этим актуаль-

ным является решение вопросов о факторах распределения природных газов в угленосной толще для достоверной оценки ресурсов метана.

Угленосная толща Донбасса содержит значительные геологические запасы углеводородных газов. Опираясь на опыт отработки угля на шахтах Донецкого бассейна, установлено, что за все время эксплуатации разведанных угольных месторождений региона может быть изъято средствами шахтной дегазации приблизительно четверть общих объемов углеводородных газов, которые содержатся в вышеупомянутых геологических объектах. Это объясняется, во-первых, состоянием используемых технологий, а, во-вторых, формами нахождения природных газов в угленосной толще и низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами пород.

Значительное количество шахтного метана (до 40 %) находится в сорбированной форме в углистом веществе; около 50 % - в песчаниках [2]. При снятии горного давления в зоне влияния горных выработок, которое распространяется до 180–200 м в кровлю и 60 м в подошву [3], происходит перераспределение газов и их поступление в горные выработки. При этом из разрабатываемого пласта поступает до 70 % метана; из песчаников поступает около 30 %. Та часть газа, которая поступает в дегазационные системы, может быть утилизирована.

Основными компонентами газов угольных пластов является метан, среднее содержание которого составляет 87,38 %, азот – 7,14 %, тяжелые гомологи метана – 4,12 %. В химическом составе газа песчаников доля метана составляет 87,87 %, относительное количество тяжелых углеводородов не превышает 0,4 %, содержание азота составляет 10,67 %.

Поле шахты им. А. А. Скочинского расположено в западной части Донецко-Макеевского геолого-промышленного района, в южном крыле Кальмиус-Торецкой котловины, в висячем крыле Центрального надвига. По диагонали шахтное поле разорвано Мушкетовским надвигом с амплитудой от 5 до 163 м. В целом тектоническое строение шахтного поля квалифицируется как простое. При этом западная и центральная части характеризуются пологим моноклинальным слабонарушенным залеганием. В вос-

точной части оно осложнено наклонными складчатыми структурами простого строения с мелкоамплитудными нарушениями. Угленосная толща шахтного поля имеет волнистый вид с наличием локальных антиклинальных и синклиналильных структур, что проявляется в распределении газонасыщенности угленосной толщи.

Шахта им. А. А. Скочинского относится к опасным по внезапным выбросам угля, породы и газа. С начала строительства шахты и до 01.01.2007 г. произошли 1272 выброса угля, в том числе 13 внезапных и 1259 спровоцированных. Все внезапные выбросы, которые произошли на шахте, территориально расположены на площадях повышенной выбросоопасности пласта, которые обусловлены геологическими факторами.

Основными пластами-коллекторами газа на участке работ являются песчаники смоляниновской свиты башкирского яруса среднего карбона. Из 6-ти угольных пластов свиты C_2^3 разрабатывается мощный (1,34 м) выдержанный пласт h_6^1 на глубине 1200 м. Пласт отнесен к особенно опасным по внезапным выбросам. Разработка проводится с дегазацией. Остальные пласты по большей части тонкие, невыдержанные. По глубине залегания (1000-1600 м) шахтное поле принадлежит ко 2-й группе геологической сложности. 96 % территории шахтного поля расположено ниже границы зоны метанового выветривания (150-300 м). Шахта рентабельна, производственная мощность шахты по товарному углю 0,7 млн. т. Весь уголь действующей шахты используется для коксования.

Основные закономерности изменения природной газонасыщенности угольных пластов с глубиной являются общими для всего угольного бассейна [2]. От верхнего предела зоны метанового выветривания до глубины 700 м метаноносность интенсивно растет по линейному закону с последующей относительной стабилизацией. Закономерности изменения метаноносности угольных пластов с глубиной прослеживаются на графике зависимости $X = f(H)$, отстроенном по данным углегазовых проб в интервале глубин 0-900 метров юго-восточной части шахтного поля (рис. 1). Контроль достоверности зависимости $X = f(H)$ сделан путем со-

поставлення его с графиком зависимости сорбционной метаноёмкости угольных пластов от давления при температуре 30° С.

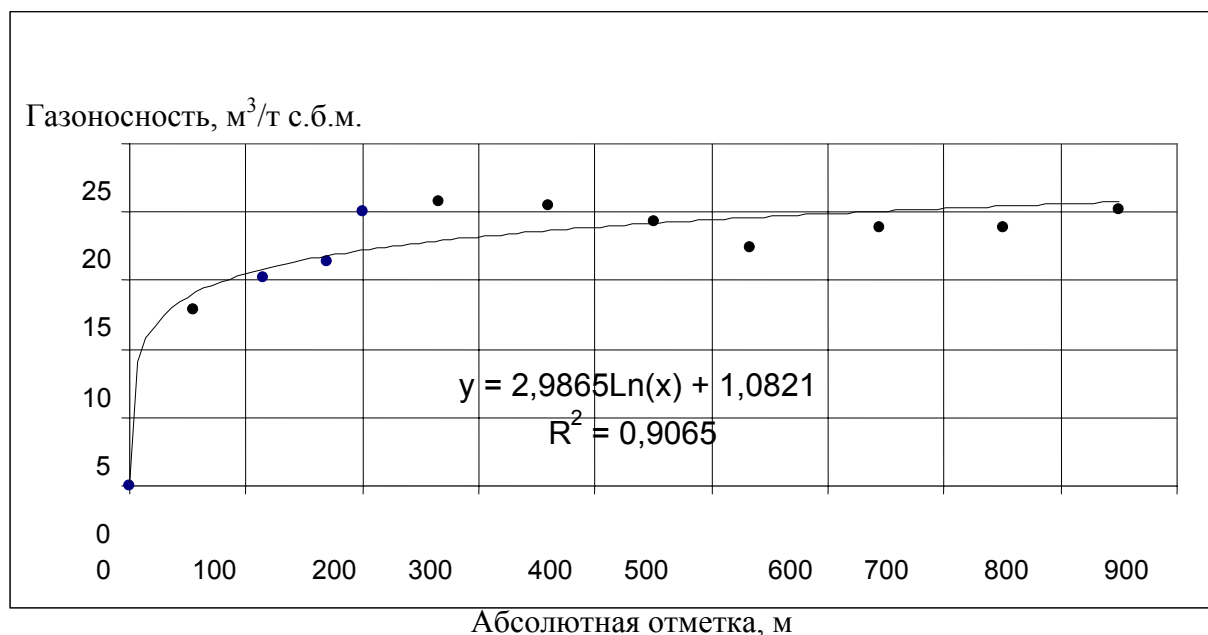


Рис. 1. График изменения метаноносности угольных пластов с глубиной и повышением степени метаморфизма

Корреляционная зависимость природной газонаосности на глубинах свыше 700 метров статистически незначима (коэф. корреляции 0,07). Отмечается увеличение природной газонаосности угольных пластов с повышением степени метаморфизма, что соответствует общим закономерностям для угольных бассейнов [2]. По данным исследователей [3], сорбционная метаноёмкость регионально метаморфизованого угля достигает максимальных значений на глубине 800-1000 м от верхней границы метановой зоны. В условиях исследуемого шахтного поля это глубина 1000-1200 м. Общая метаноёмкость угля, как суммарный объем метана в сорбированном и свободном состоянии, увеличивается с глубиной до 1400 м ниже верхней границы метановой зоны (приблизительно 1600 м). При экспериментальном изучении образцов угля относительно полное насыщение (до 85-90 %) метаном наблюдается при давлении 5-6*10⁵ Па. Повышение давления на лабораторной установке свыше 6*10⁵ Па метаноёмкость возрастает

еще на 10-15 %. Последующий рост давления – свыше $10 \cdot 10^5$ Па – не дает значительного прироста метаноёмкости (3-5 %). Однако, по данным американских исследователей, которые проводили испытание при давлениях до $150 \cdot 10^5$ Па (глубина залеганий приблизительно 1500 м), а несколько измерений даже при $240 \cdot 10^5$ Па, полного насыщения достичь еще не удалось. Поэтому можно считать, что в связи с постоянным ростом метаноёмкости угля (как суммы сорбированного и свободного газа) при термодинамических условиях глубин до 2000 м полной стабилизации метаноносности угольных пластов не происходит.

Была получена зависимость природной газоносности (X) от выхода летучих веществ (V^{daf}), косвенно (без учета степени восстановления углей) отражающая повышение степени метаморфизма и, соответственно уменьшения выхода летучих веществ. По данным шахты им. Скочинского, на глубинах относительной стабилизации между ними наблюдается значимая связь (коэф. корреляции -0,603), выражаемая уравнением:

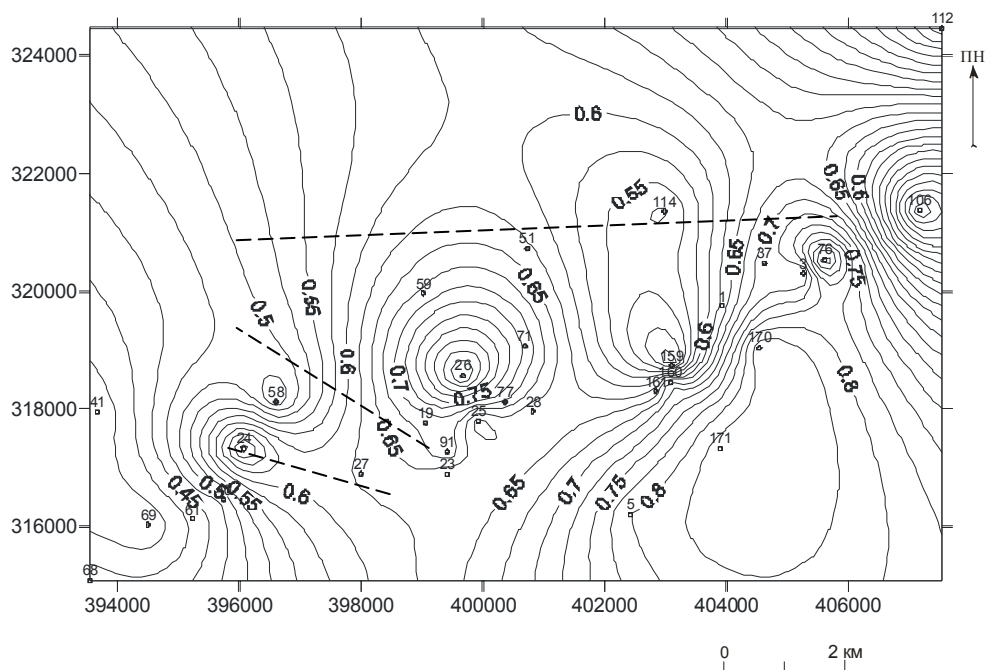
$$X = -0,51 \cdot V^{daf} + 31,34 \quad (1)$$

Снижение показателя выхода летучих веществ с повышением степени метаморфизма в различных марках угля обусловило отрицательный характер связи. Изменение марочного состава угля приводит только к изменению коэффициентов уравнения, не меняя отрицательного характера связи. Сорбционная метаноёмкость угля, рассчитанная по лабораторным определениям, имеет менее тесную (коэф. корреляции -0,257) отрицательную связь, но также имеет тенденцию увеличения в направлении роста степени метаморфизма.

Отмеченные региональные закономерности нарушаются влиянием тектонических факторов. На поле шахты Скочинского в зоне влияния сбросов отмечается существенное увеличение изменчивости значений газонасыщенности (рис. 2). Коэффициент вариации значений возрастает до 150-200 %. Причем на отдельных участках наблюдается тенденция к уменьшению метанообильности, а на других – значения, близкие к максимальным.

Распределение коэффициента газонасыщенности песчаника имеет сложный характер, который связан с развитием тектониче-

ских нарушений. На карте изогаз вырисовываются четыре аномальные зоны.



- 0.6 --- - изолиния коэффициента газонасыщенности (K_2);
- ° 37 - скважина и ее номер;
- - разрывные нарушения.

Рис. 2. Схематическая карта газонасыщенности (K_2) песчаника $h_5Sh_6^1$ поля шахты им. Скочинского

Первая расположена в восточной части шахтного поля вблизи от сместителя Мушкетовского надвига в его лежащем крыле. По данным ГИС коэффициент газонасыщенности песчаника в этой зоне изменяется от 0,7 до 0,9 и песчаник определен как газоносный. На юге первая зона переходит в другую аномалию, которая характеризуется значениями коэффициента газонасыщенности до 0,85. В центральной части участка исследований расположена третья аномальная зона, которая характеризуется величинами от 0,65 до 0,8. Четвертая аномальная зона расположена в юго-западном направлении от предыдущей. Значения коэффициента газонасыщения меняются от 0,6 до 0,75. По данным газового каротажа песчаник $h_5Sh_6^1$ определен как газонасыщенный.

Максимальные значения газоносности приурочены к локальным замкнутым антиклиналям, выделяемых на картах газоносности пласта методами тренд-анализа при устранении региональной составляющей. При подработке горными выработками эти участки пласта имеют повышенные газовыделение и могут рассматриваться как ловушки свободных газов. Поэтому по особенностям распределения метана по площади уже на стадии разведки по данным геофизических исследований скважин необходимо выявлять наличие локальных антиклинальных и синклиналиных структур, что обеспечит возможность утилизации метана во время отработки пластов угля.

Для достоверного подсчета ресурсов газа уже на стадии разведки угольных месторождений необходимо определить газоносные пласты-коллекторы в разрезах скважин, оценить характер их насыщения флюидом и рассчитать их производительность для последующей утилизации метана и разработки мер безопасности горных работ. Запасы шахтного метана в угольных пластах, согласно действующим инструкциям [4], определяются умножением запасов угля на природную газоносность. Добываемые запасы метана определяются согласно стандарту расчета дегазации [5], или по опыту работ:

$$V_{\text{уг}} = X * P * k = X * P * \left| \frac{100 - (A^d + W^{\text{max}})}{100} \right|, \quad (2)$$

где $V_{\text{уг}}$ – запасы метана в угольном пласте в границах объекта, тыс. м³;

X – среднее значение природной газоносности в границах объекта, м³/т на с.б.м.;

P – запасы угля в в границах объекта, тыс.т;

k – коэффициент беззольной массы, доли единиц;

A^d и W^{max} – соответственно зольность и влажность, принятые при подсчете запасов угля, %.

Подсчет запасов метана песчаников рекомендовано определять по формуле [6]:

$$V = X * P, \quad (3)$$

где V - запасы метана, м³;
 X - метаноносность песчаника, м³/т;
 P - „запасы” песчаника, т.

Установлено, что общая пористость пород имеет наиболее тесную связь со скоростью распространения упругих продольных волн [7]. Это позволяет проводить изучение фильтрационно-ёмкостных свойств пород методом акустического каротажа (АК) по данным измерений в скважинах.

Согласно рекомендациям, запасы метана в песчаниках определяются на базе доступных лабораторных определений пористости [8]. В этом случае применяется формула:

$$q_{ni} = K_{en} \frac{(0,0085 * 1 * H)}{0,1(1 - M_{ni}/M_p)}, \quad (4)$$

где q_{ni} - удельное метанопоступление, м³/м³;
 K_{en} - коэффициент эффективной пористости;
 H - глубина, м;
 $1 - (M_{ni}/M_p)$ - коэффициент разгрузки.

Однако в расчетах по вышеприведенным формулам не проводится корректировка газоносности на коэффициент газонасыщения, что в свою очередь, ведет к завышению конечных результатов. Возможность оценки коэффициента газонасыщенности коллектора по данным геофизических исследований скважин (ГИС) базируется на связи удельного электрического сопротивления с параметром газонасыщенности песчаников [9]. Вначале определяется значение параметра насыщенности (P_n), который является коэффициентом роста удельного электрического сопротивления [8]. По данным специализированных лабораторных исследований определяется коэффициент водонасыщенности (K_w) водонасыщенные пласты-коллекторы характеризуются значением P_n меньше 3,3, а для газонасыщенных пластов характерны значения $P_n > 3,3$. На участке исследований мы имеем дело с гидрофильными пластами, в которых есть как свободный газ, так и вода. Тогда коэффициент газонасыщенности (K_g) коллектора определяется:

$$K_z = 1 - K_v, \quad (5)$$

где K_v - коэффициент остаточной водонасыщенности пласта-коллектора.

По данным ГИС определяются пласты-коллекторы, характер их насыщения флюидом и производительность в разрезах скважин с достаточной степенью надежности для подсчета ресурсов газа. По данным газового каротажа газонасыщенность производительных горизонтов должна быть более чем $0,4 \text{ м}^3/\text{т}$ [10]. Для подсчета запасов (ресурсов) шахтного метана малопористых коллекторов поля шахты О. О. Скочинского применялась формула, которая была адаптирована для типовых газовых месторождений. Расчет ведется с учетом природных термо- и газодинамических условий, коллекторских свойств песчаников и характера их насыщения.

$$V_n = S * H * K_n * K_z * (P_n * 1/Z_n - 1) * f * \eta \quad (6)$$

где V_n – ресурсы метана, тыс. м^3 ;

S – горизонтальная проекция объекта подсчета, тыс. м^2 ;

H – средняя вертикальная эффективная мощность песчаника на площади, м;

K_n – средний коэффициент открытой пористости, доли единицы;

K_z – средний коэффициент газонасыщенности, доли единицы;

P_n – среднее начальное пластовое давление в газовой залежи, 10^5 Па ($\text{кгс}/\text{см}^2$);

$P_n = H_p * 0,1$, где H_p – глубина залегания пласта, м.

P_k – конечное пластовое давление, принимается равным $1 * 10^5 \text{ Па}$ [7];

Z_n – коэффициент сжимаемости газа в пластовом состоянии, доли единицы;

f – поправка на температуру для приведения объема к стандартным условиям, доли единицы;

η – коэффициент извлечения газа, принимается равным 1 при условии «наличия в недрах».

Всего по состоянию на 01.01.08 по угольному пласту h_6^1 на неотработанной площади шахтного поля по предложенной мето-

дике подсчитаны эмиссионные запасы метана, попадающие в вентиляционные и дегазационные системы:

- угольные пласты-спутники кровли - 726 млн. м³;
- собственно пласт h₆¹ - 1634 млн. м³;
- песчаники кровли – 2329 млн. м³;
- песчаники подошвы – 532 млн. м³.

Из этого количества метан, извлекаемый системой дегазации, составит 1706 367 тыс. м³. В настоящее время фактические ежегодные запасы эмиссионного метана, который изымается шахтой, составляют 36 млн. м³ (то есть 50 м³/т), в том числе добываемые 12,4 млн. м³ (31%). Метан не используется. Одновременно шахта ежегодно выплачивает налоги за загрязнение окружающей среды метаном в сумме 294 тыс. гр., в том числе 90 тыс. гр. за выбросы извлекаемого метана. Одновременно для отопления котельных шахта использует 5000 т угля на сумму (по себестоимости) 1,2 млн. гр. Экономическая эффективность за счет использования для отопления метана, который фактически изымается шахтой, и уменьшение налогов будет составлять 1,2+0,09= 1,3 млн. гр./год.

Приведенные цифры убедительно говорят о необходимости скорейшего решения проблемы утилизации шахтного метана.

СПИСОК ССЫЛОК

1. Постанова Кабінета Міністрів України від 6 вересня 1999 р. N 1634.
2. Геологические основы изучения и прогнозирования газоносности вмещающих пород угольных месторождений / Б. М. Зимаков и др. – М.: ИПКОН АН СССР, 1986.
3. Кравцов А. И. Газоносность угольных бассейнов и месторождений. – М.: Недра, 1972, т. 1, 3. – 237 с.
4. Методическое руководство по оценке ресурсов углеводородных газов угольных месторождений как попутного полезного ископаемого – М.: Мингео СССР, 1988.
5. СОУ 10.1.00174088.001-2004 Дегазація вугільних шахт. Вимоги до способів та схем дегазації. – Київ, 2005. – 163 с.

6. Инструкция по изучению и оценке попутных твердых полезных ископаемых и компонентов при разведке месторождений угля и горючих сланцев – М.: ГКЗ СССР, 1987. – 136 с.
7. Применение акустического каротажа при изучении физико-механических свойств терригенных пород каменноугольных месторождений Донбасса: Временное методическое руководство. – Л., 1974. – 168 с.
8. Методика определения газоносности вмещающих пород угольных месторождений при геологоразведочных работах – М.: Недра, 1988.– 489 с.
9. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / В. Н. Дахнов. – М.: Недра, 1982. – 489 с.
10. Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах – М.: Недра, 1977. – 90 с.