

УДК 622.831.325.3

*И.А. Ефремов, д-р техн. наук, зав. кафедрой Донецкого национального технического университета*

## КОМПЛЕКСНАЯ ДЕГАЗАЦИЯ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ И ИХ СПУТНИКОВ В ШАХТАХ

Разработаны технологические схемы комплексной дегазации углепородного массива, позволяющие повысить безопасность ведения работ и нагрузку на очистной забой. Указаны пути получения и эффективного использования нетрадиционного источника энергии – шахтного метана.

**Ключевые слова:** углепородный массив, скважина, деформация, опережающая дегазация, каптирование, когенерация, теплоэнергетический комплекс.

**Постановка проблемы.** Результаты изучения технологических процессов, протекающих в шахтах при ведении очистных и подготовительных работ, указывают на принципиальную важность дегазации не пород кровли или почвы вообще, а дегазации конкретных геодинамических зон, формирующихся над и под разрабатываемым пластом. Использование метана на угольных шахтах является основным направлением диверсификации угледобывающих предприятий в вопросах переработки каптируемого метана в электрическую и тепловую энергию, внедрения высокоэффективных теплоэнергоемких технологий и создания на их базе шахтных энергокомплексов.

**Изложение материала исследований.** Концепция комплексной дегазации углепородного массива заключается в следующем. Метан, поступающий в горные выработки шахты, можно условно разделить на две составляющие:

«быстрый газ» – выделяющийся в очистной забой из разрабатываемого угольного пласта и из пород непосредственной и основной кровли;

«медленный газ» – поступающий в горные выработки через выработанное пространство из пород почвы и пород, залегающих над основной кровлей.

«Быстрый газ» необходимо забирать дегазационными скважинами, пробуренными по угольному пласту, а так же в кровлю и почву разрабатываемого угольного пласта.

«Медленный газ» должен быть отобран вертикальными скважинами, пробуренными с поверхности и длинными дегазационными скважинами, пробуренными из горных выработок.

Первое направление комплексной дегазации месторождения включает бурение скважин с поверхности на деггазируемый объект.

Глубина бурения выбирается так, чтобы забой скважины располагался не далее восьми мощностей пласта от его почвы. Конечный диаметр скважины – до 200 мм. Нижнюю часть обсадной трубы перфорируют отверстиями диаметром 10...15мм, располагая по 20 отверстий на 1 м. Длинугазоприемной части рассчитывают с учетом расположения источников и принимают не менее 30 мощностей пласта.

При интервале между скважинами менее 300 м они, как правило, аэродинамически сообщаются, поэтому сокращение интервала может уменьшить дебит отдельной скважины.

Скважины начинают отдавать газ после подработки их забоев очистными выработками при отходе очистного забоя от скважины, как правило, на расстояние от 20 до 100 м.

Объем метана  $V_c$ ,  $m^3$ , который может каптироваться скважинами, пробуренными с поверхности, определяют как долю его в объеме выделившегося из подработанных угольных пластов и пород при дегазации.

$$V_c = (V_y + V_{\Pi})d_c, \quad (1)$$

где  $V_y$  – объем газа в угольных пластах,  $m^3$ ;

$V_{\Pi}$  – объем газа в породах,  $m^3$ ;

$d_c$  – коэффициент извлечения газа через скважины, пробуренные с поверхности.

Входящие в уравнение (1) величины определяются из уравнений[4]

$$V_y = 10^{-6} \sum_{i=1}^k S m_i y_i (x_i - x_0), \quad (2)$$

$$V_{\Pi} = 10^{-6} \sum_{j=1}^{k_j} S m_j y_j x_j, \quad (3)$$

$$d_c = \frac{1}{1 + 52 * 10^{-6} S_y}, \quad (4)$$

где  $k$  и  $k_j$  – количество угольных пластов и породных слоёв, пересекаемых газоприемной частью скважины;

$S$  – площадь разгруженных от горного давления угольных пластов и породных слоёв, равная площади выработанного пространства,  $m^2$ ;

$m_i$  и  $m_j$  – суммарная мощность угольных пачек в данном пласте и мощность породного слоя, м;

$y_i$  и  $y_j$  – плотности угля и пород,  $t/m^3$ ;

- $x_i$  и  $x_j$  – газоносность угля и пород, м<sup>3</sup>/т;  
 $x_0$  – остаточная газоносность угля при атмосферном давлении, м<sup>3</sup>/т;  
 $S_y$  – удельная площадь одной скважины, м<sup>2</sup>.

При столбовых системах разработки, когда исходящая вентиляционная струя направляется в сторону угольного массива, вентиляционная выработка позади очистного забоя не сохраняется и не проветривается, поэтому скважины бурят впереди забоя навстречу его движению.

Второе направление комплексной дегазации подрабатываемого углепородного массива осуществляется тремя группами скважин, пробуренных из вентиляционной выработки впереди очистного забоя навстречу его движению.

Скважины впереди очистного забоя следует бурить с опережением не менее 150 м, чтобы бурение производилось вне зоны опорного давления лавы.

После подработки устьев скважин очистным забоем их оставляют соединёнными с газопроводом.

Оставление скважин соединёнными с газопроводом после подработки их очистным забоем увеличивает дебит каптируемого метана на 20...30%.

Достаточно эффективными из трёх групп скважин являются скважины опережающей дегазации, пробуренные в сторону отработанной лавы.

При последовательной отработке выемочных участков длинными столбами или сплошной системой разработки без оставления целиков на границе сопряжения нетронутого массива с подработанными породами кровли образуется зона наибольшего прогиба пород кровли, в слоях которой возникают деформации растяжения в направлении, перпендикулярном напластованию. В результате происходит расслоение пород, снижается газовое давление, увеличивается проницаемость и фильтрационная способность пород, особенно в направлении напластования (рис. 1, зона наибольшего прогиба показана сечением БВГД).

Эта зона граничит с зоной полных движений со стороны подработанного массива и с зоной опорного давления – со стороны нетронутого массива, где будет размещена новая лава, в которой планируется выполнение опережающей дегазации.

По результатам исследований разработаны параметры способа опережающей дегазации пород кровли высоконагруженных лав. Скважины бурятся в направлении пород кровли отработанной лавы, смежной с лавой, которая будет отрабатываться, перебуривая на полную мощность геологические объекты дегазации в полосе наибольшего прогиба пород, ограниченной зоной активного сдвижения пород со стороны отработанного пространства и зоной опорного давления со стороны нетронутого массива. Для выполнения этого условия, с целью снижения затрат на бурение, угол разворота скважины от оси подготовительной выработки принимается равным 90°.

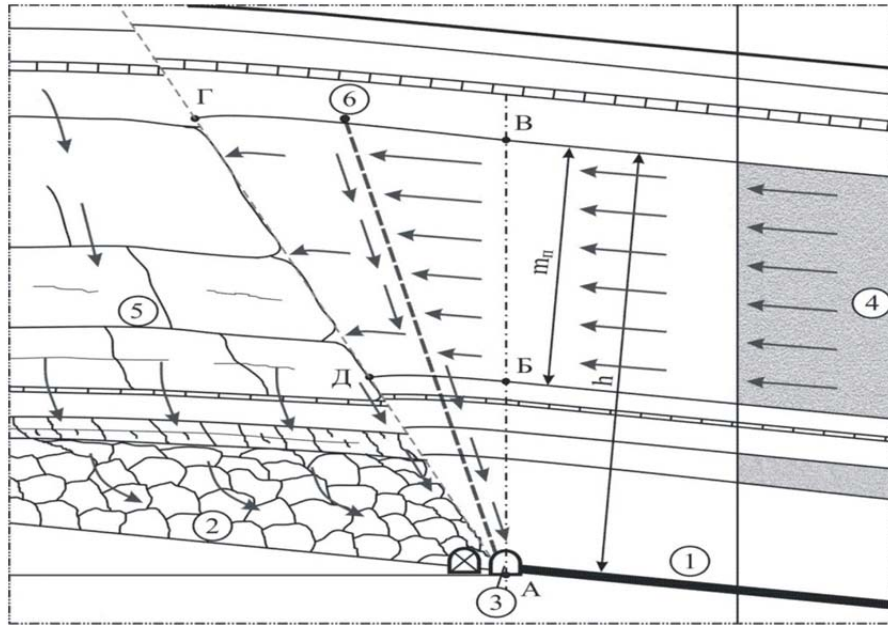


Рис. 1. Потoki метана при опережающей дегазации пород кровли:  
 1 – рабочий угольный пласт; 2, 5 – выработанное пространство смежной отработанной лавы; 3 – подготовительная выработка; 4 – геологический объект дегазации; 6 – скважина для опережающей дегазации

Угол подъёма скважины к горизонту  $\beta$  выбирается из условия пересечения скважиной зоны наибольшего прогиба пород в её срединной части и зависит от угла падения пород  $\alpha$  и угла полных сдвижений пород кровли  $\Psi$  отработанной лавы. Для условий Донбасса ( $\Psi = 55^\circ$ ) угол  $\beta$  определяют по формуле

$$\beta = \frac{145 + \alpha}{2}. \quad (5)$$

Скважина  $l_c$ , м, должна обеспечить пересечение геологического объекта дегазации на полную его мощность, и длину ее определяют по формуле

$$l_c = \frac{h}{\sin(\beta - \alpha)}, \quad (6)$$

где  $h$  – расстояние от кровли разрабатываемого пласта до кровли геологического объекта дегазации, м.

Формула для расчётов начальных показателей дебита метана из породы в скважину  $Q$ , м<sup>3</sup>/мин, будет иметь вид [2]

$$Q = \frac{20586 H^2 m_{\text{п}} R k_{\text{пр}}}{\mu_2 \ell}, \quad (7)$$

где  $H$  – глубина залегания дегазируемого песчаника, м;

$m_{\text{п}}$  – мощность дегазируемого песчаника, м;

$R$  – расстояние между скважинами, м;

$k_{\text{пр}}$  – коэффициент проницаемости, м<sup>2</sup>;

$\mu_2$  – динамический коэффициент вязкости метана в исследуемых условиях, Па·с;

$\ell$  – расстояние в сторону ненарушенного массива, на котором давление газа в песчанике будет равно пластовому, м (для песчаников Донбасса  $\approx 270$  м).

Геологический объект опережающей дегазации – газоносная порода (например, песчаник или алевролит), содержащая свободный метан и расположенная в интервале эффективной подработки будущей лавой. Критериями выбора геологического объекта опережающей дегазации является доля в нем не менее 50 % извлекаемых запасов метана углепородного массива кровли, а также залегание не выше 100 м от рабочего угольного пласта. Плотность извлекаемых запасов метана в каждом геологическом объекте, а также общая  $P_{\text{зап}}$ , определяются по формуле из работы [2].

$$P_{\text{зап}} = P_{\text{зап.у}} + P_{\text{зап.п}} = \sum_{i=1} q_{yi} \rho_{yi} m_{yi} + \sum_{i=1} q_{ni} m_{ni}, \quad (8)$$

где  $P_{\text{зап.у}}$ ,  $P_{\text{зап.п}}$  – плотности извлекаемых запасов метана из угля и породы;

$q_{yi}$  – объем метана, извлекаемого из 1 т подработанного угольного пласта-спутника;

$\rho_{yi}$  – пластовая плотность угольного пласта-спутника;

$q_{ni}$  – объем метана, который может быть извлечён из 1 м<sup>3</sup> подработанной породы;

$m_{yi}$ ,  $m_{ni}$  – мощность соответственно угольного или породного пласта.

Если дегазация углепородного массива скважинами не обеспечивает нужной эффективности, для снятия ограничения нагрузки на очистной забой по газовому фактору необходимо решать вопросы, исключаящие влияние метановыделения из выработанного пространства.

Отвод газа из выработанного пространства по специальному трубопроводу, проложенному по вентиляционной выработке, – эффективный способ дегазации.

До начала работы лавы по всей вентиляционной выработке прокладывают газоотводящий трубопровод, состоящий из линейных секций труб и тройников для установки отростков «свечей». Тройники устанавливаются в зависимости от газообильности участка через каждые 20...30 м.

Наиболее высокая безопасность ведения работ при отводе метана из выработанного пространства по трубопроводу в том случае, когда расход отводимой метановоздушной смеси  $Q_{\Gamma}$  соответствует или превышает утечки воздуха через выработанное пространство  $Q_{ут}$ , т.е.  $Q_{\Gamma} \geq Q_{ут}$ .

Третье направление в комплексной дегазации месторождения – строительство мощных вакуум-насосных станций, оснащённых высокопроизводительными вакуум-насосами и трубопроводами, по горным выработкам от скважин до вакуум-насосов.

Поверхностные вакуумные станции, оснащённые современными вакуум-насосами ВВН-150, которые обеспечивают расход смеси  $150 \text{ м}^3/\text{мин}$  в трубопроводах диаметром  $630 \dots 530 \text{ мм}$ , прокладываемых по стволам и подводящим выработкам, позволяют обеспечить расход отводимой метановоздушной смеси  $Q_{\Gamma}$  до  $220 \text{ м}^3/\text{мин}$  при длине трубопровода до  $4 \text{ км}$ .

Вышеперечисленные меры позволяют обеспечить эффективность дегазации участков до  $80\%$  [3].

Доля метана в капируемой метановоздушной смеси зависит от применяемого способа дегазации. Из скважин, пробуренных с поверхности, извлекают смесь с долей метана  $90 \dots 95\%$ ; из скважин, пробуренных из горных выработок, – более  $25 \dots 60\%$ ; из газопроводов, оставляемых в выработанном пространстве (газоотсос), – до  $30\%$ .

Разработанные технологические схемы комплексной дегазации позволяют повысить безопасность ведения горных работ, повысить нагрузку на очистной забой, а также указывают пути получения нетрадиционного источника энергии – шахтного метана.

Наиболее перспективным подходом является концепция диверсификации угледобывающих предприятий, в первую очередь, нерентабельных, в направлении углублённой переработки угля, шахтного метана и отходов углеобогащения на месте их добычи путём производства тепловой и электрической энергии и внедрение на их базе высокоэффективных теплоэнергоёмких технологий.

Утилизация шахтного метана имеет большое значение. Ежегодные выбросы метана в атмосферу на шахтах с добычей  $1 \text{ млн т}$  угля в год достигают  $20 \dots 50 \text{ млн. м}^3$ . При утилизации шахтного метана в теплоэнергетических модулях выхлопные газы двигателей содержат лишь  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ . Утилизация шахтного метана в шахтных теплоэнергетических модулях позволит улучшить финансовое положение угледобывающих предприятий за счёт продажи квот от уменьшения вредных выбросов в соответствии с Киотским соглашением.

К основным вариантам использования когенерационных технологий относятся шахтные энергокомплексы на базе газопоршневой когенерации. Их реализация обусловлена достаточно большими запасами шахтного метана на угледобывающих предприятиях и наличием высокоэффективного когенерационного энергетического оборудования для утилизации шахтного метана путём изготовления тепловой и электрической энергий с соотношением

приблизительно 1:1 и коэффициентом полезного действия при полной загрузке до 86 %. Таким оборудованием являются энергетические модули на базе газопоршневых установок, обеспечивающие реализацию газопоршневой когенерации.

Газ, каптируемый дегазационными системами, используется в качестве горючего для газопоршневых когенерационных модулей. Газовая смесь (воздух и метан) перерабатывается в станциях газоподготовки до её поступления в энергоперерабатывающие установки. Достигаются необходимые параметры газовой смеси до её поступления в энергоперерабатывающие установки:

- минимальная доля 25 %;
- относительная влажность  $< 80$  %;
- температура  $\leq 40$  °С;
- размер твёрдых частиц  $< 5$  мк.

Основной продукцией энергокомплекса является электроэнергия, вырабатываемая газопоршневыми установками. Одновременно энергокомплекс вырабатывает через систему охлаждения газопоршневой установки тепловую энергию той же мощности, что и электрической с температурным графиком 110/70 °С.

Базовый вариант использования теплоты, вырабатываемой газопоршневой установкой, предусматривает подачу её в систему горячего водоснабжения. В летнее время года, в связи со снижением потребности предприятий в горячей воде, избытки теплоты отводятся в окружающую среду. Схема утилизации теплоты приведена на рис. 2, где показаны газопоршневая установка ГПУ с электрическим генератором ЭГ1 и элементы теплосиловой установки: турбина Т, работающая на НРТ, с электрическим генератором ЭГ2, конденсатор К, насос Н2, теплообменники ТГВ, ТО1 и ТО2.

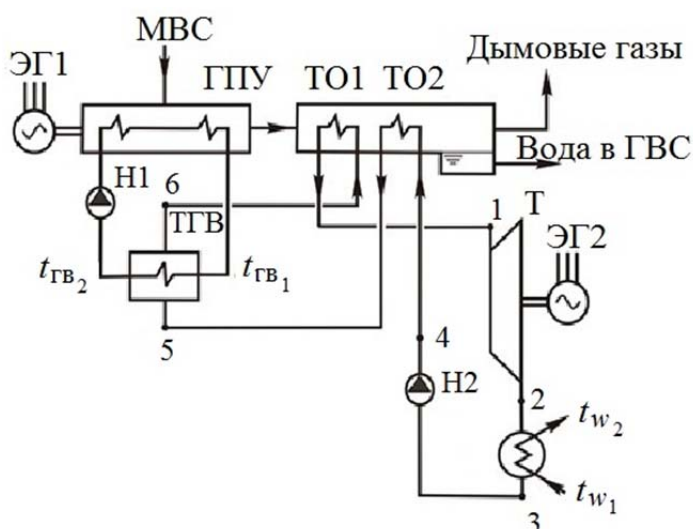


Рис. 2. Принципиальная схема утилизации теплоты, вырабатываемой в газопоршневых установках с помощью теплосиловой установки

При этом энергетическим объектом, вырабатывающим тепловую и электрическую энергию, является газопоршневой двигатель, характеризующийся наличием входа по основному топливу (шахтный метан) и окислителю (воздух).

Утилизация угольного метана может быть осуществлена путем подачи части метановоздушной смеси с допустимой долей метана  $k_1 \leq 0,025$  в качестве воздушного дутья энергетического объекта. Остальная часть

метановоздушной смеси, обогащённая при необходимости газом из скважин поверхностной дегазации до допустимой Правилами безопасности угольных шахтах доли  $k_2 \geq 0,25$ , подаётся по каналу основного топлива.

Достоинством предлагаемой принципиальной схемы установки для сжигания угольного метана (рис. 3) является то, что она позволяет реализовать номинальный режим работы газопоршневой установки, регулируя подачу или атмосферного воздуха, или газа из скважин поверхностной дегазации для обогащения, что осуществляется для обеспечения номинальных параметров метановоздушной смеси, оговорённых Правилами безопасности. Вакуум-насосные станции шахты могут извлекать метан как из дегазационных скважин (высококонцентрированная метановоздушная смесь), так и из системы газоотсоса (низко концентрированная метановоздушная смесь). Схема управления подачей топлива в газопоршневую установку содержит каналы 1 и 3 подачи соответственно низко потенциальной  $Q_{01}$  и высокопотенциальной  $Q_{02}$  метановоздушной смеси, а также канал 2 для подачи воздуха, сумматоры  $C_1$  и  $C_2$ , а также регуляторы  $R_1 - R_4$ , реализующие необходимый режим работы.

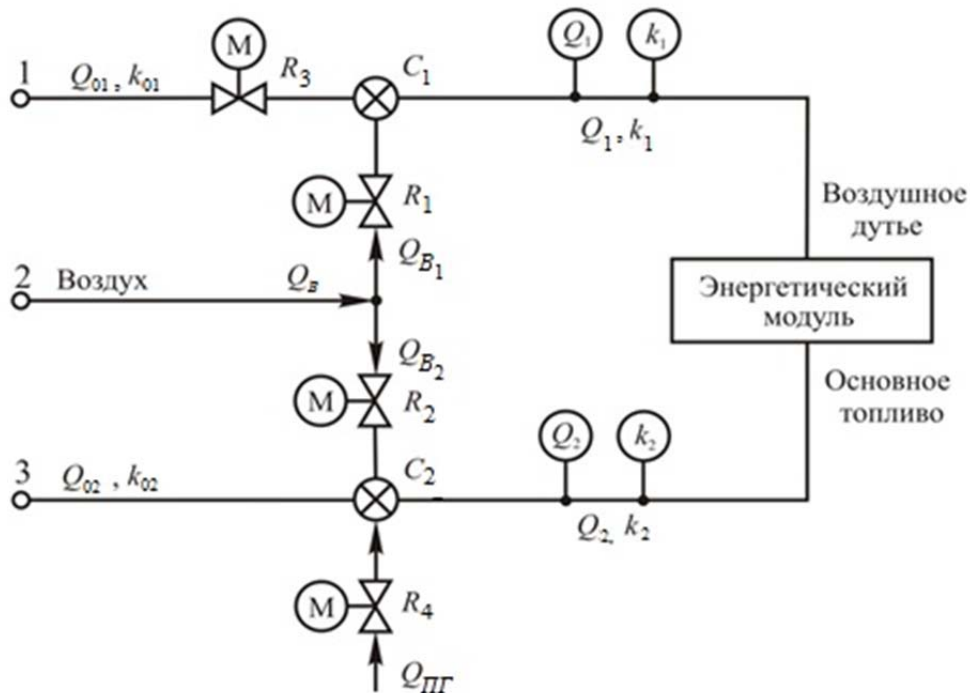


Рис. 3. Принципиальная схема установки для сжигания угольного метана в газопоршневом двигателе шахтного энергокомплекса

Основной режим предусматривает подачу метановоздушной смеси по каналам 1 и 3 с долями  $k_{01}$  и  $k_{02}$ , обеспечивающими работу газопоршневой установки с номинальной мощностью с нормируемыми Правилами безопасности значениями  $k_1 = 0,025$  и  $k_2 = 0,25$ .



Определяющим условием для реализации работы схемы является равенство объёма чистого метана на входе в установку объёму чистого метана, потребляемого конкретным газопоршневым двигателем:

$$Q_M = Q_{01}k_{01} + Q_{02}k_{02} + Q_{ПГ} = Q_1k_1 + Q_2k_2 = \frac{P}{Q_{НГ}^P \eta_3} = \text{const}, \quad (9)$$

где  $Q_M$  – расход чистого метана, необходимого для работы данной газопоршневой установки в номинальном режиме;

$Q_{ПГ}$  – расход метана из поверхностных дегазационных скважин;

$P$  и  $\eta_3$  – номинальная мощность газопоршневой установки и КПД по выработке электроэнергии;

$Q_{НГ}^P$  – низшая теплотворная способность чистого метана.

Особый интерес в уравнении (9) представляет динамика изменения расхода газа из скважин поверхностной дегазации на обогащение  $Q_{ПГ}$  при доле метана по каналу основного топлива  $k_{02} < 0,25$ . Как показывают результаты расчётов, расход  $Q_{ПГ}$  уменьшается при увеличении  $k_{01}$  и  $k_{02}$  (рис. 4) [3].

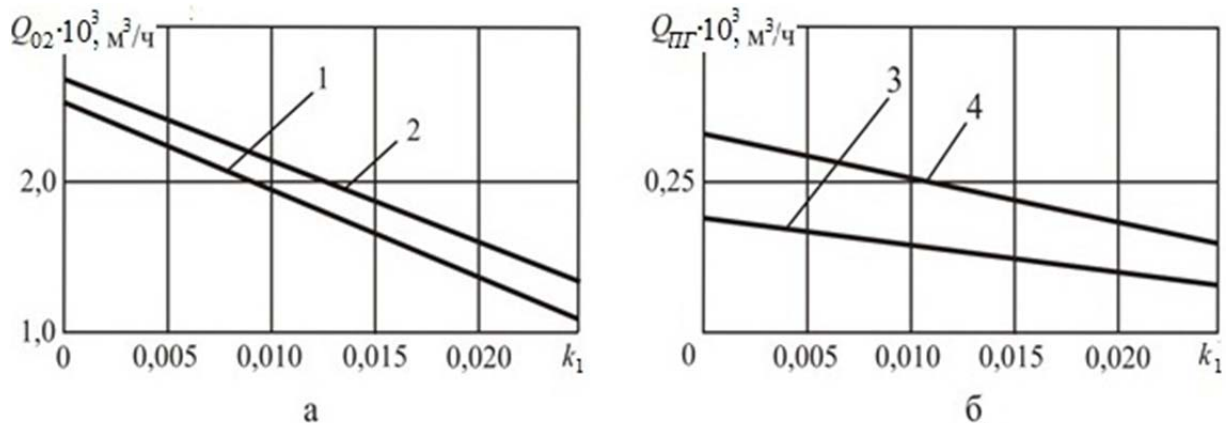


Рис. 4. Влияние концентрации метановоздушной смеси по каналу воздушного дутья  $k_1$  на расход метановоздушной смеси  $Q_{02}$  и газа из скважин поверхностной дегазации  $Q_{ПГ}$  при различных долях  $k_{02}$  (1, 3 –  $k_{02} = 0,20$ ; 2, 4 –  $k_{02} = 0,15$ )

Это подтверждает тезис об экономической целесообразности подачи низкопотенциальной части метановоздушной смеси по каналу воздушного дутья с максимально допустимой долей метана  $k_1 = 0,025$ .

## Список литературы

1. Булат А.Ф. Научно-технические основы создания шахтных когенерационных энергетических комплексов / А.Ф. Булат, И.Ф. Чемерис. – Киев: Наукова думка, 2006. – 176 с.
2. Пат.К75821 Україна, E21F7/00. Спосіб випереджаючої дегазації порід покрівлі високонавантажених лав / А.Ф. Булат, Ю.Л. Звягильський, І.О. Єфремов.
3. Создание энергоэффективного комплекса извлечения и использования шахтного газа метана / В.В. Лукинов, В.Г. Перепелица, Б.В. Бокий, И.А. Ефремов // Геотехническая механика: межвед. сб. науч. тр. / ИГТМ НАН Украина. – Днепропетровск, 2010. – Вып № 88. – С. 3 – 8.
4. Угленородный массив Донбасса как гетерогенная среда / А.Ф. Булат, Е.Л. Звягильский, В.В. Лукинов и др. – Киев: Наукова думка, 2008. – 410 с.

*Получено 12.09.2012*