

УДК 622.4+621.1

И. А. Ефремов, д-р техн. наук

ГВУЗ «Донецкий национальный технический университет», Донецк, Украина

## Реализация концепции комплексной дегазации и создание теплоэнергетических комплексов с использованием метана угольных шахт в условиях шахты им. «А. Ф. Засядько»

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: дегазация, шахтный метан.

**Постановка проблемы.** Изучение технологических процессов, протекающих в шахтах при ведении очистных и подготовительных работ, указывают на принципиальную важность дегазации не пород кровли или почвы вообще, а о 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.

В тех случаях, когда средствами вентиляции невозможно обеспечить содержание метана в горных выработках в пределах допустимых Правилами безопасности, дегазация источников метановыделения в угольных шахтах является эффективным средством обеспечения безопасных условий труда. Кроме того, дегазация снимает ограничения нагрузки на лаву и темпы проведения горных выработок по газовому фактору.

В этой ситуации представляет интерес опыт шахты им. А.Ф.Засядько наиболее газообильной в Донбассе, абсолютное выделение метана на которой составляет 250 м<sup>3</sup>/мин, а относительное – 75 м<sup>3</sup>/тонну добытого угля.

Концепция комплексной дегазации углепородного массива заключается в следующем.

Метан, поступающий в горные выработки шахты, можно условно разделить на две составляющие:

- «быстрый газ» – поступающий в очистной забой из разрабатываемого угольного пласта и из пород непосредственной и основной кровли, и
- «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 дегазируемый объект.

Глубина бурения, выбирается так, чтобы забой скважины располагался не далее 8 м<sub>пл.</sub> от почвы пласта. Конечный диаметр скважины - 200мм. Нижняя часть обсадной трубы перфорируется отверстиями диаметром 10-15мм, располагая по 20 отверстий на одном погонном метре. Длина газоприемной части рассчитывается с учетом расположения источников и принимается в пределах 30-150 м<sub>пл.</sub>

При интервале между скважинами менее 300м они, как правило, аэродинамически сообщаются, поэтому сокращение интервала приводит к уменьшению дебита отдельной скважины.

Скважины начинают отдавать газ после подработки их забоев очистными выработками, как правило, на расстоянии от 20 до 100м. В течение первого месяца работы скважины ее дебит достигает максимума, а затем в течение длительного времени, иногда более года, постепенно снижается рис. 1.

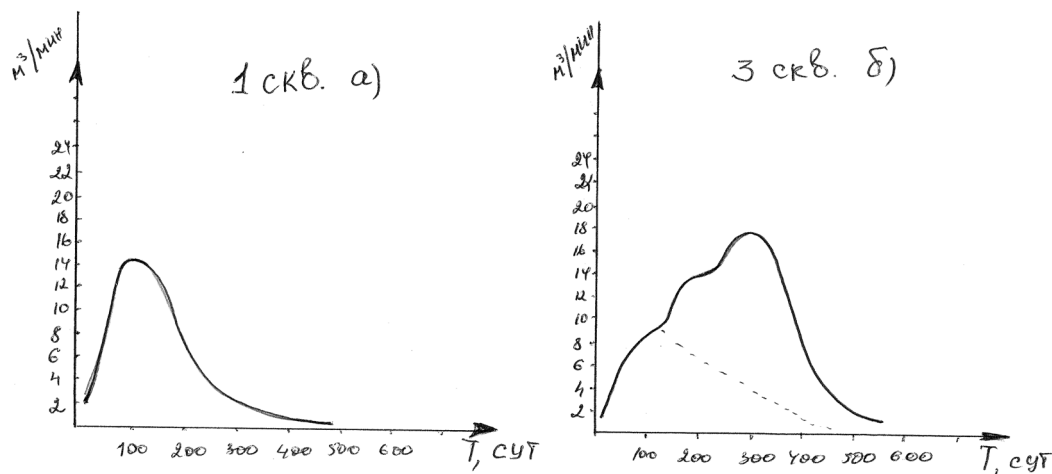


Рис 1. Зависимость дебита вертикальных скважин от времени

Объем метана, который может каптироваться скважинами, пробуренными с поверхности, определяют как долю его в объеме, выделившегося из подработанных угольных пластов и пород при дегазации их до атмосферного давления.

$$V_c = (V_y + V_n) d_c, \text{ м}^3$$

где  $V_y$  – объем газа в угольных пластах,  $\text{м}^3$ ;  $V_n$  – объем газа в породах,  $\text{м}^3$ ;  $d_c$  – коэффициент извлечения газа скважинами, пробуренными с поверхности,

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

$$V_n = 10^{-6} \sum_{j=1}^{k_j} S m_j y_j x_j$$

где  $k$  и  $k_j$  – количество угольных пластов и породных слоев пересекаемых газоприемной частью скважины;  $S$  – площадь разгруженных от горного давления угольных пластов и породных слоев, равная площади выработанного пространства,  $\text{м}^2$ ;  $m_i$  и  $m_j$  – суммарная мощность угольных пачек в данном пласте и мощность породного слоя, м;  $y_i$  и  $y_j$  – плотности угля и пород,  $\text{т}/\text{м}^3$ ;  $x_i$  и  $x_j$  – газоносность угля и пород,  $\text{м}^3/\text{т}$ ;  $x_0$  – остаточная газоносность угля при атмосферном давлении,  $\text{м}^3/\text{т}$ .

Зависимость коэффициента извлечения метана от удельной площади, приходящейся на одну скважину ( $S_y, \text{м}^2$ ), описывается уравнением

$$d_c = \frac{1}{1 + 52 * 10^{-6} S_y}$$

При столбовых системах разработки, когда исходящая вентиляционная струя направляется в сторону угольного массива, вентиляционная выработка позади очистного забоя не сохраняется и не проветривается, скважины бурят впереди очистного 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 (рис. 2).

Бурение осуществляется буровыми установками PD 300, которые способны бурить скважины диаметром до 150 мм на глубину до 300 м. Скважины впереди очистного забоя следует бурить с опережением не менее 150 м, чтобы бурение производилось вне зоны опорного давления лавы.

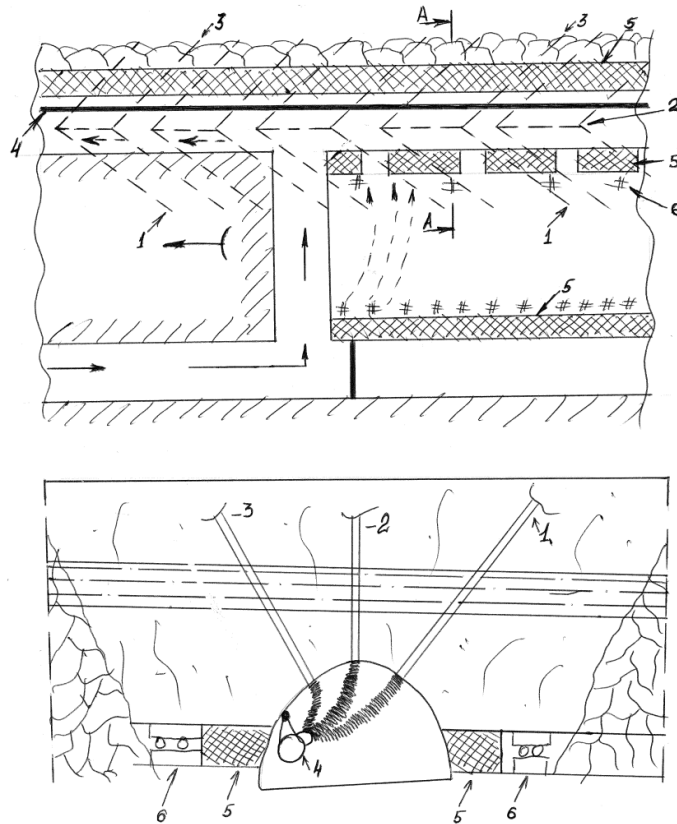


Рис. 2. 1-группа скважин, направленная в сторону действующей лавы; 2-группа скважин направленная по оси выработки; 3-группа скважин, направлена в сторону отработанной лавы; 4-дегазационный трубопровод; 5-изолирующая полоса; 6-клеть.

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

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

Достаточно эффективными из трех 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 (ЗНП) 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. 3 ЗНП показана сечением БВГД).

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

Фильтрация метана происходит следующим образом. После прохода смежной старой лавы и посадки основной кровли метан из верхних газоносных слоев подработанного угленосного массива 5 перетекает в нижние слои и поступает в рабочее пространство старой лавы. Из расслоившихся газоносных песчаников и нарушенных угольных пластов ЗНП пород свободный и десорбирующийся метан поступает сначала в подработанные породы и затем в рабочее

пространство старой лавы. Одновременно в ЗНП пород снижается газовое давление, и сюда поступает свободный метан из нетронутого массива газоносных пород 4 кровли новой лавы, который дальше поступает в породы подработанного массива и затем в рабочее пространство вентиляционного штрека 3 новой лавы.

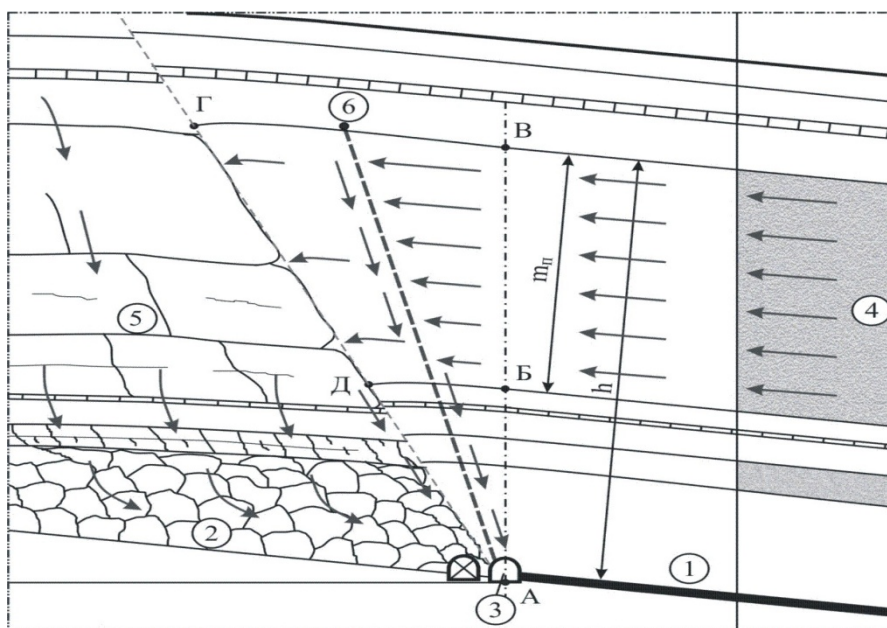


Рис. 3. Поток метана при опережающей дегазации пород кровли  
1 – рабочий угольный пласт; 2, 5 – выработанное пространство смежной отработанной лавы; 3 – подготовительная выработка; 4 – геологический объект дегазации; 6 – скважина опережающей дегазации.

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 обрабатываться, 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  $90^\circ$ .

Угол подъема скважины к горизонту  $\beta$  выбирается из условия пересечения скважиной зоны наибольшего прогиба пород в ее 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  $\beta$  определяется по формуле:

$$\beta = \frac{145 + \alpha}{2}, \text{ град.}$$

Длина скважины  $\ell_c$  должна обеспечить пересечение геологического объекта дегазации на полную его мощность, определяется по формуле:

$$\ell_c = \frac{h}{\sin(\beta - \alpha)}, \text{ м.}$$

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

Формула для расчетов начальных показателей дебита метана из породы в скважину будет иметь вид:

$$Q = \frac{20586 \cdot H^2 \cdot m_n \cdot R \cdot k_{np}}{\mu_2 \cdot \ell}, \text{ м}^3/\text{мин}$$

где  $H$  – глубина залегания дегазируемого песчаника, м;  $m_n$  – мощность дегазируемого песчаника, м;  $R$  – расстояние между скважинами, м;  $K_{пр}$  – коэффициент проницаемости, м<sup>2</sup>;  $\mu_2$  – динамический коэффициент вязкости метана в исследуемых условиях, Па·с;  $l$  – расстояние в сторону ненарушенного массива, на котором давление газа в песчанике будет равно пластовому, м;

Для песчаников Донбасса  $\approx 270$  м.

Выполнение мероприятий по опережающей дегазации можно начинать при проведении подготовительных выработок, осуществляя предварительную дегазацию массива.

Если дегазация углепородного массива скважинами не обеспечивает нужной эффективности, то 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 выработанного пространства.

Третье направление в комплексной дегазации месторождения – это строительство мощных вакуумнасосных станций, оснащенных высокопроизводительными вакуумнасосами и прокладкой трубопроводов по горным выработкам от скважин до вакуумнасосов.

Поверхностные вакуумные станции, оснащенные современными вакуумнасосами ВВН-150, обеспечивающими расход смеси 150 м<sup>3</sup>/мин, при прокладке по стволам и подводящим выработкам трубопроводов диаметром 630-530 мм, позволяют обеспечить расход отводимой метановоздушной смеси до 220 м<sup>3</sup>/мин при длине трубопровода до 4 км.

Прокладка трубопроводов большого диаметра позволяет наряду с дегазацией осуществлять газоотсос метановоздушной смеси из выработанного пространства лавы, что значительно увеличивает эффективность удаления метана из рабочей зоны участка. Все высоконагруженные лавы на вентиляционных штреках оснащаются двумя трубопроводами: одним удаляется метановоздушная смесь из скважин, другим – производится газоотсос.

Выше перечисленные меры позволяют обеспечить эффективность дегазации участков до 80%.

Содержание метана в капируемой метановоздушной смеси зависит от применяемого способа дегазации. Скважины, пробуренные с поверхности, извлекают смесь с содержанием метана 90-95%; скважины, пробуренные из горных выработок, – более 25-60%; газопроводы, оставляемые в выработанном пространстве (газоотсос), – до 30%.

Разработанные технологические схемы комплексной дегазации позволяют повысить безопасность ведения горных работ, увеличить 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 углубленной переработки угля, шахтного метана и отходов углеобогащения на месте их добычи путем производства тепловой и электрической энергии и внедрение на их базе высокоэффективных теплоэнергоемких технологий.

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 путем 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 (ГПУ), обеспечивающие реализацию газопоршневой когенерации.

Внедрение системы промышленного использования шахтного метана осуществлялось в условиях шахты им. А.Ф. Засядько. Здесь создан когенерационный энергетический комплекс на базе 12 газопоршневых установок типа JMS 620 австрийской фирмы “Jenbacher”, работающих на шахтном метане с концентрацией 25 %.

Установленная электрическая мощность одной установки составляет 3,035 МВт, а тепловая – 2,63 Гкал/ч.

Газ, капируемый дегазационными системами используется в качестве горючего для газопоршневых когенерационных модулей.

Газовая смесь (воздух и метан) перерабатывается в станциях газоподготовки до ее поступления в энергоперерабатывающие установки.

Достигаются необходимые параметры газовой смеси до ее поступления в энергоперерабатывающие установки:

- минимальная концентрация 25 %;
- относительная влажность <80 %;
- температура  $\leq 40$  °С;
- размер твердых частиц <5  $\mu$ .

Основной продукцией первой очереди энергокомплекса на шахте им. А.Ф. Засядько является электроэнергия, вырабатываемая газопоршневыми установками, размещенными в специальном здании. Одновременно энергокомплекс вырабатывает через систему охлаждения газопоршневой установки тепловую энергию той же мощности (3050 кВт), что и электрической с температурным графиком 110/70 °С.

Базовый вариант использования тепла, вырабатываемого газопоршневой установкой, предусматривает подачу его в систему горячего водоснабжения. В летнее время года, в связи со снижением потребности предприятий в горячей воде, избытки тепла отводятся в окружающую среду. Схема утилизации тепла приведена на рис.4. На схеме 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.

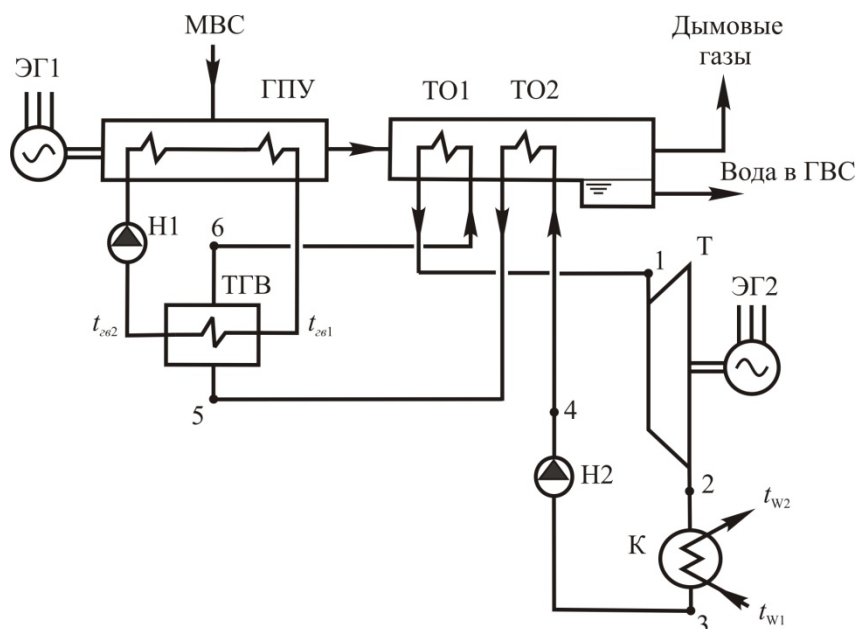


Рис. 4. Принципиальная схема утилизации тепла, вырабатываемого в ГПУ, с помощью теплосиловой установки

Энергетическим объектом, вырабатывающим тепловую и электрическую энергии является газопоршневой двигатель, характеризующийся наличием входа по основному топливу (шахтный метан) и окислителю (воздух).

Утилизация угольного метана осуществляется путем подачи части метановоздушной смеси (МВС) с допустимой концентрацией метана  $k_1 \leq 0,025$  в качестве воздушного дутья энергетического объекта. Остальная часть МВС, обогащенная при необходимости газом со скважин поверхностной дегазации до допустимой Правилами безопасности концентрации  $k_2 \geq 0,25$ , подается по каналу основного топлива.

Принципиальная схема установки для сжигания угольного метана в газопоршневом двигателе шахтного энергокомплекса, приведена на рис. 5. Достоинством предлагаемой схемы является то, что она позволяет реализовать номинальный режим работы газопоршневой установки, регулируя подачу или атмосферного воздуха, или газа со скважин поверхностной

дегазации для обогащения. Вакуум-насосные станции шахты могут извлекать метан как из дегазационных скважин (высококонцентрированная МВС), так и из системы газоотсоса (низкоконцентрированная МВС). Схема управления подачей топлива в газопоршневую установку содержит каналы 1 и 3 подачи, соответственно низкопотенциальной  $Q_{01}$  и высокопотенциальной  $Q_{02}$  МВС, а также канал 2 для подачи воздуха горения.

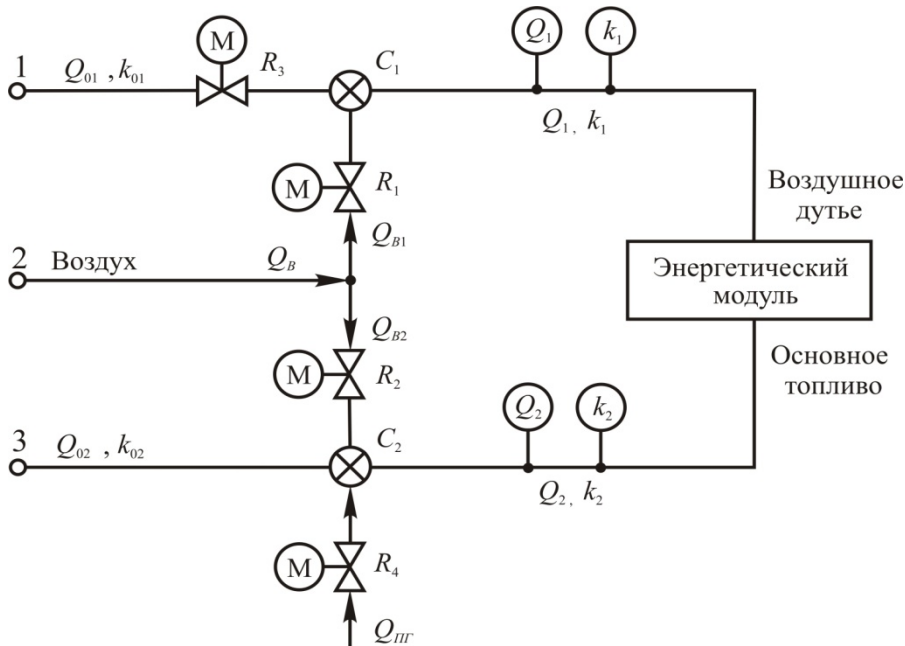


Рис. 5. Принципиальная схема установки для сжигания угольного метана в газопоршневом двигателе шахтного энергокомплекса

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

Экономически целесообразно подача низкопотенциальной части МВС по каналу воздушного дутья с максимально-допустимой концентрацией метана  $k_1 = 0,025$ , что и реализовано в предлагаемой схеме утилизации шахтного метана.

В таблице 1 приведены результаты работы шахты им.А.Ф. Засядько по реализации программы комплексной дегазации.

Табл. 1 – Реализация результатов работы по комплексной дегазации и использованию метана на шахте им.А.Ф. Засядько

Годы	Объем потребления метана, м <sup>3</sup>	Выработанная электроэнергия, МВт·ч	Выработано тепла, Гкал	Зачет по CO <sub>2</sub> экв, т
2004	2 220 091	–	–	34 328
2005	2 194 690	–	–	33 936
2006	26 212 291	94 313	8 120	428 311
2007	59 663 640	200 586	33 337	963 940
2008	40 307 841	131 893	59 612	650 851
2009	39 850 335	132 620	56 508	647 111
2010	52 570 787	175 932	74 582	852 158
2011	36 995 772	122 046	53 709	620 534
2012	20317776	65667	31836	340402
<b>Всего:</b>	<b>280333244</b>	<b>923057</b>	<b>317204</b>	<b>4271130</b>

Затрати на строительство, монтаж, наладку и введение в эксплуатацию подземной и поверхностной частей теплоэнергетического комплекса на шахте им. А.Ф. Засядько составили 258,6 млн. грн.

Экономический эффект от внедрения когенерационного энергокомплекса в течение 2006 – 2008 г. составил 398,3 млн. грн.

Это позволило полностью обеспечить шахту необходимым количеством электроэнергии и тепла и сократить срок окупаемости затрат до 2,5 лет.

Строительство шахтных энергокомплексов на базе угледобывающих предприятий позволяет решить следующие вопросы:

1. Обеспечить надежность электро- и теплоснабжения угледобывающих предприятий, а также близлежащих к ним жилых массивов и промышленных предприятий.
2. Существенным образом сократить затраты импортного природного газа за счет вывода из эксплуатации газовых котельных.
3. Использовать как топливо шахтный метан, который до утилизации выбрасывался в атмосферу.
4. Значительно улучшить экономические показатели предприятия в связи с низкой себестоимостью выработки электрической и тепловой энергии.
5. Создать дополнительные рабочие места и решать социальные проблемы, связанные с закрытием шахт.
6. Улучшить экологическую обстановку в промышленных регионах.

### Библиографический список

1. Углеродный массив Донбасса как гетерогенная среда / [А.Ф.Булат, Е.Л. Звягильский, В.В.Лукинов и др.]. – К.: Наукова думка, 2008. – 410 с.
2. Спосіб випереджаючої дегазації порід покрівлі високонавантажених лав: Пат.К75821 Україна, Е21F7/00 / А.Ф. Булат, Ю.Л. Звягильський, І.О. Єфремов.
3. Булат А.Ф. Научно-технические основы создания шахтных когенерационных энергетических комплексов / А.Ф.Булат, И.Ф.Чемерис. - Киев: Наукова думка, 2006. – 176 с.
4. 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. – 2010. – Вып 88. - С. 3-8.

Надійшла до редакції 04.05.2013

І. О. Єфремов

*ДВНЗ «Донецький національний технічний університет», Донецьк, Україна*

**Реалізація концепції комплексної дегазації та створення теплоенергетичних комплексів з використанням метану вугільних шахт в умовах шахти ім. «О.Ф. Засядька»**

Розроблені технологічні схеми комплексної дегазації вуглепородного масиву, що дозволяють підвищити безпеку ведення робіт та навантаження на очисний вибій. Вказані шляхи отримання та ефективного використання нетрадиційного джерела енергії – шахтного метану. Вивчення технологічних процесів, що протікають в шахтах при веденні очисних і підготовчих робіт, вказують на принципову важливість дегазації не порід покрівлі або ґрунту взагалі, а дегазації конкретних геодинамічних зон, що формуються над і під пластом, що розробляється. Використання метану на вугільних шахтах є основним напрямком диверсифікації вугледобувних підприємств у питаннях переробки каптованого метану в електричну та теплову енергію, впровадження високоефективних технологій та створення на їх базі шахтних систем.

Ключові слова: випереджальна дегазація, шахтний метан.



I. Yefremov

*Donetsk National Technical University, Donetsk, Ukraine*

### **Implementation of the concept of complex degassing and creation of heat power engineering complexes with the use of methane at A.F. Zasyadko mine**

We developed technological schemes of complex degassing of coal-rock mass, which can help to improve the safety of the works and the load on the breakage face. The ways of obtaining and effective use of a non-conventional source of energy (mine methane) are considered. The use of methane in coal mines is the main direction of diversification of coal-mining enterprises in matters of processing captured methane into electricity and heat, introduction of highly effective technologies and creation of mining-energy complexes on their basis.

Keywords: anticipatory degassing, cogeneration, heat and energy complex.