

УДК 623.459.84

И.А. Ефремов (д-р. тех. наук)

Донецкий национальный технический университет, Донецк

РЕАЛИЗАЦИЯ КОНЦЕПЦИИ КОМПЛЕКСНОЙ ДЕГАЗАЦИИ И СОЗДАНИЕ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ШАХТ В УСЛОВИЯХ ШАХТЫ ИМ. «А.Ф. ЗАСЯДЬКО» (УКРАИНА)

Разработанные технологические схемы комплексной дегазации углепородного массива позволяют повышать безопасность ведения горных работ, нагрузку на очистной забой, а так же указывают пути получения нетрадиционного источника энергии – шахтного метана.

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.

Ключевые слова: дегазация, углепородный массив, метановыделение, скважина, фильтрация, газоносный, каптировать, когенерация, энергокомплекс, газопоршневой двигатель

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 в горных выработках. Кроме того, дегазация может снять ограничения нагрузок на лавы и темпов 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 м³/мин, а относительное – 75 м³/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 дегазуемый объект.

Глубина бурения, выбирается так, чтобы забой скважины располагался не далее 8 м_{пл} от почвы пласта. Конечный диаметр скважины до 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 не менее 30 м_{пл}.

При интервале между скважинами менее 300м 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 100м. В течение первого месяца работы скважины ее дебит достигает максимума, а затем в течение длительного времени, иногда более года, постепенно снижается (рис.1).

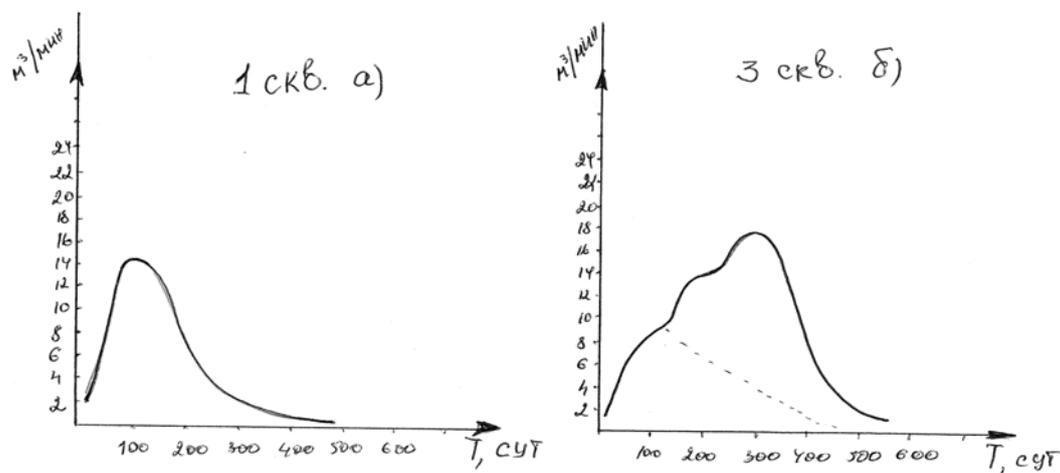


Рис 1. Зависимость дебита вертикальных скважин от времени

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 – запасы газа в угольных пластах, млн.м³;
 V_n – запасы газа в породах, млн.м³;
 d_c – коэффициент извлечения газа скважинами, пробуренными с поверхности, доли.

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

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

где k и k_i – 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, м²;
 m_i и m_j – суммарная мощность угольных пачек в данном пласте и мощность породного слоя, м²;
 y_i и y_j – плотности угля и пород, т/м³;
 x_i и x_j – газоносность угля и пород, м³/т;
 x_0 – остаточная газоносность угля при атмосферном давлении, м³/т.

Зависимость коэффициента извлечения метана от удельной площади, приходящейся на одну скважину (S_y , м²), описывается уравнением

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

Например, для условий шахты им.А.Ф.Засядько средний объем метана, извлекаемый одной скважиной составляет ~1,5 млн.м³. А средний дебит за весь период работы скважины ~3,5 м³/мин. Максимальный дебит, зарегистрированный в Донбассе составил 21м³/мин, а минимальная продолжительность работы скважины – 3 года.

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 (рис.2).

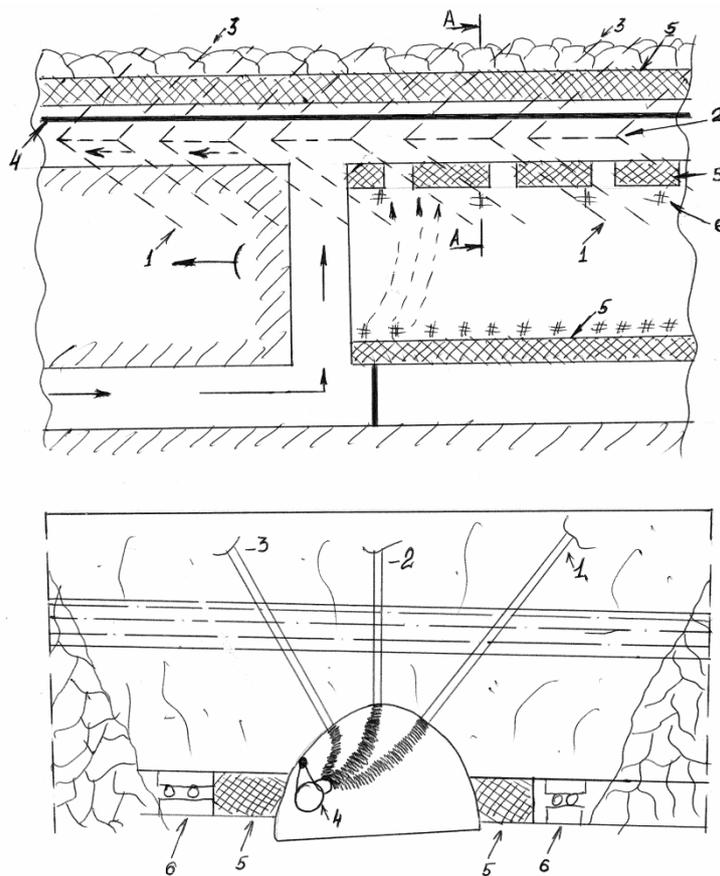


Рис. 2. 1 – группа скважин, направленная в сторону действующей лавы; 2 – группа скважин направленная по оси выработки; 3 – группа скважин, направлена в сторону отработанной лавы; 4 – дегазационный трубопровод; 5 – изолирующая полоса; 6 – клетки.

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

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. На рис. 3 ЗНП показана сечением БВГД.

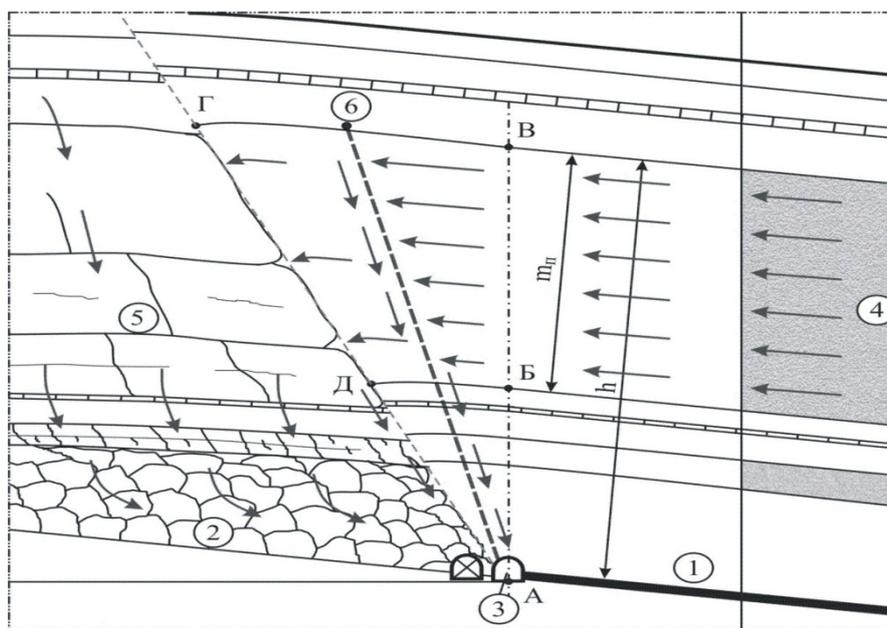


Рис. 3 Потоки метана при опережающей дегазации пород кровли

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

Фильтрация метана происходит следующим образом. После прохода смежной старой лавы и посадки основной кровли вода и метан из верхних газоносных слоев подработанного углепородного массива 5 перетекают в нижние слои и поступают в рабочее пространство старой лавы. Из расслоившихся газоносных песчаников и нарушенных угольных пластов ЗНП пород вода, свободный и десорбирующийся метан также поступают 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.

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° .

Угол подъема скважины к горизонту β выбирается из условия пересечения скважиной зоны наибольшего прогиба пород в ее срединной части и зависит от угла падения пород α и угла полных сдвижений пород кровли Ψ отработанной лавы. Для условий Донбасса ($\Psi = 55^\circ$) угол β определяется по формуле:

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

Длина скважины ℓ_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 инженерных расчетов начальных показателей дебита метана из породы в скважину будет иметь вид:

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

где H – глубина залегания дегазируемого песчаника, м;

m_n – мощность дегазируемого песчаника, м;

R – расстояние между скважинами, м;

k_{np} – коэффициент проницаемости, м^2 ;

μ_z – 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 ≈ 270 м.

Геологический объект опережающей дегазации (г.о.о.д.) – это газоносная порода (например, песчаник или алевролит), содержащая свободный метан, расположенная в интервале эффективной подработки будущей лавой. Критериями

выбора г.о.о.д. является содержание 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, определяются по формуле:

$$P_{зан} = P_{зан.у} + P_{зан.п} = \sum_{i=1} q_{yi} \cdot \rho_{yi} \cdot m_{yi} + \sum_{i=1} q_{ni} \cdot m_{ni}$$

где $P_{зан}$ – плотность извлекаемых запасов метана, $\text{м}^3/\text{м}^2$;

q_{yi} – количество метана, извлекаемое из одной тонны подработанного угольного пласта-спутника, $\text{м}^3/\text{т}$;

ρ_{yi} – пластовая плотность угольного пласта-спутника, $\text{т}/\text{м}^3$;

q_{ni} – количество метана, которое может быть извлечено из 1 м^3 подработанной породы, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

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

Выполнение мероприятий по опережающей дегазации можно начинать уже при проведении вентиляционных штреков.

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 выработанного пространства.

До начала работы лавы по всей длине вентиляционной выработки прокладывают газоотводящий трубопровод, состоящий из линейных секций труб и тройников для установки отрошков («свечей»). Тройники устанавливаются в зависимости от газообильности участка через каждые 20-30 метров.

Наиболее высокая безопасность ведения работ при отводе метана из выработанного пространства по трубопроводу обеспечивается в том случае, когда расход отводимой метановоздушной смеси ($Q_{г}$) соответствует утечкам воздуха через выработанное пространство ($Q_{ут}$)

$$Q_{г} \geq Q_{ут}$$

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 $150 \text{ м}^3/\text{мин}$, при прокладке по стволам и подводным выработкам трубопроводов диаметром 630-530 мм, позволяют обеспечить расход отводимой метановоздушной смеси ($Q_{г}$) до $220 \text{ м}^3/\text{мин}$, 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 оснаща-

ются 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 так же 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 теплоэнергоёмких технологий.

Утилизация шахтного метана имеет большое экологическое значение. Ежегодные выбросы метана в атмосферу на шахтах с нагрузкой 1 млн. т угля в год достигают 20–50 млн. м³. При утилизации шахтного метана в теплоэнергетических модулях выхлопные газы двигателей содержат лишь CO₂ и H₂O. За счет этого в 20 раз снижается парниковый эффект. Утилизация шахтного метана в шахтных теплоэнергетических модулях позволит получить возможность улучшить финансовое положение угледобывающих предприятий за счет 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 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 впервые в Европе 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 ≤ 40 °С;
- размер твердых частиц < 5 м.

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.

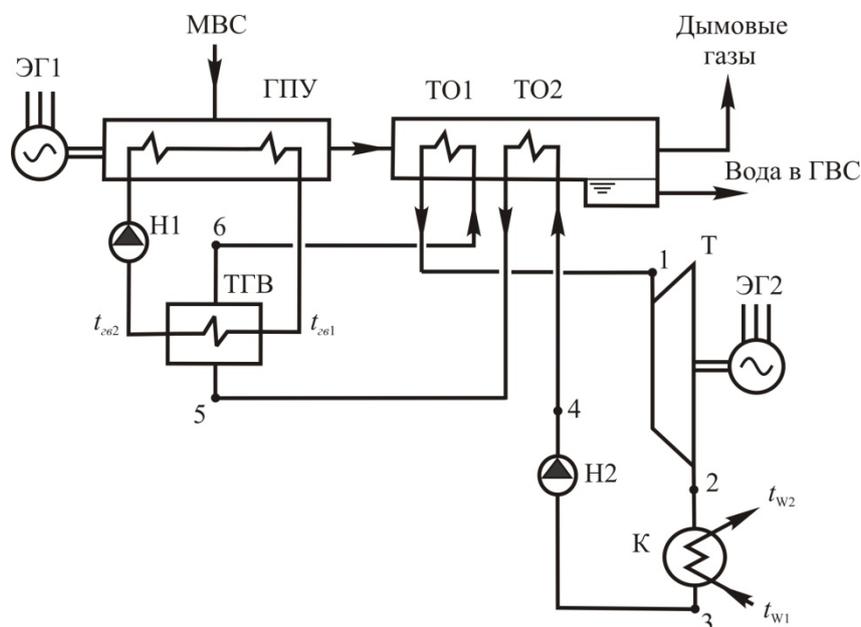


Рис. 4. Принципиальная схема утилизации тепла, вырабатываемого в ГПУ, с помощью теплосиловой установки

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

Одной из причин низкой эффективности использования шахтного метана является то, что больше половины дегазационных установок выдают на поверхность метан в составе метановоздушных смесей (МВС), содержание метана в которых меньше 20 %.

Утилизация угольного метана может быть осуществлена 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 до-

пустимой 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, что осуществляется с целью обеспечения номинальных параметров метановоздушной смеси, оговоренных Правилами безопасности. Вакуум-насосные станции шахты могут извлекать метан как из дегазационных скважин (высококонтрированная МВС), так и из системы газоотсоса (низкоконтрированная 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, сумматоры C_1 и C_2 , а также регуляторы $R_1 - R_4$, реализующие необходимый режим работы.

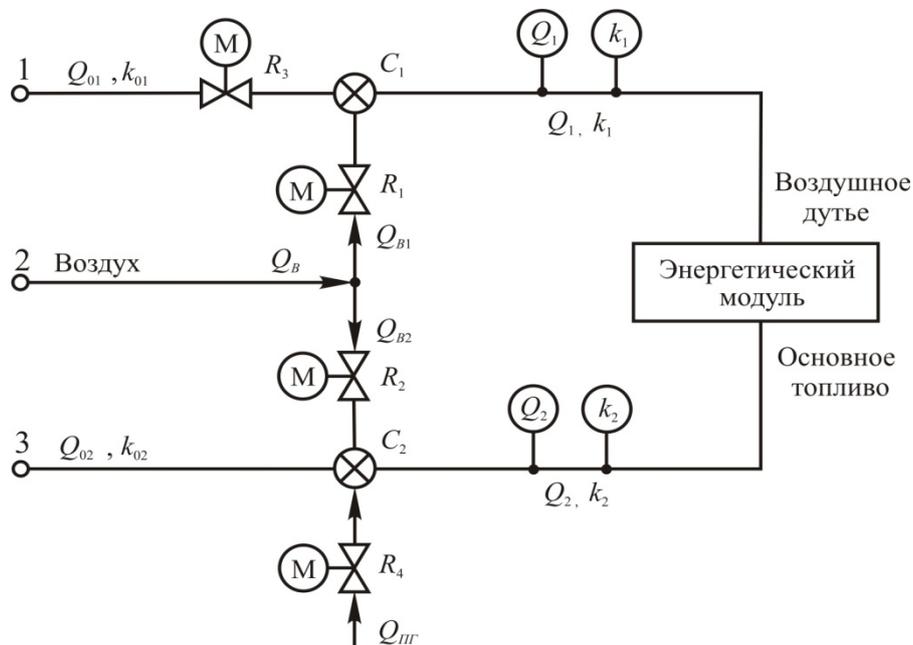


Рис. 5. Принципиальная схема установки для сжигания угольного метана в газопоршневом двигателе шахтного энергокомплекса

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 $k_2 = 0,25$.

Определяющим условием для реализации работы схемы является равенство содержания чистого метана на входе в схему количеству чистого метана, потребляемого конкретным газопоршневым двигателем

$$Q_M = Q_{01} \cdot k_{01} + Q_{02} \cdot k_{02} + Q_{\text{ПГ}} = Q_1 \cdot k_1 + Q_2 \cdot k_2 = \frac{P}{Q_{\text{НГ}}^P \cdot \eta_{\text{Э}}} = \text{const}$$

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

$Q_{нг}^p$ – низшая теплотворная способность чистого метана; Q_M – количество чистого метана, необходимого для работы данной газопоршневой установки в номинальном режиме; $Q_{пг}$ – количество метана из поверхностных дегазационных скважин.

Особый интерес представляет динамика изменения расхода газа со скважин поверхностной дегазации на обогащение $Q_{пг}$ при концентрации метана по каналу основного топлива $k_{02} < 0,25$. Как показывают результаты расчетов, расход $Q_{пг}$ уменьшается при увеличении k_1 и k_{02} . Рис.6.

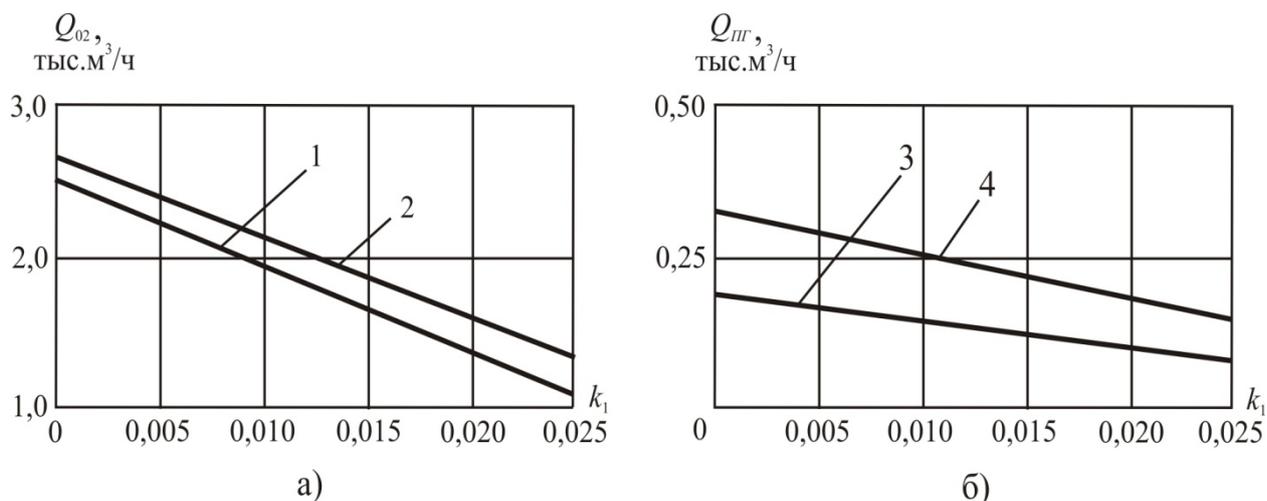


Рис. 6. Влияние концентрации МВС по каналу воздушного дутья k_1 на расход МВС Q_{02} и на расход газа со скважин поверхностной дегазации $Q_{пг}$ при различных концентрациях k_{02} (линии 1, 3 – $k_{02} = 0,20$, линии 2, 4 – $k_{02} = 0,15$)

Это подтверждает тезис об экономической целесообразности подачи 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.

Таблица 1 – Реализация результатов работы по комплексной дегазации и использованию метана на шахте им.А.Ф. Засядько
(на 1 июля 2012 г.)

Годы	Объем потребления метана по проекту, млн. м ³	Выработанная электроэнергия, МВт·ч	Выработано тепла, Гкал	Зачет по CO ₂ 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 по 01.07	12 812 405	41 867	20 566	215 234
Всего:	272 827 872	899 257	305 934	4 446 403

Затраты 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 первой очереди когенерационного энергокомплекса на шахте им. А.Ф. Засядько в течение 2006 – 2008 г. Составил 398,3 млн. грн.

Внедрение высокоэффективного теплоэнергетического комплекса 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.

Перечень использованной литературы

1. Углеродный массив Донбасса как гетерогенная среда/А.Ф.Булат, Е.Л. Звягильский, В.В. Лукинов и др.//.-К: наукова думка, 2008.-410с.
2. Пат.К75821 Україна, E21F7/00. Спосіб випереджаючої дегазації порід покрівлі високонавантажених лав/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.-176с.
4. Лукинов В.В. 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.

Надійшла до редколегії 06.07.2012

І.О. Єфремов

Донецький національний технічний університет, Донецьк

РЕАЛИЗАЦИЯ КОНЦЕПЦИИ КОМПЛЕКСНОЙ ДЕГАЗАЦИИ И СТВОРЕННЯ ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЧНИХ КОМПЛЕКСІВ З ВИКОРИСТАННЯМ МЕТАНУ ВУГІЛЬНИХ ШАХТ В УМОВАХ ШАХТИ ІМ. «А.Ф. ЗАСЯДЬКА» (УКРАЇНА)

Розроблені технологічні схеми комплексної дегазації вуглепородного масиву дозволяють підвищувати безпеку ведення гірських робіт, навантаження на очисній забій, а так само вказують шляху отримання нетрадиційного джерела енергії - шахтного метану.

Використання метану на вугільних шахтах є основним напрямком диверсифікації вуглевидобувних підприємств у питаннях переробки каптируемого метану в електричну і теплову енергію, впровадження високоефективних теплоенергоємких технологій і створення на їх базі шахтних енергокомплексів. Ключові слова: дегазація, вуглепородний масив, метановиделення, свердловина, фільтрація, газоносний, каптирувать, когенерація, енергокомплекс, газопоршневий двигун

I.A. Efremov

Donetsk national technical University, Donetsk

REALIZATION OF THE CONCEPT OF INTEGRATED DEGASSING AND CREATION OF A HEAT POWER COMPLEXES WITH USE OF METHANE FROM COAL MINES IN THE CONDITIONS OF THE MINE THEM. «A.F. ZASYADKO» (UKRAINE)

The developed technological scheme of complex degassing array allow to raise safety of conducting mountain works, the load on the longwall face, as well as suggest ways to get a non-traditional source of energy is coal mine methane.

The use of methane in coal mines is the main direction of diversification of the coal-mining enterprises in matters of processing of captured methane to electric and thermal energy, implementation of highly efficient technologies and creation on their base of the silo energy complexes.

Key words: degassing, array, well, filtering, cogeneration, mosenergosbyt, gas piston engine