

УДК 622:621.31

А.Е. Ютяев, В.В. Беляев, В.В. Агафонов

КОГЕНЕРАЦИЯ РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Рассмотрены аспекты ресурсо- и энергосбережения в сфере горного производства, а также диверсификации хозяйственной деятельности угледобывающих предприятий на основе использования когенерационных технологий.

Ключевые слова: когенерация, двигатель Стирлинга, тепловой насос.

В последнее время актуальным становится переход на энерго- и ресурсосберегающие технологии не только в энергетике, но и в угольной промышленности. Поиск решения проблемы ведется различными путями как на макроэкономическом, отраслевом, так и на локальном уровне (отдельных предприятий). В частности, все большее внимание привлекает идея комбинированной (когенерационной) выработки электрической, механической и бытовой энергии от одного вида источника топлива [1].

Новым инструментом утилизации шахтного метана, переработки угля и отходов углеобогащения, а следовательно диверсификации хозяйственной деятельности добывающих предприятий, должно стать создание специальных энергокомплексов, которые в общем случае включают в себя топливный, энергетический и технологический модули. При этом топливным модулем является шахта, которая предназначена для обеспечения энергетического и технологического модулей необходимым количеством топлива (низкосортный уголь, отходы углеобогащения и шахтный метан, тепловой потенциал геологических структур). В состав энергетического

модуля должны входить энергетические объекты, котлы, и непременно высокоэффективные когенерационные установки для производства тепловой и электрической энергии. Для создания такой комбинации паровых, водогрейных котлов (или котлов-утилизаторов), обеспечивающих совместную выработку тепловой и электрической энергии с высоким КПД, можно рекомендовать два основных варианта когенерационных технологий:

- шахтные энергокомплексы на базе паротурбинной когенерации, реализующие сжигание топлива в циркулирующем кипящем слое (ЦКС);
- шахтные энергокомплексы на базе газопоршневой когенерации.

Каждый из вариантов характеризуется тем или иным видом используемых топлив или их сочетаний (низкосортный уголь, отходы углеобогащения, шахтный метан) и рациональной областью применения, определяемой как запасами топлива, так и характером, а также объемом потребляемых тепловой и электрической энергии. Технология ЦКС может реализовываться паровыми котлами в сочетании с паровыми турбинами и электрическими генераторами. Кроме того, перспективны вари-

анты шахтных когенерационных энергокомплексов на основе турбинизации существующих котельных, а также каталитических реверс – поточных реакторов, утилизирующих метан исходящих вентиляционных струй. Преимуществами технологии ЦКС являются: высокоэффективное (до 99 %) сжигания углей любого качества и состава зольностью до 60 %, теплотворной способностью от 10 МДж/кг и выше; относительно невысокие рабочие температуры (в среднем 8500С), вследствие чего имеют место низкие уровни выбросов оксидов азота; эффективное (90—95 %) связывание серы известняком, поступающим в котлоагрегат вместе с углем. В топках ЦКС, предназначенных для сжигания угля можно без существенных изменений конструкции сжигать также отходы углеобогащения. Такие отходы в Донбассе накопились в количестве сотен миллионов тонн, имеют низкое качество, а потому не включаются в топливный баланс. В топках ЦКС могут сжигать также угли, непригодные для прямого сжигания в топках электростанции, поскольку они требуют обогащения. Показатели энергокомплексов могут быть существенно улучшены при использовании после простой и недорогой топливоподготовки сухих отходов антрацита, а также отходов мокрого его обогащения и каменного угля.

Энергетические модули, создаваемые на базе газопоршневых установок, являются чрезвычайно высокоэффективными, поскольку позволяют вырабатывать тепловую и электрическую энергию с соотношением примерно 1:1 и коэффициентом полезного действия при полной нагрузке до 86 %. Для этого энергетические объекты, котлы и газопоршне-

вые установки должны быть снабжены каналами подачи основного топлива и воздушного дутья. Шахтный метан может поступать как по первому (при концентрации более 30 %), так и по второму (менее 2,5 %) каналам. Третьей составляющей энергокомплекса является его технологические модули, предназначенные для выработки высоколиквидной продукции из местного сырья на базе теплоэнергоемких технологий с использованием теплоты и электроэнергии, вырабатываемых энергоблоком. Примеры таких технологий – обогащение, обессеривание, газификация или гидрогенерация угля и т. д. отходы технологических модулей, реализующих, приведенные технологии, являются низкокалорийным топливом и могут использоваться как дополнительное сырье для энергоблока, тем самым, замыкая цикл комплексной энерготехнологической переработки угля.

В результате внедрения технологий комплексного использования недр путем углубленной переработки угля можно получить следующие виды дополнительной продукции (рис. 1) [2].

Инвестиции во внедрение технологий по использованию геотермальной энергии недр, отходов угледобычи и метана (рис. 2) в хозяйственной деятельности позволяют получить горнодобывающему предприятию доход от неосновной деятельности и снизить себестоимость угля.

Ведется активный поиск альтернативных энергетических ресурсов. К таким ресурсам можно отнести термальную энергию глубоких шахт (рис. 3).

В угольной промышленности возможны несколько вариантов технологических схем когенерации энергоносителей:

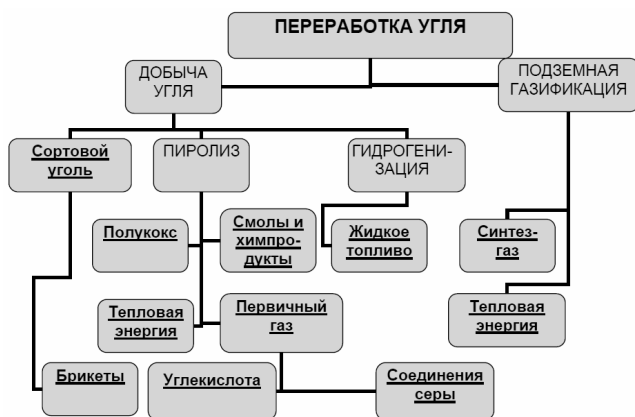


Рис. 1. Комплексный подход к переработке угля и продукции на его основе



Рис. 2. Комплексное использование шахтных газов

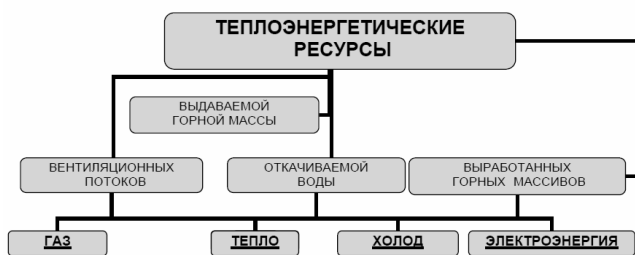


Рис. 3. Энергетические ресурсы глубоких шахт

- скважинная подземная газификация в комбинации с парогенерированием и аккумуляцией тепловой энергии;
- извлечение и использование метана при разработке газугольных месторождений;

- надстройка двигателей на тепловых генерирующих мощностях;

- использование тепловых насосов при утилизации низкопотенциальной теплоты горного производства.

Различные технологические схемы рационального использования некондиционного ($CH_4 < 25\%$) шахтного метана и отработанной вентиляционной струи ($CH_4 < 0,75\%$) для выработки тепловой и (или) электрической энергии реализуются флегматизацией взрывоопасной смеси продуктами сгорания или воздухом с последующим ее применением в качестве топлива или дутья в энергетических установках (котлы, газогенераторы, когенерационные установки на базе двигателей Стирлинга и др.). Резервным газовым топливом служит синтез-газ, вырабатываемый с помощью различных наземных установок при газогенерации угля или промпродукта [3].

Когенерационная установка с двигателем Стирлинга предназначена для выработки электрической и тепловой энергии. Двигатель Стирлинга приводит в движение электрогенератор, вырабатывающий электроэнергию. Управление двигателем и всей когенерационной установкой осуществляется интегрированной системой автоматики. В августе 2008 г. на экспериментальном полигоне ОАО «Газпром промгаз» в Кузбассе были про-

ведены предварительные испытания опытного образца контейнерной когенерационной установки с двигателем Стирлинга ЗАО «ОРМА» (г. Санкт-Петербург) на низконапорном метане угольных пластов. В результате испытаний продемонстрирована возможность использования угольного метана в качестве топливного газа контейнерной когенерационной установки с двигателем Стирлинга для выработки электрической и тепловой энергии. По результатам испытаний рекомендовано комплектовать контейнерную установку блоком подготовки и очистки газа, автоматическим регулятором давления и ресивером. Необходимо создание типового ряда когенерационных установок электрической мощностью от 10 до 50 кВт для нужд кустов скважин по добыче угольного метана из угольных пластов. Рекомендуется применение когенерационных установок с двигателем Стирлинга для децентрализованного энергоснабжения объектов нефтегазовой и угольной отраслей Российской Федерации.

В Российской сети трансфера технологий предлагаются холодильные комплексы извлечения и конденсирования шахтного метана. Согласно комплексной технологии вентиляционный вытяжной воздух сжимают турбокомпрессором, удаляют водой угольную пыль и поглощая CO₂, затем охлаждают до -300С. Воздух пропускают через адсорбер, поглощая метан адсорбентом, и после регенерации холода расширяют в турбодетандере, понижая его температуру до -500 °С. В вымораживающем опреснителе холодом этого воздуха из соленой шахтной воды вымораживают лед — этот лед попутно используют для местного охлаждения шахты холодом таяния льда, доставляемого в виде ледово-водяной суспензии адресно к наиболее горячим лавам.

Общее охлаждение шахты осуществляют очищенным воздухом (+20С). Расплавление льда представляет собой талую питьевую воду. Из шахтного рассола (до 20 % солей) в эвтектической ступени вымораживающего опреснителя кристаллизуют и выводят сухую соль.

Технология разделения шахтного вентиляционного воздуха комплексная и трехцелевая, с решением в единой энергетической холодопроизводящей-термодинамически и технологически взаимосвязанной системе трудных практически непреодолимых до настоящего времени проблем для шахт с минимизацией энерго- и капитальных затрат:

- извлечение метана из обедненной метановоздушной вентиляционной смеси (0,3÷1 % метана);

- производство холода за счет эффективного адиабатического расширения воздуха, достаточного для охлаждения горячих глубоких шахт с мощным выделением тепла;

- очистка соленой шахтной воды (с разделением ее на чистую воду и сухую соль).

При использовании предложенной технологии на газоносной шахте, прекратившей угледобычу и подлежащей ликвидации извлечение метана, диффундирующего через запыленные поверхности выработок старых шахт, производят за счет процессов адсорбционного насоса путем осуществления обратного газотурбинного цикла низкого давления.

Технология по обработке вентиляционного воздуха предлагается в 2-х версиях:

1. «сухой» шахты, в которой небольшое количество воды — до 100 т/сут — может быть вынесено на поверхность потоком влажного воздуха;

2. шахты, подверженной обводнению (расход воды 100-10 тыс. т/сут); откачку воды из шахты дополняют ее

опреснением — разделением на чистую талую воду и соли.

Для извлечения метана из дегазационного воздуха предлагается технология газогидратной ректификации газовой смеси.

Для ожижения шахтного метана используют криогенный цикл двух давлений с промежуточным охлаждением и циркуляцией дроссельного потока среднего давления.

Инновационные аспекты данной технологии заключается в использовании процессов:

- газогидратной безмашинной термокомпрессии метана и газогидратной ректификации газовой смеси;

- низкотемпературной адсорбции метана угольным адсорбентом;

- обратного газотурбинного цикла с адсорбционным насосом;

- эффективного охлаждения шахты за счет адиабатического расширения воздуха;

- эффективного охлаждения наиболее высокотемпературных лав за счет ледово-водяной суспензии;

- обезвреживания шахтных раскоров за счет их обессоливания.

Особый интерес для энергосберегающих технологий представляет сочетание возможностей нескольких альтернативных вариантов получения энергии, среди которых наиболее перспективным является сочетание газификации угля (СПГУ) и обустройства скважинных теплообменников вертикальной формы в когенерационной геосистеме энергоснабжения, реализуемой на базе теплонаносного цикла. Такая геосистема обеспечит электрической, тепловой и механической энергией населенные пункты, находящиеся вблизи шахт.

Работает альтернативная когенерационная геосистема следующим образом. Горячий генераторный газ под-

земной газификации поднимается на поверхность по эксплуатационной скважине и подается в утилизатор теплоты. В теплоутилизаторе обратная сетевая вода, циркулирующая в контуре теплосети системы отопления подогревается. Тепло, передаваемое обратной сетевой воде, служит для предварительного ее нагрева. Требуемые параметры контура в теплосети могут быть достигнуты при дополнительном использовании теплоты породы. В выработках по сотовой форме сооружаются кусты скважин-теплообменников. Циркулирующая вода системы отопления от потребителей поступает в скважинные породные теплообменники, нагревается и направляется в испаритель ТН-установки, где отдает тепло холодной воде, поступающей из водопровода. Подогретая в теплонасосе вода дополнительно подпитывает температуру сетевой воды в контуре системы отопления. Суммарная теплота от утилизатора и теплонасоса обеспечивает подогрев воды в среднем до 80°C. Последняя по теплотрассам поступает в обогревательную систему, поддерживающую в помещении температуру не ниже 18 °C. ТН-установка будет работать эффективней, если температура пород для теплообменников будет выше температуры окружающей среды. Температура горного массива в шахте даже в самые холодные дни зимнего периода не падает ниже 20—40 °C.

После теплоутилизатора газ СПГУ направляется для сжигания потребителям по двум потокам. Большая часть передается на свободнопоршневой газовый двигатель для выработки электрической энергии генераторами. Оставшаяся часть газа идет на подогрев воды в котлоустановке для выработки пара в теплоутилизаторе-испарителе и электроэнергии турбогенератором, а так же для одновременного подогрева

сетевой воды в водяном конденсаторе отработанным паром турбины. Продукты сгорания охлаждаются от 200 до 80-100 °С. Остаточная тепловая энергия выхлопных газов $Q_{ух}$ с теплоутилизаторов может выбрасываться в атмосферу или использоваться в подземном аккумуляторе тепловой энергии. В соответствии с технологической схемой осуществляется одновременный подогрев воды для системы горячего водоснабжения. Сетевая вода из трубопровода вначале частично подогревается в ТП-установке. Для окончательного нагрева воды ГВС используется теплота системы охлаждения выхлопных газов свободнопоршневого двигателя. Для этого устанавливается водяной теплообменник и газовый утилизатор. При утилизации тепла в теплонасосе мощностью 80—100 кВт можно получить около 60 % воды температурой 40—50 °С. Дальнейший подогрев воды в теплообменниках повышает ее температуру до 80 °С [4].

Прибыль предприятия, реализующего когенерационную схему производства электрической, механической и тепловой энергий, образуется за счет того, что себестоимость собст-

венных энергоносителей оказывается в 2—3 раза ниже, чем стоимость электро- и теплоэнергии, покупаемых в государственных сетях, что уменьшает себестоимость основной продукции. Другим привлекательным моментом для внедрения когенерационных технологий на шахте являются энергетическая независимость от постоянно растущих государственных тарифов и стабильность производственных процессов добычи угля.

Изложенное позволяет заключить, что использование на когенерационной основе нетрадиционных источников энергии в условиях горного производства создает предпосылки для улучшения экономических показателей работы угледобывающих предприятий с одновременным получением прямого и косвенного экологических эффектов. Реализацию этих предпосылок рекомендуется осуществлять путем создания шахтных энергокомплексов, пользующих извлекаемый в процессе дегазации метан, а также тепловой потенциал геологических структур горного массива, вентиляционных струй, шахтных и сбросных хозяйственно-бытовых, а также оборотных вод.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Матлак Е.С., Цвиркунов К.А. Основные экологические и энергетические проблемы в угольной промышленности: приоритетные направления их решения // Проблемы экологии. – 2007. – № 1-2. – С. 96-100.

2. Kostenko V. Rational use of bowels – a way to the decision of ecological, social and economic problems of coal-mining branch / V. Kostenko, M. Shaforostova // Zesytynau-

kowepolitechnikiSlaskiej, seria: Gornictwo, 2008, № 1798, P. 431-439.

3. Coal Mine Methane Global Overview/U.S. Environmental Protection Agency's Coalbed Methane Outreach Program. 2006, August.

4. Табаченко Н.М. Проблемы когенерации энергоносителей в угольной промышленности // Уголь Украины. – 2006. – № 4. – С. 19-24. **ГИАБ**

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

Ютяев А.Е. – студент,

Беляев В.В. – студент,

Агафонов В.В. – аспирант,

Московский государственный горный университет, ud@msmu.ru