

МАТЛАК Е.С., ЦВИРКУНОВ К. А. (Донецкий национальный технический университет)

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ УГОЛЬНОГО ПРОИЗВОДСТВА И ВОЗМОЖНОСТИ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НА БАЗЕ КОГЕНЕРАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Розглянуті аспекти ресурсо- та енергозбереження у сфері гірничого виробництва, а також диверсифікації господарчої діяльності вугледобувних підприємств на основі використання когенераційних технологій.

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

Aspects of resource and energy economy in the field of coal production, and either aspects by diversification of economic activity of mining enterprises on the basis of application cogeneration technologies are considered.

К основным недостаткам традиционных источников энергии – нефти, природного газа, угля и ядерного топлива – относится их исчерпаемость. Угроза топливного «голода», отрицательные изменения состояния окружающей природной среды вследствие сжигания углеводородов и тот факт, что прирост потребности в энергии значительно опережает ее производство, вынуждает с новых позиций обратить внимание на нетрадиционные источники энергии. Это становится движущей силой в процессе происходящих изменений в энергетической политике стран, направленной на структурную перестройку их топливно-энергетических комплексов. Актуальным становится переход на энерго- и ресурсосберегающие технологии не только в энергетике, но и в промышленности, а также в жилищно-коммунальном хозяйстве. 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].

Актуальность этой проблемы для Украины усиливается тем, что примерно к 2020 г. многие блоки атомных электростанций страны будут остановлены на ремонт и потребуются восполнение недостающих энергетических мощностей. Одним из возможных направлений такого восполнения является развитие когенерационного производства, которое состоит из трех технологических циклов получения различных видов энергии от одного источника (энергоносителя): тепловой, электрической и механической. Вырабатываемый электрическая и тепловая энергия являются базовыми видами энергии, а механическая – вспомогательной, но ее производство улучшает экономические показатели. Взаимно дополняя друг друга, три технологических цикла способствуют полному использованию энергии. В угольной промышленности Украины возможны несколько вариантов технологических схем когенерации энергоносителей [2]:

- скважинная подземная газификация в комбинации с парогенерированием и аккумулярованием 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.

Накопленный мировой опыт использования когенерационных технологий указывает на следующие их преимущества:

- тепловая и электрическая энергия вырабатываются практически на месте потребления, благодаря чему предотвращаются потери в линиях электропередач (достигающих в некоторых случаях 13- 18%);
- большая экологическая чистота, так как сжигание топлива в когенерационном цикле существенно уменьшает выбросы в атмосферу вредных веществ по сравнению с отдельным сжиганием;
- улучшенные технико-экономические показатели: самые низкие в энергетике удельные капиталовложения (2÷2,5 тыс. грн/кВт), незначительный срок ввода оборудования в действие (от 0,5 до 1 года), малый срок окупаемости (1,5 – 2 года); предприятиям становится выгодным иметь собственные источники энергии, так как их экономичность, как правило, не ниже электростанций АО – энерго, а иногда и выше (при этом полностью

исключается транспортная составляющая тарифа, которая в составе общего тарифа на электроэнергию достигает 45-50%, а в составе общей платы на тепловую энергию иногда и выше ее стоимости в коллекторах ТЭЦ);

- решение социальных проблем: занятость населения, загрузка машиностроительной индустрии и др.
- поточность и однооперационность процесса, которые обеспечивают повышение производительности труда.

Перечисленные преимущества способствуют решению неотложных энергетических проблем, а оперативный ввод когенерационных электрогенерирующих мощностей позволяют выиграть время (обеспечивает своеобразный тайм – аут) и создают технические и финансовые условия для реорганизации и модернизации крупной энергетики.

При использовании когенерационных технологий следует иметь в виду, что экономия топлива носит скрытый характер. Ввод в эксплуатацию каждой новой когенерационной установки влечет за собой увеличение у производителей энергии расходов денежных средств. Парадокс заключается в том, что топливо для когенерационной установки потребляется непосредственно у производителя энергии, а ресурсосберегающий эффект может быть реализован только на государственном уровне. Поэтому параллельно с вводом когенерационных мощностей надобно выводить из эксплуатации устаревшие низкоэффективные энергетические мощности (котельные, тепловые электростанции). Следовательно, для предприятий, готовых строить когенерационные установки в целях производства собственной более дешевой, чем в государственных сетях, электро- и теплоэнергии, необходимо решать прежде всего проблему инвестирования когенерации энергоносителей.

Отмеченные особенности когенерационных технологий позволяют нетрадиционно подойти к производству энергоносителей в угольной промышленности. Для угольной промышленности широкомасштабное внедрение когенерационных технологий позволит: снизить потери электроэнергии в сетях вследствие приближения производителя энергии к потребителю; ввести новые электротеплогенерирующие мощности (10-15 МВт), большинство из которых можно использовать как пиковые (маневренные), и хотя бы частично решить за счет этого энергетические проблемы; улучшить экологическую обстановку в регионах за счет снижения выбросов оксида – и диоксида углерода, а также оксидов азота. Исследуем возможность реализации идеи использования некоторых нетрадиционных источников энергии в угольной промышленности на когенерационной основе. Приоритетным является, безусловно использование шахтного метана. Как условное топливо он занимает третье-четвертое место в мире после угля, нефти и природного газа. Поэтому газоносные угольные месторождения считаются нетрадиционными источниками углеводородных газов. По мере прогрессирующего истощения ископаемых энергоносителей в мировой практике возрастает интерес к их освоению.

Угольные пласты донбасских шахт также отличаются повышенным содержанием метана. По разным подсчетам, на территории Донецкого угольного бассейна залегает порядка 14-22 трлн. куб. метров метана, который по своим физико-химическим свойствам сходен с эталонным газом Уренгойского месторождения. Наличие таких огромных залежей высококачественного газа порождает надежды в удовлетворении на перспективу части потребности страны в топливе из угольных пластов, которая в общем составляет около 80 млрд. м³/год. Однако реализация этих ожиданий в значительных масштабах на современном этапе научно – технического прогресса весьма затруднительна. Это связано, прежде всего, с тем, что угольные пласты, как коллекторы метана, по физическим и физико-химическим свойствам отличаются от коллекторов природного углеводородного газа. Основное отличие сравниваемых коллекторов состоит в принципиально разных формах нахождения в них газов и видах связи в системе «газ – природное пористое тело». В отличие от коллекторов природных газов в угленосных отложениях метан находится в угле не в свободном, а сорбированном состоянии, образуя твердый углеметановый раствор. Эмиссия газа в таком состоянии возможна лишь при наличии определенной пористости угольного пласта. Однако последняя чрезвычайно низкая, образно говоря, наподобие газопроницаемости глины. Следовательно, движение метана из таких коллекторов возможно только при нарушении термодинамического состояния системы и распаде указанного раствора. Для этого в угольном массиве необходимо либо увеличить температуру (что практически нереально), либо изменить давление в угольном пласте, т.е. разгрузить его. Последнее, как известно, постоянно происходит в технологическом процессе угледобычи: чем выше темпы угледобычи, тем больше выработается

метана. Именно процесс угледобычи является основным инструментом неорганизованного извлечения метана из угольных пластов.

По условиям безопасного ведения горных работ для снижения количества метана, поступающего в добычные забои, в процессе угледобычи используют два основных направления: эффективное проветривание выработок путем подачи свежего воздуха в забои и искусственное извлечение метана из угольных пластов путем их скважинной дегазации:

- в пределах шахтного поля действующих шахт;
- в пределах горных отводов закрываемых и ликвидированных шахт;
- на изолированных месторождениях (площадях) угольного бассейна.

При этом различают три основные группы способов извлечения метана из угольных пластов:

- шахтные подземные способы;
- шахтные наземные способы;
- бесшахтные («промысловые») способы дегазации угольных пластов.

Первые две (шахтные) группы способов применяются в пределах шахтного поля действующего горнодобывающего предприятия. Они объединены общим принципом: попутное извлечение и последующая утилизация каптированного шахтного метана, точнее метановоздушных смесей (МВС) в процессе добычи угля.

Третья группа способов промышленного извлечения метана применяется на месторождениях, которые еще не освоены угольными предприятиями, а также для условий больших глубин. На это направление обращается в настоящее время все более пристальное внимание из-за сокращения запасов природного газа.

Для окончательного выбора направления дегазации массива следует оценивать отдельно критерии применения шахтного и бесшахтного способов, а также особенности использования основных подземных способов.

В настоящее время дегазацию источников метановыделения рассматривают как направление, которое обеспечивает, прежде всего, безопасные по газу условия труда шахтеров и нормальный ритм работы предприятия, а также существенно увеличивает производительность очистных забоев, что способствует снижению себестоимости добываемого угля, росту прибыли. Однако стремление к комплексному использованию добываемых минеральных ресурсов, в том числе более полному использованию природных энергоресурсов неизбежно приведет в перспективе к пересмотру роли дегазации на угольных шахтах. На дегазацию, являющуюся неотъемлемым технологическим процессом в газообильных и выбросоопасных шахтах, необходимо смотреть одновременно и как на способ добычи метана с последующим его использованием в народном хозяйстве.

Поскольку метан находится в сорбированном состоянии в труднодоступных угольных пластах, а для его извлечения требуется гораздо больше буровых скважин чем при добыче природного газа, то инвестиции в добычу метана связаны с большими рисками. Это свидетельствует о необходимости расширения исследований и разработок по рассматриваемой проблеме, их государственной поддержке. Становится все более очевидным, что успешное решение задач промышленной добычи метана может иметь место на стыке интересов газовой и угольной отраслей и требует взаимосвязи научных, технико-технологических и организационно-методических вопросов.

Важной задачей является расширение объемов утилизации угольного метана в народном хозяйстве. Извлекаемый из угольных месторождений газ по содержанию чистого метана можно подразделить на 3 группы:

- угольный метан с концентрированным содержанием чистого CH_4 до 100%;
- метановоздушные смеси (МВС) – концентрация метана колеблется, достигая 60 – 70%;
- вентиляционные выбросы (струи) – до 0,75% чистого метана;

Ежедневно в процессе добычи угля выделяется свыше 1,5 млн. м^3 метана, большая часть (две, трети) которого выбрасывается в атмосферу через вентиляционные системы.

В силу низкой концентрации метана в вентиляционном потоке (как правило, ниже 1% CH_4) полезное использование вентиляционного газа является затруднительным. Лишь около 4% газа утилизируется. Не более чем на 10-12 шахтах Донбасса используют метан как топливо для шахтных котелен. При этом он сжигается в них для получения теплоты, но электроэнергия при этом не вырабатывается. В то же время из метана, выбрасываемого в атмосферу, можно получить дополнительно около 9 млрд. кВт. ч/год. электроэнергии и около 36 млн. ГДж/год тепловой.

Поскольку экономика Украины в значительной мере зависит от импорта газа, любой дополнительный источник этого вида топлива внутри страны способствует повышению ее энергетической независимости. Поэтому по эколого-экономическим соображениям в настоящее время необходимо решать задачу использования шахтных вентиляционных струй с содержанием метана 0,7% (для дутья котлов, сушилок и т.п.). Это также может снизить расход дефицитных видов топлива и уменьшить выбросы вредных отходов в атмосферу. Одним из применений метана, выносимого из шахты вентиляционной струей, может быть его использование в качестве первичного воздуха для двигателей внутреннего сгорания, газовых турбин. В последнее время газобразное топливо и воздух подаются под давлением в камеру сгорания газотурбинных установок (ГТУ) газовым и воздушным компрессорами.

Если общешахтную вентиляционную струю с содержанием метана 0,5-0,75% дополнительно обогатить, довести содержание метана до 1-2%, то теплота сгорания полученной смеси при высокой степени выгорания метана будет достаточной для работы ГТУ. Непрерывность процесса следует поддерживать путем добавки горючего вещества, например, жидкого топлива, подогревом получаемой смеси и выгоранием метана в реакционной камере.

Для утилизации некондиционных газовых смесей, расход и концентрация метана в которых значительно колеблются в течение года и суток, рекомендуется оборудовать ТЭЦ современными парогенераторами, работающими на угле. При этом используемая вентиляционная смесь должна очищаться от примесей и осушаться.

Опыт мировой практики показывает, что наиболее перспективной технологией, позволяющей использовать вентиляционный газ, является окисление – термальное или каталитическое. Подобное оборудование (окислитель) в течение длительного времени используется, например, в печатной промышленности для очистки промышленных выбросов. Основное достоинство технологии – возможность работы с большими объемами газа и низкой концентрацией органических примесей. В процессе нагревания газа до необходимой температуры окисления (около 100⁰ С) он разлагается на СО₂ и воду с производством теплоты.

Технически данная технология может применяться для вентиляционного газа концентрацией от 0,3% СН₄. Однако экономически использование технологии нецелесообразно при концентрации метана ниже 0,7% СН₄.

Компания ВНР Billition и шведская компания Meg Tec Systems при поддержке правительства Австралии объявили о завершении строительства первого в мировой практике коммерческого проекта с использованием процесса производства электроэнергии из вентиляционного газа. Проект применен на действующей угольной шахте Вест Клиф в штате Нью Сауф Уэйлс и по плану начал работу в конце 2006 года.

Реструктуризация угольной промышленности неразрывно связана с проблемой диверсификации хозяйственной деятельности добывающих предприятий. Это обуславливает необходимость углубленной переработки угля, шахтного метана и отходов углеобогащения на месте их добычи с помощью производимой предприятиями тепловой и электрической энергии, а также высокоэффективных теплоэнергетических технологий. Достижение этой цели позволит изменить структуру цены на конечный продукт, где себестоимость угля уже не будет играть решающую роль, а станет одной из составляющих. Реализацию данного предложения рекомендуется осуществлять в первую очередь на базе предприятий, обладающих значительными промышленными запасами угля и шахтного метана. Актуальность такого подхода подчеркивается тем, что сами угледобывающие предприятия – это крупные потребители энергии. Их теплоснабжение, в основном, обеспечивается от собственных нерентабельных котельных, но электроэнергия приобретается по монополюльно установленной цене. При этом непрерывный рост цен и лимитирование потребления электроэнергии непосредственно влияет на рентабельность предприятий.

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 варианты 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, которых накоплено в Украине около 780 млн. т.

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 газопоршневые 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 теплоэнергоёмких 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.

Как известно, на шахтах круглогодично теплота расходуется на нужды горячего водоснабжения. В то же время потребление тепловой энергии установками, а также расход ее на отопление шахтных помещений носит сезонный характер. Сезонность потребления создает определенные сложности с реализацией тепловой энергии, вырабатываемой энергетическими модулями круглогодично и равномерно. Рациональной схемой покрытия тепловых нагрузок является такая, при которой в зимнее время возможный недостаток энергии от когенерационного энергетического модуля покрывается шахтной котельной, работающей в пиковом режиме, а в летнее время избыток энергии должен использоваться либо для реализации теплоёмких технологий на промышленной площадке, либо отпускаться сторонним потребителям. При таком подходе количество и единичную мощность блоков, входящих в энергетический модуль, и следует определять на основе технико-экономического анализа.

Шахтные энергокомплексы на базе угледобывающих предприятий позволят решить многие экономические и экологические вопросы. В частности в экономическом плане:

- обеспечить надежность электро- и теплоснабжения шахт, а также прилегающих к ним жилых массивов и промышленных предприятий, что достигается работой генераторов энергокомплекса параллельно с энергосистемой;
- существенно сократить расход импортного природного газа за счет вывода из эксплуатации отопительных газовых котельных;
- использовать в качестве топлива высокозольные отходы углеобогащения (паротурбинная когенерация) и метан (газопоршневая когенерация);
- организовать рентабельное производство с комбинированной выработкой собственных электроэнергии и теплоты по сравнению с низкорентабельной, экологически «грязной» шахтной котельной и необходимостью закупки электроэнергии;
- создать дополнительные рабочие места и на значительный срок разрешить социальные проблемы, связанные с закрытием шахт.

Экономическая эффективность энергетических комплексов на базе угледобывающих предприятий определяется:

- низкой стоимостью топлива (низкосортный необогащенный уголь, отходы углеобогащения, угольный метан);
- реализацией принципа когенерации, т. е. выработкой теплоты и электроэнергии путем последовательного использования термодинамического потенциала рабочего тела;
- отсутствием затрат на обогащение и транспортирование угля до электростанции и передачи энергии от электростанции к угледобывающим предприятиям.

Объединение в единое целое процессов добычи и переработки топлива в электрическую и тепловую энергии открывает перспективу существенного повышения экономической эффективности всего энергокомплекса, несмотря на возможную нерентабельность угольной шахты, которая входит в его состав в качестве топливного модуля. Технико-экономические обоснования доказывают, что строительство таких комплексов позволит вырабатывать тепловую и электрическую виды энергии себестоимостью в 3-4 раза ниже действующих тарифов.

Утилизация метана в шахтных энергокомплексах (газопоршневых и турбинных) имеет большое экологическое значение, поскольку сокращает его выбросы в атмосферу, снижая тем самым действие парникового эффекта, а также обеспечивает:

- приведение вредных выбросов в атмосферу до уровня нормативных;
- использование шахтной воды в качестве источника водопотребления по замкнутому циклу без сбросов промышленных вод;
- утилизацию и использование золы топлива для закладки в шахту и для производства стройматериалов;
- утилизацию запыленного шахтного воздуха, содержащего метан, в топках котла;
- ликвидацию шламохранилищ и рекультивацию территории занимаемой ими.

Кроме того, наблюдается косвенный экологический эффект, заключающийся в уменьшении количества сжигаемого угля на ГРЭС, а следовательно, и вредных выбросов в атмосферу при замещении части электроэнергии из энергосистемы собственной, вырабатываемой при сжигании метана.

Один из крупнейших в мире (по объемам утилизации извлекаемого метана) проектов с использованием предложенных ИГТМ НАН Украины энергокомплексов реализуется в нашей стране на АП «Шахта им. Засядько» в Донбассе при поддержке компании «Синапс», представляющей интересы американской корпорации General Electric.

Впервые в Европе на этой шахте создается когенерационный энергетический комплекс на базе 22 газопоршневых установок JMS 620 австрийской фирмы «Jenbacher», работающих на угольном метане концентрацией 25%. Установленная мощность одной установки составляет 3,035 МВт.

Цель проекта – реконструкция дегазационной системы шахты, снижение выбросов метана в атмосферу, компенсация потребности в электроэнергии за счет утилизации каптированного метана и продажи углеродных квот на выбросы в рамках Киотского Протокола. Осуществление программы дегазации шахты в полном объеме позволит перерабатывать 11,58 млн. куб. м/год метана.

По Киотскому соглашению предусмотрены жесткие штрафные санкции за увеличение объемов выбросов метана и других вредных газов. Утилизация метана в шахтных теплоэнергетических модулях позволит АП «Шахта им. Засядько» не только избежать штрафных

санкции, но и получить возможность улучшить финансовое положение предприятия за счет продажи квот от уменьшения вредных выбросов. При этом город Донецк получит дополнительные ресурсы для отопления зданий и тепличных комплексов, а на шахте весь автопарк предприятия уже работает на собственном сжатом метане, что, как известно, в 5-10 раз уменьшает выбросы вредных углеводородных соединений.

Помимо использования шахтного метана на когенерационной основе важным направлением в условиях как действующих, так и закрытых шахт является использование на аналогичной основе потенциала других нетрадиционных источников энергии. К ним следует отнести безвозвратно теряемые на современном этапе работы шахт потоки низкопотенциальной теплоты породного массива, вентиляционных струй, шахтных и сбросных хозяйственно—бытовой вод, а также оборотных вод.

Тепловой потенциал геологических структур горного массива определяется температурой пород, вмещающих угольные пласты на больших глубинах (800-1400 м), которая достигает 40-50° С, в связи с чем добыча угля производится в сложных климатических условиях. С учетом теплового фактора и огромной протяженности подземных выработок (достигающих в отдельных случаях 70 км), угольные шахты можно рассматривать как возобновляемый энергетический ресурс.

Тепловой потенциал геологических структур передается шахтным водам и исходящим вентиляционным струям рудничного воздуха. Сеть подземных горных выработок и путей фильтрации подземных вод в породном массиве и даже по водоотливным канавкам можно рассматривать как теплообменник, в котором естественным образом происходит теплообмен между породами, шахтной водой и рудничным газом.

Расчеты свидетельствуют о следующем: тепловой поток с 1 км² грунта равен 10 Вт, следовательно, с 1 км² шахтного поля он составляет не менее 10 МВт, что соответствует сгоранию 10,5 тыс. тонн условного топлива. Поскольку температура пород глубоких горизонтов выше температуры грунта, то можно ожидать, что реальная мощность теплового потока в шахтах намного больше. Исходя из сказанного, низкопотенциальный тепловой поток шахтного поля может равняться мощности одного блока атомной электростанции.

Помимо геологических структур, источниками теплоты являются и другие технологические процессы угольного производства. К ним относят: тепловые потоки сбрасываемых оборотных вод систем охлаждения технологического оборудования (компрессоры, вентиляторы, подъемники и т.д.), хозяйственно-бытовых стоков, энергетический потенциал отвалов, на поверхности которых целесообразно размещение ветроэнергетических и теплоустановок для получения электроэнергии, аккумулируемой для сезонного потребления.

Таким образом, шахты могут поставлять народному хозяйству не только полезные ископаемые, но и тепловую энергию, которая транспортируется на поверхность с помощью таких энергоносителей как шахтные воды и рудничный воздух. Ежегодно в Донбассе из шахт откачивается и сбрасывается в гидрографическую сеть почти 900 млн. м³ воды, из общего объема которой около 50% по химическому составу нейтральны, а температура их в точке сброса в любое время года составляет 15 -25° С. Таким образом, в окружающую среду выбрасывается впустую огромный объем низкопотенциальной теплоты – более 15 ГДж, которую при благоприятных условиях можно утилизировать. Кроме шахтных вод в поверхностную гидросферу поступает более 100 млн. м³/год хозяйственно-бытовых стоков, также обладающих запасом низкопотенциальной теплоты. Не менее значим по объему и количеству низкопотенциальной теплоты рудничный воздух, выбрасываемый в виде вентиляционных струй. Ежеминутно каждая шахтная вентиляционная установка выбрасывает в атмосферу от 3 до 18 тыс. м³ воздуха температурой 15-25° С. К тому же, движущийся в вентиляционном канале ствола со скоростью 10-11 м/с, поток обладает большой кинетической энергией, которая практически не востребована.

Если принять, что диаметр вентиляционного канала 4,2 м, то, пользуясь классическими формулами расчета, кинетическая энергия воздушного потока составит:

$$E = m_c v^2 / 2 = \rho v^3 F / 2 = 10248 \text{ Дж},$$

где m_c – секундная масса воздуха, кг;

ρ – плотность воздуха для нормальных условий (1,23 кг/м³);

v – скорость потока (11 м/с);

F – площадь сечения вентиляционного канала (12,56 м²).

Наиболее наглядно преимущества реализации потенциала нетрадиционных источников энергии на когенерационной основе для снижения зависимости экономики шахт от внешнего риска за счет его включения в общий энергооборот предприятия раскрываются при рассмотрении работы шахтных котельных. Как известно, последние являются крупными потребителями углеводородного сырья и каменного угля, характеризуются низким КПД, высоким уровнем эксплуатационных затрат. Ежегодно каждая шахта сжигает в котельных от 2 до 8 тыс. тонн угля, чтобы обеспечить технологические процессы горячей водой и теплотой. В результате расходы только по статье «топливо» составляют от 0,5 до 1,1 млн. грн. В силу неблагоприятной санитарно-гигиенической обстановки с загрязнениями, выбросами в атмосферу и размещением золы (шлаков) к затратам по статье «топливо» добавляются затраты по экологическим сборам. Таким образом, уголь используется нерационально, а значительные энергетические ресурсы массива горных пород остаются невостребованными. Для повышения эффективности процесса теплоснабжения необходим поиск моделей и алгоритма оптимизации эколого-экономических параметров теплоснабжения угольной шахты на основе замещения традиционных теплоносителей (уголь, газ, мазут) низкопотенциальной теплотой вторичных энергетических ресурсов (ВЭР), потоков шахтных и сбросных хозяйственно-бытовых вод, оборотной воды систем охлаждения технологического оборудования и вентиляционных струй.

В шахтных котельных когенерационные системы могут создаваться на основе надстройки теплоагрегатов котелен электрогенерирующими тепловыми двигателями. После сооружения когенерационной установки простая котельная превращается в мини-ТЭС и эффективность ее работы определяется показателями, связанными с отпуском потребителю энергии общих видов. С помощью когенерационной установки можно производить электроэнергию в объемах, не только достаточных для удовлетворения собственных потребностей предприятия, но также для продажи в сеть по цене рынка или установленным тарифам. Прибыль предприятия, реализующего когенерационную технологию, образуется за счет разницы между тарифами и себестоимостью вырабатываемой на когенерационной установке энергии. Расчеты показывают, что прибыль предприятия, реализующего когенерационную технологию, образуется за счет того, что себестоимость собственной электроэнергии оказывается в 2-2,5 раза ниже, чем стоимость электроэнергии, покупаемой в сетях. Это позволяет в конечном итоге снижать себестоимость основной продукции. Другим привлекательным моментом для внедрения когенерационных технологий на предприятии является его энергетическая независимость и стабильность технологического процесса добычи угля. Благодаря непрерывности технологических процессов производства электро- и теплоэнергии, эффективность использования топлива в когенерационных установках будет близкой к максимальной (90-93 %) в течении года и суток.

Для утилизации низкопотенциальной теплоты пород горного массива вентиляционных струй, шахтных и других источников перспективной моделью следует признать модель с использованием тепловых насосов (ТН), уже нашедших широкое применение в промышленно развитых странах.

Тепловой насос – устройство, извлекающее накопленную энергию из различных источников (грунтовых, артезианских и термальных вод; вод рек, озер, морей; очищенных промышленных и бытовых стоков; вентиляционных выбросов и дымовых газов; грунта и земных недр), переносящее и превращающее их низкопотенциальную теплоту в высокопотенциальную тепловую энергию до уровня энергии теплоносителя, используемого в сетях отопления.

Для угольного производства наиболее перспективны абсорбционные тепловые насосы (АБТН), обладающие следующими преимуществами: экологическая безопасность, пожаро- и взрывобезопасность; отсутствие динамических нагрузок на фундамент; автоматизированность; не требуют постоянного обслуживания; имеют длительный срок службы (свыше 15 лет); отличаются большой единичной мощностью, незначительным потреблением электроэнергии.

Энергетический баланс для АБТН выходной мощностью 2МВт составляет: полная теплота сжигаемого топлива – 1380 кВт; утилизируемая теплота сбросной или оборотной воды – 750 кВт; электроэнергия – 10 кВт.

Коэффициент полезного действия АБТН достигает 90% (для сравнения у водогрейной котельной он состав 80%). У большинства котельных на единицу вырабатываемой полезной теплоты затрачивается примерно 1,1-1,2 единицы тепловой энергии сжигаемого топлива. АБТН, работающий на топливе, с учетом утилизируемой теплоты сбросных шахтных вод на единицу вырабатываемой полезной теплоты затрачивает примерно 0,65-0,7 единицы тепловой энергии сжигаемого топлива. При этом по сравнению с котельными достигается экономия до 40% топлива.

На рис. 1 приведен алгоритм оптимизации энергетических и экологических параметров системы теплоснабжения угольной шах, а на рис. 2 показана функциональная объектная модель системы теплоснабжения, реализующая этот алгоритм (по данным д.т.н. Закирова Д.С.).

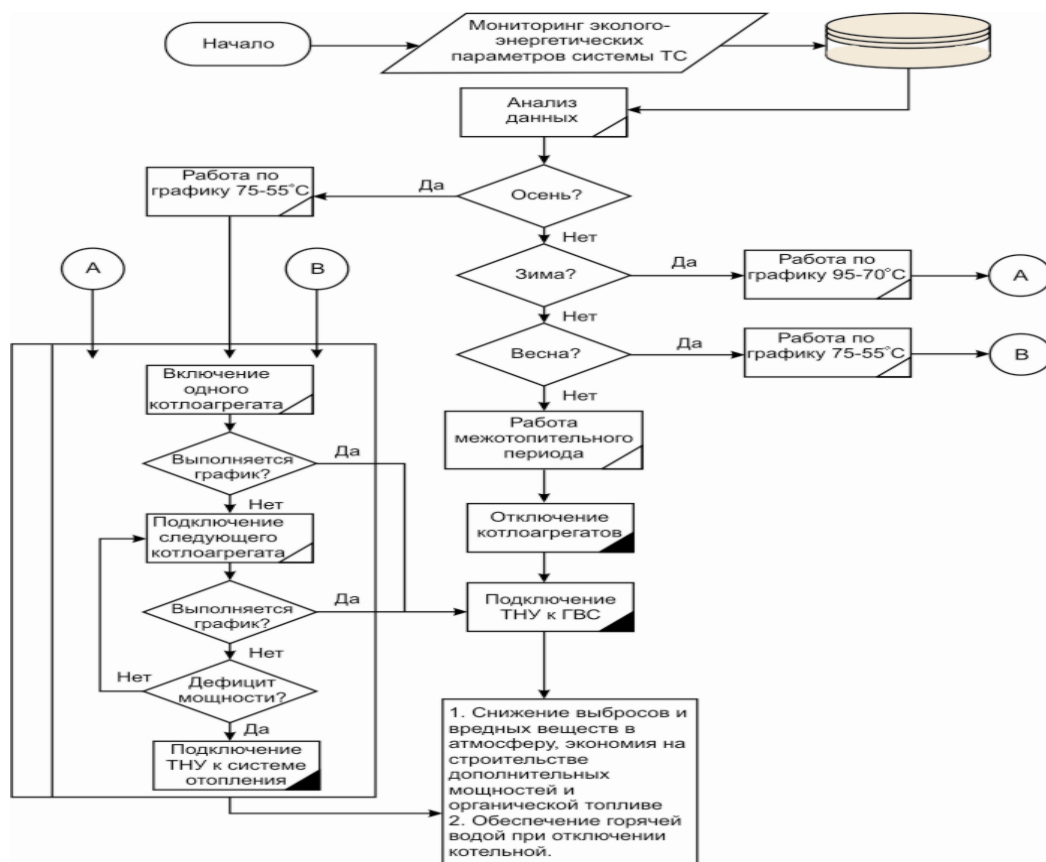


Рисунок 1 – Алгоритм оптимизации энергетических и экологических параметров системы теплоснабжения угольной шахты.

Аналогичным образом (с помощью тепловых насосов) решается задача использования низкопотенциальной теплоты хозяйственно-бытовых стоков, оборотной воды охлаждения шахтных компрессорных установок и охлаждения сжатого воздуха. В последнем случае тепловые насосы монтируются в здании компрессорной станции. Использование насосов значительно улучшает условия охлаждения компрессоров и температурные режимы их эксплуатации (из технологической схемы исключается шахтная градирня), обеспечивает экономическую целесообразность утилизации ранее сбрасываемой теплоты и улучшает экологическую обстановку на прилегающих территориях за счет снижения нагрузки на промышленные котельные.

Перспективным является использование тепловых насосов также для утилизации теплоты рудничного воздуха. Отбор теплоты воздуха осуществляется теплообменниками на низкотемпературных трубах, устанавливаемых вдоль потока.

Учитывая огромный потенциал теплоты породных массивов шахт Украины, использование низкопотенциальной энергии позволит получать в больших объемах экологически чистую тепловую энергию, снизить себестоимость теплоснабжения, значительно уменьшить выбросы вредных веществ в атмосферу за счет сокращения потребления газа и угля. Важно, что рассматриваемый подход может реализоваться не только в условиях действующих шахт, но и ликвидированных. Это связано с непрерывным откачиванием шахтных вод на шахте, закрываемых в режимах «сухой» или «полусухой» консервации. Особенно актуальными данные вопросы являются для шахтерских городов, где в связи с закрытием нерентабельных угледобывающих предприятий обеспечение теплотой объектов социальной инфраструктуры стоит на первом месте.

Эффективное использование возобновляемых низкопотенциальных источников теплоты, которые имеются на каждой шахте, обеспечит получения тепловой энергии для различных нужд, а это – новые направления развития шахтерских городов и поселков, рабочие

места для персонала закрываемых предприятий. Одним из основных преимуществ шахт как источников тепловой энергии является то, что они равномерно рассредоточены по территории с большой плотностью населения и максимально приближены к потребителям. Шахты, построенные как предприятия по добыче угля, могут служить еще после их закрытия многие десятилетия источниками тепловой энергии.

Согласно прогнозам Мирового энергетического комитета к 2020 г. до 75% теплоснабжения (промышленного и коммунального) в развитых странах будет осуществляться с помощью тепловых насосов.

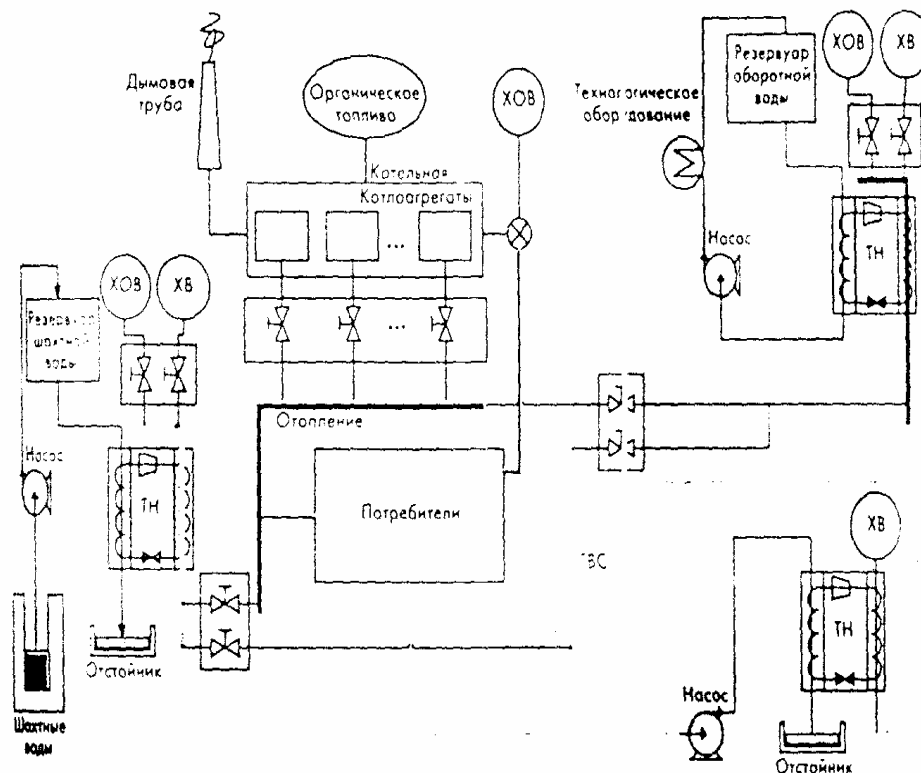


Рисунок 2 – Функциональная объектная модель системы теплоснабжения угольной шахты с тепловыми насосами.

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.

Библиографический список:

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. Табаченко Н.М. Проблемы когенерации энергоносителей в угольной промышленности // Уголь Украины. – 2006. – № 4. – С. 19-24.
3. Закиров Д.Г. Приоритетные направления решения основных экологических и энергетических проблем в угольной промышленности // Уголь. – 2006. – № 9. – С. 61-63.