

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
ДОНЕЦКОЙ НАРОДНОЙ РЕСПУБЛИКИ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ДОНЕЦКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Горный факультет
Кафедра «Разработка месторождений полезных ископаемых»

СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ

кафедры разработки месторождений полезных ископаемых

№3 (2017)

(Электронное издание)

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

**по материалам межвузовской научно-практической
конференции молодых ученых, аспирантов и студентов**

г. Донецк, 24-25 мая 2017 г.

Донецк
2017

УДК 622.001.76 (082)

И 66

Инновационные технологии разработки месторождений полезных ископаемых: сб. науч. труд. Вып. 3 / редкол.: Н. Н. Касьян [и др.]. – Донецк, ДонНТУ: 2017. – 305 с.

Представлены материалы научных разработок студентов, аспирантов и молодых ученых, которые обсуждались на межвузовской научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в рамках проведения третьего международного научного форума ДНР «Инновационные перспективы Донбасса».

Сборник предназначен для научных и инженерно-технических работников угольной промышленности, аспирантов и студентов горных специальностей.

Статьи публикуются в авторской редакции, ответственность за научное качество материала возлагается на авторов.

Конференция проведена на базе ГОУВПО «Донецкий национальный технический университет» (г. Донецк) 24-25 мая 2017 г.

Организатор конференции – кафедра разработки месторождений полезных ископаемых Горного факультета ГОУВПО «ДонНТУ».

Организационный комитет:

Касьян Николай Николаевич – председатель конференции, д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой РМПИ;

Новиков Александр Олегович – зам. председателя конференции, д-р техн. наук, профессор кафедры РМПИ;

Касьяненко Андрей Леонидович – секретарь конференции, ассистент кафедры РМПИ.

Члены организационного комитета:

Петренко Юрий Анатольевич д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры РМПИ;

Кольчик Евгений Иванович – д-р техн. наук, профессор профессор кафедры РМПИ;

Шестопалов Иван Николаевич – канд. техн. наук, доцент, доцент кафедры РМПИ.

УДК 622.4

СПОСОБЫ УТИЛИЗАЦИИ ШАХТНОГО МЕТАНА

Золотухин Д.Е., студент гр. РПМ-14а (ГОУ ВПО «ДонНТУ», г. Донецк)*

Исследованы существующие и перспективные способы утилизации шахтного метана. Рассмотрены достоинства и недостатки, определена область применения существующих способов утилизации.

При разработке угольных месторождений постоянно выделяется газ метан. Он несет опасность взрыва в подземных выработках шахты и является одним из парниковых газов. При попадании в атмосферу метан наносит сильнейший урон экологической обстановке. Он в 21 раз активнее, чем углекислый газ по своей способности создавать парниковый эффект на планете. В 2010 г. выброс метана из угольных шахт вырос до 51 млрд. куб. м чистого метана в год (эквивалентно 724 млн. т углеродного газа), что равносильно ежегодному выхлопу 171 млн. автомобилей [1].

В данный момент в мире существуют несколько коммерчески испытанных технологий, которые работают на шахтном и вентиляционном газе. Среди них наиболее используемым методом, позволяющим утилизировать шахтный газ и снижать вредные выбросы, является использование его в двигателях внутреннего сгорания.

На сегодняшний день в мире существует ряд проектов, где шахтный метан используется для производства электричества. Наибольшим опытом ведения подобных проектов (свыше десяти лет) обладают Австралия, Германия, Япония, Великобритания и США. За последние два года утилизация шахтного газа стала все больше применяться на шахтах в развивающихся странах, таких как Китай, Польша, Россия и Украина.

Согласно данным за 2005 г., в мире существует около пяти десятков электростанций, работающих на шахтном газе, суммарной мощностью свыше 300 МВт. Индивидуальная производственная мощность таких электростанций может сильно различаться, начиная от мини-электростанций в 150 кВт до самой крупной станции в 94 МВт.

Самая крупная электростанция, работающая на шахтном метане, по проекту «APPIN & TOWER», работает в Австралии штат New South Wales. В качестве топлива для 94-х газовых двигателей внутреннего сгорания, каждый из которых мощностью в 1 МВт, используется шахтный газ трех подземных угольных шахт, принадлежащих компании BHP Billiton. Используются модульные энергопроизводящие установки малой мощности, так как это позво-

* Научный руководитель – к.т.н., проф. Гомаль И.И.

ляет оптимизировать нагрузку электростанции. При колебаниях подачи шахтного газа только необходимое количество двигателей находится в работе, функционируя со стопроцентной нагрузкой, в то время как остальные двигатели останавливаются. Подобный модульный подход часто применяется на действующих шахтах, где количество и концентрация шахтного газа подвержены постоянным колебаниям. Помимо оптимизации нагрузки использование небольших модулей, заключенных в контейнеры, удобно из-за возможности дистанционной сборки, легкости перемещения (например, на другую шахту) и возможности постепенного наращивания мощности [1].

Наилучшие в мире результаты по утилизации шахтного метана и реализации принципов Киотского протокола и Парижской конференции достигнуты ФРГ. На начало 2006 г. только в Рурском бассейне работали более 130 контейнерных ТЭС на шахтном газе с установленной мощностью более 150 МВт электрической энергии (на шахте «Антрацит Иббенбюрен» кроме четырех КТЭС действует еще стационарная установка мощностью 27 МВт). Большинство из них установлено на отработанных шахтных полях, где их показатели примерно на 20 % лучше, чем на действующих шахтах. В 2006 г. фирма Эмиссионс–Традер ЕТ подала заявки на 55 эмиссионных проекта по шахтному газу. Два из них (г. Хёрне) уже полностью признаны и функционируют как «утилизационные — эмиссионные проекты», они, на данный момент единственные в мире реально действующие эмиссионные проекты на шахтном газе, соответствующие всем критериям Киотского протокола [2].

Интенсивное внедрение КТЭС стало возможно благодаря:

- закону ФРГ о возобновляемых видах энергии, гарантирующего передачу электроэнергии в сеть по цене около 7 евроцентов за 1 кВт·ч в течение 20 лет;
- наличие Указаний Земли Северная-Рейн-Вестфалия об использовании установок на шахтном газе, позволяющих использовать шахтный газ при любой концентрации метана, если содержание кислорода меньше 6%, что наблюдается практически всегда на отработанных шахтных полях;
- активной поддержке правительства Земли Северная-Рейн-Вестфалия и методическому, инженерному сопровождению немецкого института прикладных исследований УМЗИХТ (Государственного института экологии, безопасности и новых видов энергии).

Широкомасштабное использование в ФРГ шахтного газа для выработки электроэнергии выявило и имеющиеся проблемы:

- на отдельных закрытых шахтах газ после 3–5 лет работы резко убывает, падает концентрация, происхождение шахтного газа еще недостаточно изучено, интенсивность отсасывания газа следует оптимизировать; бурение скважин на полях закрытых шахт является очень рискованным, сложным и дорогостоящим;
- на действующих шахтах среднее время работы КТЭС не превышает 7000 ч в год, причины: технологические и профилактические работы в шахтах, а

также нестабильность концентрации CH_4 , периодическое ее снижение ниже 25–30%;

- резкое возрастание эксплуатационных затрат при длительной концентрации CH_4 менее 30 % в шахтной смеси (сравнимо с работой автомобиля на первой передаче);
- большие капитальные (1 млн. евро за 1 МВт) и эксплуатационные затраты (более 200-300 тыс. евро в год на 1 МВт);
- электрическую и тепловую энергию из-за отсутствия потребителей не всегда можно использовать.

По оценкам экспертов, действующие и прогнозируемые цены до 2017 г. могут дать дополнительную прибыль в размере 2–6 евро-центов за 1кВт-ч электроэнергии.

Из-за отсутствия в странах СНГ закона о сбыте электроэнергии, полученной от утилизации шахтного газа, сегодня невозможно провести полную экономическую оценку различных технологий утилизации. Шахте нужно двойное электроснабжение, рассчитанное на определенную установленную мощность потребителей, и владельцы энергосети не допустят, чтобы шахты перешли на собственное электроснабжение, сохраняя их электросеть в качестве резервной.

Безусловно, что без законодательной директивы они могут по очень низким ценам закупать излишки шахтной электроэнергии в свою сеть и по завышенным ценам предоставлять шахтам свою энергосеть в качестве резервной. Данный вопрос требует законодательного решения.

К технологии утилизации ближайшего будущего не следует относить и проекты по сжиганию газа вентиляционной струи, этот вопрос технически еще не решен. В настоящее время ни на одной шахте мира данные установки не работают, экспериментальная работа подобных установок в других отраслях экономически себя не оправдывает. Доработка этих инженерных предложений до серийного производства потребует еще длительного времени. Сведения по различным технологиям утилизации шахтного метана в ФРГ приведены в табл. 1.

При оценке различных технологий утилизации шахтного метана в России следует правильно учитывать требуемые затраты. Для утилизации метана надо его предварительно каптировать, как правило, это требует значительных дополнительных затрат по шахтной дегазации, чтобы концентрация метана превысила 25–40%, что требуется по существующим технологиям утилизации. Применяемое импортное утилизационное оборудование требует сертификации, доставки, растамаживания с уплатой таможенной пошлины и НДС. Как правило, не учитываются или значительно занижены и общие затраты по проекту: дополнительные мероприятия по дегазации, документация, разрешения, насосы, трансформаторы, эксплуатационные затраты, дополнительные измерительные и контрольные приборы ликвидации проекта, ежегодные за-

траты по сертификации полученных эмиссионных снижений. Эксплуатационные затраты в ФРГ по контейнерным ТЭС превышают 300 тыс. евро в год на 1 МВт электроэнергии. Вероятно, что и в странах СНГ они не будут значительно ниже. Возможно, это является одной из причин того, что ни одна из американских контейнерных ТЭС фирмы Катерпиллер, поставленных в Кузбасс, Воркуту и Донбасс, так и не начала работать [2].

Таблица 1 – Ориентировочная сводная таблица по различным технологиям утилизации шахтного метана в ФРГ

Показатели	КГУУ 5/8	Котельная	Контейнерная ТЭС
Оптимальная мощность, МВт	5	15	1,35 эл.
Расход метана, 100% CH ₄ , м ³ /мин	8,36	25	6,27
Реальное количество часов работы в году	7.700	2.000	6.000
Получаемые снижения эмиссий CO ₂ , т/год	50.000	65.000	37.000
Количество снижаемых эмиссий CO ₂ т/г на 1м ³ /мин сжигаемого 100 % CH ₄ в установке	6.000	700	4.600
Капитальные затраты всего проекта, евро	400.000	500.000	1.300.000
Годовые эксплуатационные затраты, евро/год	50.000	70.000	300.000
Снижение CO ₂ т/г на 100.000 евро капзатрат	12.500	13.000	2.800
Снижение CO ₂ т/г лет на 100.000 евро всех затрат	43.000	43.000	7.200
Дополнительный доход к снижению эмиссий	Дегазация	Тепло	Электро- и теплоэнергия

Киотский протокол и Парижская конференция дали дополнительную возможность проверки эффективности всех предложений по поставке оборудования для выработки электроэнергии: производитель-поставщик не продает оборудование, а инвестирует его в проекты совместного осуществления (ПСО) и получает отчисления от прибыли. Такие предложения делает группа немецких поставщиков КТЭС и организаторов ПСО (немецкие фирмы Демета, А-ТЕС Анлагентехник, Эмиссионс-Традер ЕТ, Про-2 Анлагентехник совместно с СП - Новая энергетика в Кемерово, «Эко-Альянс» в Киеве, «Кар-Метан» в Караганде).

Опыт работы показал, что:

- основной проблемой утилизации шахтного метана является недостаточная концентрация его, что значительно усложняет и сильно удорожает технологию утилизации;
- на отдельных закрытых шахтах количество газа после 3–5 лет работы резко убывает, падает концентрация, происхождение шахтного газа еще недостаточно изучено, интенсивность отсасывания газа следует оптимизировать, бурение скважин на полях закрытых шахт является очень рискованным, сложным и дорогостоящим;
- на действующих шахтах среднее время работы КТЭС не превышает 7000 ч в год, причины: технологические и профилактические работы в шахтах, а также нестабильность концентрации CH_4 , периодическое ее снижение ниже 25–30%;
- резкое возрастание эксплуатационных затрат при длительной концентрации CH_4 менее 30 % в шахтной смеси (сравнимо с работой автомобиля на первой передаче);
- большие капитальные (1 млн. евро за 1 МВт) и эксплуатационные затраты (более 200–300 тыс. евро в год на 1 МВт);
- электрическую и тепловую энергию из-за отсутствия потребителей не всегда можно использовать.

Таким образом, из-за дороговизны эксплуатации и подготовки газа данные способы применимы не ко всем шахтам.

Утилизация шахтного метана начинается с добычи газа каптированием из шахтной атмосферы или откачиванием его из подземных либо поверхностных дегазационных скважин. Оценка газового энергетического потенциала одних только донецких шахт показала, что в пределах их горных отводов содержится более 26,5 млрд. куб м «шахтного» метана, который по своим свойствам идентичен природному газу Уренгойского месторождения. Запасы метана на отдельных шахтах колеблются от 0,2 до 4,7 млрд. куб м. Например, в недрах шахты им. Засядько они составляют 3,6 млрд. куб м, им. Скочинско-го – 4,7 млрд. куб м, «Южнодонбасской №3» – 3–3,5 млрд. куб м. На сегодня на донецких шахтах можно извлекать и использовать в энергетических целях более 3 млрд. куб м метана в год.

В настоящее время технологии утилизации метана развиваются по следующим основным направлениям:

- сжигательные установки;
- выработка тепла (котельные);
- когенерационные энергокомплексы;
- производство топлива для автомобилей.

Применение той или иной технологии определяется происхождением шахтного метана, его концентрацией, а также дебетом (выходом метана).

Сжигательные установки. Подъём шахтного метана на поверхность осуществляется с помощью вакуум-насосов. Содержание метана должно быть не менее 25%. Конструкция контейнерной утилизационной установки УКГ-1 приведена на рис. 1.

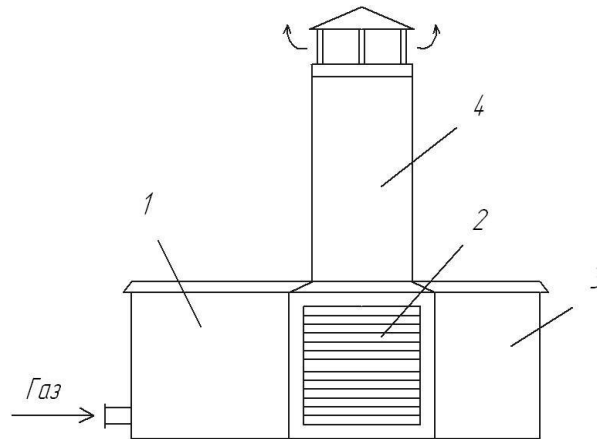


Рис. 1 – Установка контейнерная утилизационная УКГ-1:
1 – блок компрессорный; 2 – камера сгорания; 3 – блок распределительного устройства;
4 – выхлопная шахта

Шахтный метан направляется в газопутилизационную установку, для утилизации его посредством сжигания в специальной камере при температуре 1000-1200°С, с целью предотвращения выделения метана в атмосферу. В составе установки входят блок компрессорный и помещение для камеры сгорания. Используются ротационные низконапорные компрессоры.

Сжигательная установка применяется как самостоятельно, так и в составе с теплоэлектростанцией. В этом случае установка используется для откачки газа из скважины, его очистки и подготовки к дальнейшему использованию [3].

Получение тепловой энергии. Очевидно, что тепло, получаемое при сжигании метана, можно использовать в пределах инфраструктуры предприятия, например, для обеспечения горячей водой, душевых, бытовых помещений и др. Принципиальная схема сжигания метана в котельной приведена на рис. 2 [3].

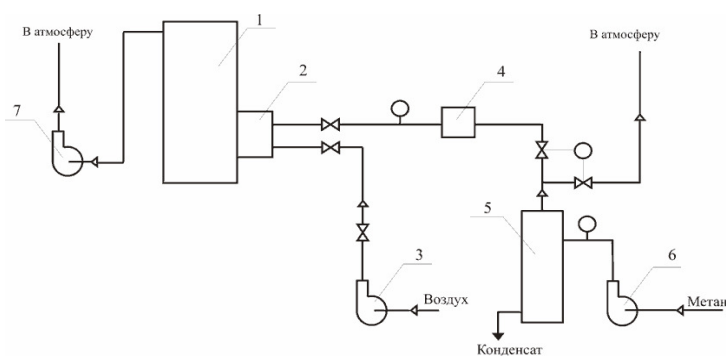


Рис. 2 – Принципиальная схема котельной:

1 – котел; 2 – горелка; 3 – воздуходувка; 4 – пламегаситель; 5 – каплеулавливатель;
6 – вакуум-насос; 7 – дымосос

Блочные теплоэлектростанции. В состав теплоэлектростанции входит дизель-генератор, адаптированный для работы на газообразном топливе. Эффективнее использовать специальные газопоршневые двигатели, воздушное дутье для которого обеспечивается метановой смесью. Установка вырабатывает электроэнергию, а также тепловую энергию как побочный продукт. Тепловая энергия получается за счёт горячей воды системы охлаждения дизель-генератора и может быть полезно использована для собственных нужд. Коэффициент полезного действия такой тепловой электростанции составляет 40-43% по выработке электроэнергии [3].

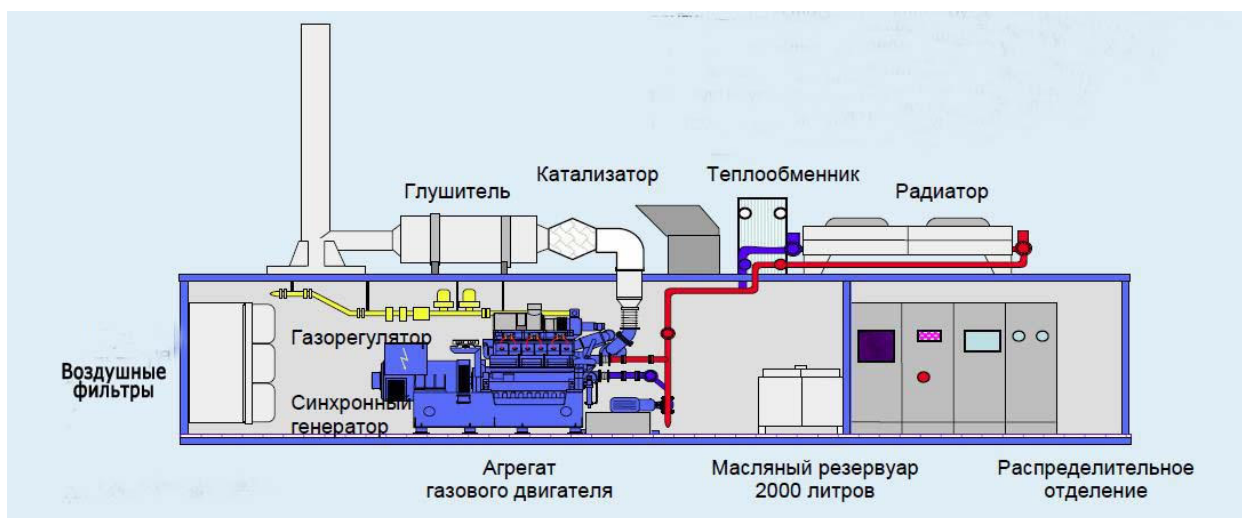


Рис. 3 – Конструкция блочной ТЭС

Когенерационные энергокомплексы. Повышение эффективности использования шахтного метана целесообразно путём создания шахтных энергокомплексов, использующих когенерационные технологии, представляющие собой ту или иную комбинацию паровых или водогрейных котлов с паротурбинными, газотурбинными или газопоршневыми установками, обеспечивающими совместную выработку тепловой и электрической энергии с высоким к.п.д. за счёт более полного использования потенциала рабочего тела.

Если потребление электроэнергии практически не зависит от времени года, то потребление тепловой энергии крайне неравномерно. Поэтому необходимы специальные схемы. Избыточное тепло в летнее время может быть использовано для кондиционирования шахтной атмосферы и для дополнительной выработки электроэнергии.

Для целей кондиционирования целесообразно взамен обычных пароконденсационных холодильных машин использовать абсорбционные, которые в качестве приводной энергии используют не механическую работу, а тепло. К.п.д. таких установок по выработке электроэнергии достигает 58%.

Ниже рассматривается когенерационная установка на шахте им. А.Ф. Засядько, которая использует в качестве топлива шахтный газ. Ее проектная мощность 36,4 МВт электрической и 35 МВт тепловой энергии. В качестве энергогенерирующего оборудования на первом этапе использованы двенадцать газопоршневых когенерационных модуля типа JMS 620 производства фирмы GE JED. Используемые агрегаты выгодно отличаются от своих аналогов более продолжительным сроком службы и возможностью стабильной работы при использовании в качестве топлива шахтного метана с большой частотой колебания концентрации метана в смеси. Рабочие цилиндры газопоршневого двигателя снабжены форкамерой, наличие которой позволяет агрегату работать на относительно бедных топливных смесях.

Тепловая схема когенерационной установки – трехступенчатая. Схема предусматривает отпуск теплоносителя в виде горячей воды с параметрами 110/70°C. На первом этапе происходит утилизация тепла смазочного масла, газозвушной смеси и рубашки двигателя. При этом вода подогревается с 70 до 86°C. Дальнейший подогрев теплоносителя с 86 до 110°C осуществляется за счет утилизации тепла выхлопных газов. Принципиальная схема утилизации тепловой энергии когенерационной установки и ее основные количественные показатели приведены на рис. 4.

При недостаточной присоединенной тепловой нагрузке потребителей излишняя теплота удаляется с помощью системы аварийного охлаждения, при этом поток выхлопных газов перенаправляется в обход теплообменника при активировании цепи байпаса выхлопного газа.

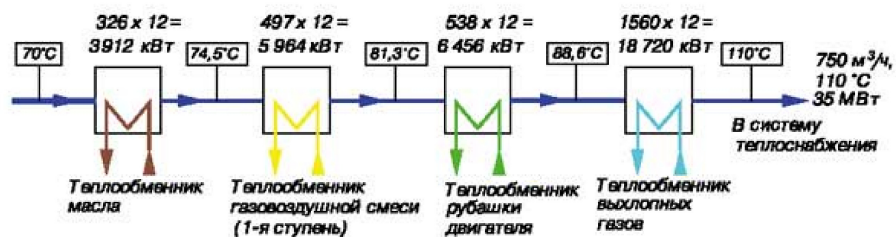


Рис. 4 – Принципиальная схема утилизации тепловой энергии когенерационного модуля JMS 620, применяемого на шахте им. А.Ф. Засядько

Для более компактного расположения установки и уменьшения длин инженерных коммуникаций была принята двухэтажная компоновка производственных помещений станции. Когенерационные модули расположены в четырех машинных залах, там же расположены: маслохозяйство, насосная, помещение распредустройства, диспетчерская, другие вспомогательные и бытовые помещения.

Газ из поверхностных скважин после стабилизация давления поступает на сепаратор. В сепараторе из газа удаляется капельная влага и твердые примеси размером более 5 мкм. Для того чтобы обеспечить относительную влаж-

ность газа не более 80%, как этого требует когенерационный модуль, при исходной влажности, достигающей 100%, шахтный газ проходит узел охлаждения. В указанном узле температура газа понижается с 40-46 до 35°C, а сконденсировавшаяся влага вместе с твердыми примесями удаляется в фильтрах-сепараторах с фторопластовыми пакетами. После этого газ поступает на блоки нагрева, где его температура повышается с 35 до 40°C, а относительная влажность понижается до 80%. Отсепарированная влага подается в бак дегазации для отделения остатков растворенного газа.

В качестве теплоносителя используется горячая вода, подготавливаемая на когенерационной станции, а холодоноситель подготавливается на холодильной станции, состоящей из двух холодильных машин общей холодопроизводительностью 420 кВт и расположенной возле площадки газоподготовки. Для запальной дозы (форкамеры), а также для поддержания концентрации метана в топливном газе не ниже заданного уровня используется природный газ или газ с поверхностных скважин с содержанием метана до 95%. Следует обратить внимание на то, что для обеспечения нормальной и стабильной работы когенерационного модуля требуется форка мерный газ с концентрацией метана не ниже 25% и в незначительных объемах, а именно 25 Нм³/ч при расходе топливного газа в 2830 Нм³/ч.

Подмешивание природного газа или газа с поверхностных скважин предусмотрено только в случае понижения концентрации метана в шахтном газе ниже 25%. За время эксплуатации (с января по сентябрь 2006 г.) фактических случаев использования природного газа для повышения концентрации шахтного газа не было.

Когенерационная установка, работающая на шахтном метане, является не только единственной в Украине, но и крупнейшей в мире. Её проектная мощность почти в полтора раза превышает мощность соответствующей установки, эксплуатируемой в Германии, считавшейся до этого наиболее крупной установкой в мире.

Исследования показали, что в процессе комплексной дегазации при годовой добыче 3 млн. т угля из шахты потребуется выдавать более 1 млн куб м газовой смеси. Этого объема достаточно для эффективной и рентабельной работы когенерационной электростанции, проектирование которой было начато в 2005 году. В разработке проекта принимали участие специалисты шахты, институты Национальной академии наук Украины, ЧНПП «Синапс», ООО «Электроюжмонтаж» и уже в 2006 первая очередь КГЭС, размещенная на восточной промплощадке шахты им. Засядько, была пущена в строй.

Сбор и транспортировка извлеченного метана на шахте им. Засядько осуществляется разветвленной системой газотранспортных трубопроводов, длина которых превышает 60 километров. Газ каптируется четырьмя вакуум-насосными станциями, оборудованными отечественными вакуум-насосами производительностью 150 куб м в час, построенными на промышленных пло-

щадках шахты. Затем шахтный метан проходит через пункты очистки и газоподготовки. КГЭС составляют 12 когенерационных модулей австрийской фирмы GE Jenbacher, мощностью по 3 МВт электрической и 2,83 МВт тепловой энергии.

Большая часть электрической и тепловой энергии идет на покрытие собственных нужд предприятия и сокращает расходы по соответствующим статьям производственных затрат. На протяжении 2009-2013 годов в процессе дегазации угольных пластов шахты им. Засядько было извлечено 170,5 млн. куб. м шахтного газа метана, который был использован для выработки почти 560 Мвт-часов электроэнергии и 165 Гкал тепла. За счет собственного теплоэнергообеспечения от шахтных энергокомплексов за пять лет работы станции шахта сэкономила за счет использования собственного тепла и электроэнергии 210 млн. грн.

Однако в истории этого уникального строительства есть и еще один положительный момент. С точки зрения парникового эффекта метан является в несколько десятков раз более опасным, чем углекислый газ.

Поэтому строительство когенерационной электростанции на шахте Засядько привело к значительному улучшению экологии региона и стало пилотным проектом по сокращению выбросов. Кроме того, сокращая выбросы метана в атмосферу, предприятие получило возможность участвовать в реализации мероприятий в рамках Киотского протокола. За время работы КГЭС выбросы метана в атмосферу были сокращены на 2,8 млн. т в эквиваленте CO₂.

На когенерационной электростанции внедрена система регистрации масла с последующим использованием его на предприятии. Производится мониторинг вредных выбросов как персоналом КГЭС (внутренний контроль), так и соответствующими государственными контролирующими органами, как украинскими, так и международными. Ведется отчетность о выполнении обязательств в рамках требований Киотского протокола о сокращении вредных выбросов, что удостоверяется регулярными международными проверками.

Предприятие вложило более 7 млн. долларов США в приобретение американского станка для бурения поверхностных дегазационных скважин. Развитие этого направления позволит увеличить количество утилизированного метана и количество газовых заправок.

Ведутся эксперименты по обогащению метановоздушной смеси. Благодаря технологии короткоцикловой абсорбции, концентрацию метана в смеси возможно повысить до уровня 25%, после чего он становится пригодным для последующей утилизации.

Опыт реализации программы комплексного извлечения и использования метана на шахте им. Засядько позволил разработать основы промышленных технологий извлечения и использования газа угольных месторождений, как альтернативного вида топлива. Сегодня фирмой «Энергометан» для группы шахт ГП «Макеевуголь» совместно с институтами МакНИИ и ИГТМ им. Полякова разработана такая программа, основанная на опыте шахты им. Засядько.

Программой предусмотрено снижение содержания метана в шахтной атмосфере, которое позволит не только сократить до минимума потенциальную возможность взрывов метана и улучшить состояние техники безопасности и условия труда, но и, сняв ограничения по газовому фактору, повысить темпы проведения подготовительных выработок, нагрузку очистных забоев, увеличить объемы добычи угля.

Все это, вместе с переходом на потребление при добыче угля собственной электроэнергии и тепла, позволит значительно улучшить экономические показатели угольных предприятий. Работы, производимые на шахте им. Засядько, являются началом не только нового направления повышения безопасности и улучшения условий труда горняков угольных шахт, но и важным направлением улучшения экологии региона, имеющим большое значение для жителей Донбасса [4].

Кроме использования шахтного метана для выработки тепловой и электрической энергии его используют также в качестве топлива для автомобилей. Общая схема автозаправочной станции АГНКС приведена на рисунке 5.

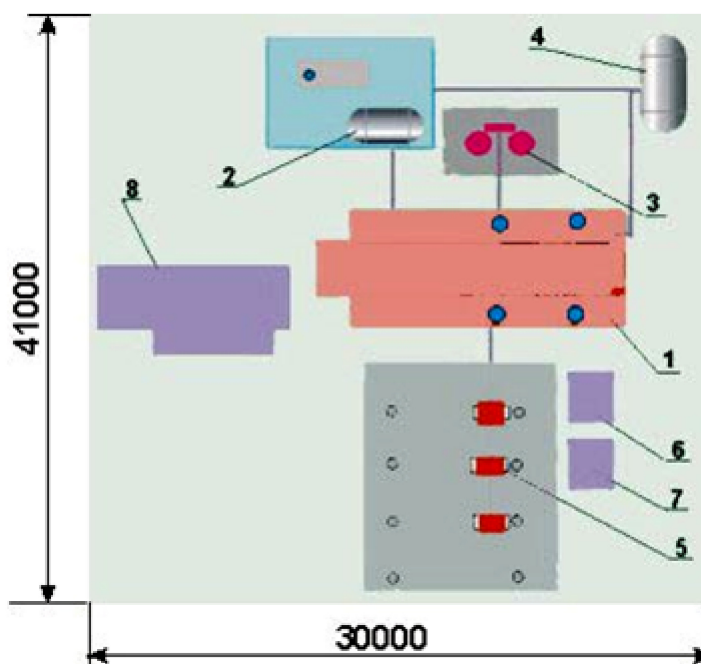


Рис. 5 – Схема АГНКС:

- 1 - блок технологический; 2 - блок входных кранов; 3 - блок аккумуляторов;
4 - емкость дренажная; 5 - колонка заправочная с коммерческим учетом газа; 6- стойка отсечная рампы заправочной; 7 - заправочный пост на два автомобиля; 8 – операторная

Газ низкого давления из сети поступает в блок входных кранов, а затем во входной сепаратор технологического блока, где производится первичная очистка газа от механических примесей и капельной влаги. Счетчик-расходомер измеряет количество поступающего на станцию газа с целью коммерческого расчета с поставщиками. Из входного коллектора газ направляется в

компрессорные установки, где происходит четырехступенчатое сжатие его до 25 МПа. КПП подается в напорный коллектор, из которого поступает в блок адсорбционной осушки. Управление пневмоприводными кранами обеспечивается блоком управления. После осушки газ направляется в заправочный коллектор для заправки в автомобили или для хранения в блок аккумулятора. Конденсат, выделившийся в ходе технологических процессов, сливается в заглубленную в грунт дренажную ёмкость.

Управление работой всех систем автоматизировано.

Наличие АГНКС так же дает экономические преимущества предприятию за счет перевода собственного транспорта на более дешевый вид топлива.

Теперь рассмотрим преимущества газа перед бензином и дизельным топливом. Преимущества относятся как к метану, так и к пропан-бутану:

- увеличение межремонтного периода работы двигателя в 1,5 раза.
- увеличение срока службы моторного масла в 1,5-2 раза.
- снижение уровня шума работы двигателя на 3-8 ДБ (как минимум в 2 раза).
- увеличение срока службы свечей зажигания на 40 %.
- снижение токсичности выхлопных газов: СО - в 2-3 раза, 1МО - в 1,2 раза, СН - в 1,3-1,9 раза.
- снижение дымности выхлопных газов (для дизельных двигателей) в 2-4 раза.

Выводы

1. Применение той или иной технологии утилизации метана прежде всего зависит от концентрации шахтного газа и газообильности шахты.

2. Экономически выгодно применение когенерационных энерго-комплексов по сравнению с другими способами переработки метана, т. к. они могут функционировать при относительно низкой концентрации газа и помимо электроэнергии выдают большое количество тепла, которое, в свою очередь, может быть использовано для хозяйственных нужд.

3. Автозаправочные станции АГНКС целесообразно применять при большом автомобильном парке предприятия, т. к. это дает возможность обеспечивать транспорт более дешевым топливом.

4. При падении концентрации метана когенерационные энерго-комплексы и АГНКС могут осуществлять отбор природного газа из сети для поддержания стабильной работы системы.

5. Применение данных технологий снижает себестоимость угля за счет частичного перехода на более дешевые источники энергии.

Библиографический список

1. **Звягильский, Е. Л.** Утилизация шахтного метана – путь решения проблемы выбросов метана в атмосферу / Е. Л. Звягильский, Б. В. Бокий // Сборник научных докладов. Ч.1 УкрНИМИ. – 2005. – С. 220–228.
2. **Безпflug, В. А.** Опыт утилизации шахтного метана в ФРГ и возможности его утилизации в России // Уголь. – 2006. – № 8. – С. 31–38.
3. **Астахов, С. А.** Утилизация шахтного газа // Уголь. – 2006. – № 8. – С. 9–13.
4. **Булат, А. Ф.** Научно-технические основы создания шахтных когенерационных энергетических комплексов / А. Ф.Булат, И. Ф. Чимерис. – Киев: Наукова думка, 2006. – 176 с.

Оглавление

<i>Агарков А.В., Муляр Р.С. (научный руководитель – Новиков А.О.)</i>	
Обоснование технологии перекрепления горных выработок с исключением излишнего выпуска породы	4
<i>Агарков А.В., Муляр Р.С. (научный руководитель – Новиков А.О.)</i>	
Основные направления и перспективы применения анкерных крепей для обеспечения устойчивости выработок глубоких шахт	11
<i>Агарков А.В., Муляр Р.С. (научный руководитель – Новиков А.О.)</i>	
Общий анализ состояния и технологических схем ремонта горных выработок шахт ГП «ДУЭК»	20
<i>Агарков А.В., Муляр Р.С. (научный руководитель – Новиков А.О.)</i>	
Об изучении деформирования массива горных пород в подготовительных выработках с применением анкерного крепления	25
<i>Агарков А.В., Муляр Р.С. (научный руководитель – Новиков А.О.)</i>	
Основные особенности деформирования породного контура подготовительных выработок с анкерным креплением	28
<i>Агарков А.В., Муляр Р.С. (научный руководитель – Новиков А.О.)</i>	
Обоснование своевременности применения эффективных способов охраны горных выработок	30
<i>Агарков А.В., Муляр Р.С. (научный руководитель – Новиков А.О.)</i>	
Состояние и перспективы развития применения рамных конструкций для крепления подготовительных выработок угольных шахт	35
<i>Агарков А.В., Муляр Р.С. (научный руководитель – Новиков А.О.)</i>	
Обоснование области применения анкерной крепи в подготовительных выработках глубоких шахт Донецко-Макеевского района	42
<i>Агарков А.В., Муляр Р.С. (научные руководители – Новиков А.О., Шестопалов И.Н.)</i>	
Установление характера деформирования породного массива и аспекты применения пространственно-анкерных систем	45
<i>Агарков А.В., Муляр Р.С. (научные руководители – Новиков А.О., Шестопалов И.Н.)</i>	
Современные технологии ремонта горных выработок глубоких шахт и перспективы развития данного направления	48

<i>Агарков А.В., Муляр Р.С. (научные руководители – Новиков А.О., Шестопалов И.Н.)</i>	
Комбинированные геотехнологии как перспективный метод комплексного освоения недр	56
<i>Агарков А.В., Муляр Р.С. (научные руководители – Новиков А.О., Шестопалов И.Н.)</i>	
Возможность комплексного освоения подземного пространства и использования подземных выработок во вторичных целях	59
<i>Агарков А.В., Муляр Р.С. (научные руководители – Соловьев Г.И., Касьяненко А.Л., Нефедов В.Е.)</i>	
О полевой подготовке конвейерного штрека в условиях шахты им. Е. Т. Абакумова	62
<i>Агарков А.В., Муляр Р.С. (научный руководитель – Костюк И.С.)</i>	
Роль управления производственными процессами при выборе способа охраны горных выработок угольных шахт	67
<i>Бабак Б.Н. (научный руководитель – Костюк И.С.)</i>	
Изучение и обобщение основных понятий процесса ресурсобеспечения горных предприятий и выявление взаимосвязи между ними.....	73
<i>Белюсов В.А. (научные руководители – Выговский Д.Д., Выговская Д.Д.)</i>	
Исходная информация к проектированию угольных шахт	81
<i>Гаврилов Д.И. (научный руководитель – Соловьев Г.И.)</i>	
Комбинированный способ охраны конвейерного штрека в условиях ПАО «Шахтоуправление «Покровское».....	85
<i>Гармаш А.В., Шмырко Е.О. (АФГТ ГОУ ВПО ЛНР «ЛНУ им. В. Даля»)</i>	
Эффективные методы экономии электроэнергии на угольных шахтах	95
<i>Геков А.Ю., Краснов Д.С. (научный руководитель – Стрельников В.И.)</i>	
Экономико-математическое моделирование технологии разработки выемочной ступени.....	101
<i>Гнидаш М.Е. (научный руководитель – Соловьев Г.И.)</i>	
О продольно-жестком усилении основной крепи подготовительных выработок глубоких шахт	113
<i>Гончар М.Ю., Мошин Д.Н. (научные руководители – Выговская Д.Д., Выговский Д.Д.)</i>	
Подходы к выбору рациональной технологии ведения очистных работ	119
<i>Донских В.В. (научный руководитель – Касьяненко А.Л.)</i>	
Анализ состава пород почвы горных выработок на шахтах Донецкого бассейна	124

<i>Дрох В.В., Марюшенков А.В. (научные руководители – Ворхлик И.Г., Выговский Д.Д.)</i>	
Меры по уменьшению величин смещения боковых пород в участковых подготовительных выработках	130
<i>Елистратов В.А. (научный руководитель – Гомаль И.И.)</i>	
Опыт использования шахтных вод.....	137
<i>Золотухин Д.Е. (научный руководитель – Гомаль И.И.)</i>	
Способы утилизации шахтного метана	147
<i>Иващенко Д.С. (научные руководители – Соловьев Г.И., Голембиевский П.П., Нефедов В.Е.)</i>	
Особенности охраны подготовительных выработок глубоких шахт породными полосами	160
<i>Капуста В.И. (научные руководители – Костюк И.С., Фомичев В.И.)</i>	
Совершенствование технологии крепления вентиляционной и углеспускной печей при выемке угля щитовыми агрегатами	167
<i>Капуста В.И. (научный руководитель – Фомичев В.И.)</i>	
Локальные способы предотвращения выбросов угля и газа	175
<i>Квич А.В. (научный руководитель – Фомичев В.И.)</i>	
Опыт применения щитовых агрегатов на шахтах центрального района Донбасса ..	180
<i>Лежава Д.И. (научный руководитель – Дрипан П.С.)</i>	
Исследование способа закрепления анкера.....	185
<i>Лиманский А.В. (научный руководитель – Дрипан П.С.)</i>	
Лабораторные испытания ресурсосберегающего способа закрепления анкера	187
<i>Муляр Р.С., Агарков А.В. (научный руководитель – Новиков А.О.)</i>	
Исследование влияния излишнего выпуска породы при ремонте выработки на ее последующую устойчивость	190
<i>Муляр Р.С., Агарков А.В. (научный руководитель – Новиков А.О.)</i>	
Повышение устойчивости пород почвы горных выработок глубоких шахт на примере шахты имени В.М. Бажанова ГП «Макеевуголь»	199
<i>Муляр Р.С., Агарков А.В. (научный руководитель – Новиков А.О.)</i>	
Механизм потери устойчивости горных выработок	202

- Муляр Р.С., Агарков А.В. (научный руководитель – Новиков А.О.)*
Способы управления состоянием массива горных пород, вмещающих выработки шахт Донбасса.....207
- Муляр Р.С., Агарков А.В. (научный руководитель – Новиков А.О.)*
Комплекс эффективных мероприятий по повышению устойчивости подготовительных выработок и особенности их деформирования на шахте «Степная» ПАО «ДТЭК «Павлоградуголь»217
- Муляр Р.С., Агарков А.В. (научный руководитель – Новиков А.О.)*
Контроль и изучение деформационных процессов кровли монтажных камер, закрепленных анкерной крепью224
- Муляр Р.С., Агарков А.В. (научный руководитель – Новиков А.О.)*
Исследование существующих технологических решений, которые направлены на повышение устойчивости крепи в подготовительных выработках угольных шахт...228
- Муляр Р.С., Агарков А.В. (научный руководитель – Новиков А.О.)*
Контроль и изучение деформирования породного контура монтажных ходков, закрепленных комбинированной крепью234
- Муляр Р.С., Агарков А.В. (научный руководитель – Новиков А.О.)*
Определение схемы позиционирования анкеров в зоне неупругих деформаций239
- Муляр Р.С., Агарков А.В. (научные руководители – Новиков А.О., Шестопалов И.Н.)*
Особенности влияния угла залегания пород и глубины заложения анкеров на устойчивость горных выработок шахт Донбасса.....242
- Муляр Р.С., Агарков А.В. (научные руководители – Новиков А.О., Шестопалов И.Н.)*
Перспективы внедрения технологий извлечения метана из угольных пластов и его последующее использование.....245
- Муляр Р.С., Агарков А.В. (научные руководители – Новиков А.О., Шестопалов И.Н.)*
Повышение эффективности альтернативного использования подземного пространства закрываемых шахт центрального района Донбасса, обрабатывающих крутопадающие пласты.....248
- Муляр Р.С., Агарков А.В. (научный руководитель – Соловьев Г.И.)*
Особенности поддержания конвейерных штреков при сплошной системе разработки в условиях шахты «Коммунарская».....250

- Муляр Р.С., Агарков А.В. (научный руководитель – Костюк И.С.)*
Управление внедрением нового способа охраны горных выработок угольных шахт с помощью методики Swim lane257
- Нескреба Д.А., Поляков П.И. (ГУ «ИФГП» г. Донецк)*
Экспериментальная наработка разрушения слоистой структуры горного массива с использованием эквивалентных материалов264
- Панин Ф.В. (научный руководитель – Соловьев Г.И.)*
Особенности поддержания конвейерных штреков при сплошной системе разработки на шахте им А. А. Скочинского.....266
- Посохов Е.В. («ВТС Ровенькиантрацит» г. Ровеньки, ЛНР)*
Определение и локализация вредных факторов, влияющих на состояние выемочных выработок, охраняемых угольными целиками.....271
- Рыжикова О.А. (АФГТ ГОУ ВПО ЛНР «ЛНУ им. В. Даля»),
Должикова Л.П. (ГОУ ВПО ЛНР «ДонГТУ»)*
Ликвидация прорыва грунтовой дамбы хвостохранилищ283
- Степаненко Д.Ю. (научный руководитель – Дрипан П.С.)*
Исследование результатов лабораторных исследований способа закрепления анкера методом прессовой посадки287
- Хащеватская Н.В., Шатохин С.В., Вишняков А.В., Ожегова Л.Д., Вишняк Ю.Ю.
(ГУ «ИФГП», г. Донецк)*
Диффузионные процессы водородосодержащих компонентов в угле в условиях импульсного нагружения и высокоскоростной разгрузки.....290
- Шаповал В.А. (научный руководитель – Дрипан П.С.)*
Значение своевременного обнаружения пожара в подземных горных выработках296
- Якубовский С.С. (научный руководитель – Дрипан П.С.)*
Предупреждение самовозгорания угля с помощью применения антипирогенов298

Сборник научных трудов
кафедры разработки месторождений
полезных ископаемых

«Инновационные технологии разработки
месторождений полезных ископаемых»

№ 3 (2017)

(Электронное издание)

Статьи в сборнике представлены в редакции авторов