

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Электронного обучения
Направление подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника
Кафедра Атомных и тепловых электростанций

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Анализ эффективности использования шахтного метана для выработки тепловой и электрической энергии»

УДК 662.767:65.011.46

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б2А1	Коробкова Елена Валерьевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Кафедра атомных и тепловых электростанций Кандидат технических наук, доцент.	А.А. Матвеева	к.т.н доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Кафедра менеджмента, ст. преподаватель	Кузьмина Н.Г	-		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Василевский М.В	к.т.н. доцент		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель кафедры атомных и тепловых электростанций	М.А.Вагнер	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
атомных и тепловых электростанций	А.С. Матвеев	к.т.н., доцент		

**Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы бакалавриата,
указанными в ФГОС ВПО по направлению 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»**

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
	<i>Универсальные компетенции</i>
P1	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе <i>на иностранном языке</i> , разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты <i>комплексной</i> инженерной деятельности.
P2	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, в том числе междисциплинарном, с делением ответственности и полномочий при решении <i>комплексных</i> инженерных задач.
P3	Демонстрировать <i>личную</i> ответственность, приверженность и следовать профессиональной этике и нормам ведения <i>комплексной</i> инженерной деятельности с соблюдением правовых, социальных, экологических и культурных аспектов.
P4	Анализировать экономические проблемы и общественные процессы, участвовать в общественной жизни с учетом принятых в обществе моральных и правовых норм.
P5	К достижению должного уровня экологической безопасности, энерго- и ресурсосбережения на производстве, безопасности жизнедеятельности и физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности.
P6	Осознавать необходимость и демонстрировать <i>способность к самостоятельному обучению в течение всей жизни</i> , непрерывному самосовершенствованию в инженерной профессии, организации обучения и тренинга производственного персонала.
	<i>Профессиональные компетенции</i>
P7	Применять <i>базовые</i> математические, естественнонаучные, социально-экономические знания в профессиональной деятельности <i>в широком</i> (в том числе междисциплинарном) контексте в <i>комплексной</i> инженерной деятельности в производстве тепловой и электрической энергии.
P8	Анализировать научно-техническую информацию, ставить, решать и публиковать результаты решения задач <i>комплексного</i> инженерного анализа с использованием <i>базовых и специальных</i> знаний, нормативной документации, современных аналитических методов, методов математического анализа и моделирования теоретического и экспериментального исследования.
P9	Проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных разработок объектов производства тепловой и электрической энергии, выполнять <i>комплексные</i> инженерные проекты с применением <i>базовых и специальных</i> знаний, <i>современных</i> методов проектирования для достижения <i>оптимальных</i> результатов, соответствующих техническому заданию <i>с учетом</i> нормативных документов,

	экономических, экологических, социальных и других ограничений.
P10	Проводить <i>комплексные</i> научные исследования в области производства тепловой и электрической энергии, включая поиск необходимой информации, эксперимент, анализ и интерпретацию данных, и их подготовку для составления обзоров, отчетов и научных публикаций с применением <i>базовых и специальных</i> знаний и <i>современных</i> методов.
P11	Использовать информационные технологии, использовать компьютер как средство работы с информацией и создания новой информации, осознавать опасности и угрозы в развитии современного информационного общества, соблюдать основные требования информационной безопасности.
P12	Выбирать и использовать необходимое оборудование для производства тепловой и электрической энергии, управлять технологическими объектами на основе АСУТП; использовать инструменты и технологии для ведения комплексной практической инженерной деятельности с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений.
	<i>Специальные профессиональные</i>
P13	Участвовать в выполнении работ по стандартизации и подготовке к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и материалов теплоэнергетического производства, контролировать организацию метрологического обеспечения технологических процессов теплоэнергетического производства, составлять документацию по менеджменту качества технологических процессов на производственных участках.
P14	Организовывать рабочие места, управлять малыми коллективами исполнителей, к разработке оперативных планов работы первичных производственных подразделений, планированию работы персонала и фондов оплаты труда, организовывать обучение и тренинг производственного персонала, анализировать затраты и оценивать результаты деятельности первичных производственных подразделений, контролировать соблюдение технологической дисциплины.
P15	Использовать методики испытаний, наладки и ремонта технологического оборудования теплоэнергетического производства в соответствии с профилем работы, планировать и участвовать в проведении плановых испытаний и ремонтов технологического оборудования, монтажных, наладочных и пусковых работ, в том числе, при освоении нового оборудования и (или) технологических процессов.
P16	Организовывать работу персонала по обслуживанию технологического оборудования теплоэнергетического производства, контролировать техническое состояние и оценивать остаточный ресурс оборудования, организовывать профилактические осмотры и текущие ремонты, составлять заявки на оборудование, запасные части, готовить техническую документацию на ремонт, проводить работы по приемке и освоению вводимого оборудования.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения
Направление подготовки **13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника**
Кафедра «Атомных и тепловых электростанций»

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой АТЭС ЭНИН
А.С. Матвеев

(Подпись)

(Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

(бакалаврской работы, /работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б2А1	Коробковой Елене Валерьевне

Тема работы:

Анализ эффективности использования шахтного метана для выработки тепловой и электрической энергии	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический</i>	Целью работы является анализ эффективности использования шахтного метана для выработки тепловой и электрической энергии. Объектом исследования является когенерационная установка, работающая на шахтном метане.
---	--

анализ и т. д.).			
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>		1. Способы удаления и использования шахтного метана 2. Характеристика шахты с указанием объемов удаляемого метана, потребности механизмов в электроэнергии и тепловой энергии 3. Понятие «когенерация» и когенерационные установки 4. Расчет когенерационной установки 5. Анализ эффективности работы когенерационной установки на шахтном метане 6. Социальная ответственность 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 8. Заключение	
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>		1. Схема когенерационной установки	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>			
Раздел		Консультант	
Финансовый менеджмент		Кузьмина Н.Г., старший преподаватель кафедры менеджмента	
Социальная ответственность		Василевский М.В., доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:			

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры АТЭС	Матвеева А.А.	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата

3-5Б2А1	Коробкова Елена Валерьевна		
---------	----------------------------	--	--

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б2А1	Коробковой Елене Валерьевне

Институт	Электронного обучения	Кафедра	
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Эффективность использования шахтного метана для выработки тепловой и электрической энергии в когенерационной установке
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: 1. Производственная безопасность 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	а) промышленная санитария б) освещенность производственных помещений в) системы вентиляции производственных помещений г) вибрация 2. Опасные факторы: а) пожарная безопасность б) электробезопасность в) механизмы г) тепловые излучения
2. Экологическая безопасность: Вредные выбросы	
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; -- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Василевский М.В			
Задание принял к исполнению студент:				
Группа	ФИО	Подпись	Дата	
3-5Б2А1	Коробкова Елена Валерьевна			

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б2А1	Коробковой Елене Валерьевне

Институт	Электронного обучения	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Должностной оклад научного руководителя – 26300 руб. и инженера – 17000руб
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Норма амортизации основных фондов: 20%
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Социальные отчисления 30% от ФОТ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	1. Планирование НИР 2. Смета затрат на проект
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	3.Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Кузьмина Наталия Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б2А1	Коробкова Е.В.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа _____ 58 _____ с., _____ 8 _____ рис., _____ 4 _____ табл., _____ 14 _____ источников, _____ 0 _____ прил.

Ключевые слова: Метан, Дегазация, Когенерация, Когенерационные установки, Электрическая энергия, Тепловая энергия.

Объектом исследования является - Когенерационная установка, работающая на шахтном метане.

Цель работы – Обоснование эффективности использования шахтного метана для выработки тепловой и электрической энергии.

В процессе исследования проводился – Анализ использования шахтного метана для выработки тепловой и электрической энергии, Расчет когенерационной установки.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: за основу взят газопоршневой двигатель JENBACHER J6.

В результате проведенного анализа установлено, что эффективное использование метана в когенерационных установках позволяет покрыть затраты на тепловую и электрическую энергию для работы шахты в целом.

Оглавление

Введение	10
1 Описание возможных способов удаления и использования шахтного метана	12
1.1 Способы удаления шахтного метана из выработанного пространства	12
1.2 Использование шахтного метана	20
2 Описание характеристик шахты с указанием объемов удаляемого метана, потребности механизмов в электроэнергии и тепловой энергии	22
3 Понятие «когенерация» и когенерационные установки	24
3.1 Составные части когенерационных установок	24
3.2 Когенерационная установка на базе поршневых двигателей внутреннего сгорания	28
4 Расчет когенерационной установки, работающей на шахтном метане	30
5 Анализ эффективности работы когенерационной установки на шахтном метане	33
6 Социальная ответственность	36
6.1 Производственная безопасность	38
6.2 Опасные факторы	45
6.3 Экологическая безопасность	47
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	48
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	49
7.1 Планирование работ и временных оценок по их выполнению	
7.2 Расчет сметы затрат на разработку проекта	50

7.3 Расчет эффективности реализации технологии «Шахтный метан в электричество»	54
8 Заключение	56
Список используемых источников	57

ВВЕДЕНИЕ

Одним из основных парниковых газов является метан, который оказывает влияние на парниковый эффект в 21 раз сильнее по сравнению с CO_2 . Доля метана в радиационном воздействии долгоживущих парниковых газов составляет ~17 %. Приблизительно 40 % метана поступает в атмосферу из естественных (например, из болот и водоемов) и около 60 % – из антропогенных (например, в результате деятельности нефтяной, газовой и угольной промышленности, полигонов ТБО, сжигания биомассы и др.) источников [12].

Одним из перспективных и возможных вариантов снижения выбросов этого парникового газа и повышения энергоэффективности производства является использование либо утилизация метана, поступающего (выбрасываемого) в атмосферу в виде сопутствующего (побочного) продукта при ведении основной формы деятельности.

Например, угольными предприятиями России выбрасывается около 2,8 млн т метана в год, а наиболее значимые выбросы метана связаны с шахтами Кузбасса, где суммарные выбросы метана составляют 2-1,5 млрд куб. м в год.

Выбросы метана на поверхность при добыче угля делятся на образующиеся при дегазации угольных пластов и на метановые выбросы, осуществляемые за счет вентиляции горных выработок. Доля поступлений метана в атмосферу за счет дегазации угольных пластов не превышает 15 % в общих метановых выбросах угольных шахт. Объемная концентрация метана в таких выбросах составляет от 30 до 70 %. Вентиляционные выбросы угольных шахт представляют собой метановоздушную смесь с содержанием метана от 0,5 до 2 %, но зачастую не превышающим 1 %. Валовой выброс метана системами вентиляции достигает 85 % от всех метановых выделений угольных шахт [6].

Применение дегазационных установок для дегазации угольных пластов создает возможности для эффективного использования шахтного газа в виде

топлива на энергетических установках для производства электроэнергии и тепла, это позволит снизить затраты на потребляемую шахтой электроэнергию и топливо для котельных и нагревательных установок.

Целью работы является обоснование эффективности использования шахтного метана для выработки тепловой и электрической энергии.

1 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СПОСОБОВ УДАЛЕНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ШАХТНОГО МЕТАНА

1.1 Способы удаления шахтного метана из выработанного пространства

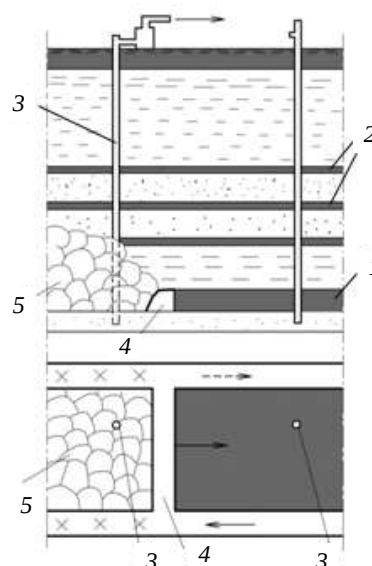
А) Схема дегазации выработанного пространства вертикальными скважинами, пробуренными с поверхности

Бурение скважин производится буровой установкой ТЗWDH.

ТЗWDH – это полностью гидрофицированная буровая установка с верхним приводом для бурения скважин, с применением вращательного способа с промывкой/продувкой, а также пневмоударного бурения. Установка монтируется на заводе-изготовителе на ходовую часть грузовых автомобилей Navistar7600 или Paystar 5600, но также может быть приобретена в виде палубного модуля для установки на грузовом шасси по собственному выбору.

Для выемочных участков предусматривается дегазация выработанного пространства вертикальными скважинами, пробуренными с поверхности.

Принципиальная схема дегазации выработанного пространства вертикальными скважинами, пробуренными с поверхности, представлена на рисунке1 .



Рисунок– 1 Принципиальная схема дегазации выработанного.[5]
пространства вертикальными скважинами, пробуренными с поверхности:
1– разрабатываемый пласт;– 2 сближенные пласты;– 3 скважина; 4
– очистной забой;– 5 выработанное пространство.

Дегазационные скважины бурятся вдоль вынимаемого столба. Забои дегазационных скважин должны находиться в разгружаемой зоне подрабатываемого пласта.

Расстояние между вертикальными скважинами принимается равным 60 м.

Первая вертикальная скважина при отработке выемочных участков бурится на расстоянии 40 м от монтажной камеры.

Место заложения скважины на поверхности следует выбирать так, чтобы к моменту окончания бурения проекция ее забоя на разрабатываемый пласт находилась на расстоянии не менее 30 м впереди очистного забоя.

В случаях, когда по горно-геологическим условиям невозможно сохранить дегазационную скважину, пробуренную впереди очистного забоя, дегазационные скважины бурятся после прохода лавы в выработанное пространство на расстоянии не менее шага обрушения основной кровли от забоя лавы.

Забой дегазационной скважины углубляется в породы почвы разрабатываемого пласта на 10-5 м. При этом конец обсадной колонны располагается выше зоны интенсивного обрушения пород кровли отрабатываемого пласта. Обсадная колонна в зоне повышенной трещиноватости и в местах пересечения подрабатываемых угольных пластов перфорируется отверстиями диаметром 15-10 мм (20 отверстий на 1 м трубы).

После окончания бурения скважины она промывается водой с целью удаления из нее шлама.

Перед обсадкой скважины производится инклинометрическая съемка.

При отработке выемочных участков предусматривается бурение дегазационных скважин, обсаженных стальными трубами внутренним диаметром 190 мм.

Затрубное пространство на глубину не менее 10 м от поверхности, в местах пересечения водоносных горизонтов и выработанных пространств отработанных вышележащих пластов тампонируется цементным раствором.

Для защиты труб от обмерзания в зимнее время верхняя их часть, а также участок труб, проложенных по поверхности, утепляются.

При расстоянии от забоя скважины до очистного забоя не менее 30 м скважина подключается к вакуум-насосу.

Минимальная величина разрежения у устья скважины должна быть 50 мм рт.ст.

Параметры скважин, режимы их работы и расстояния между скважинами определяются паспортом выемочного участка.

При эксплуатации выемочного участка с применением данного способа дегазации расстояние между вертикальными скважинами корректируется по мере отработки выемочного столба. Для вновь вводимого в действие выемочного участка расстояние между скважинами принимается по фактическим данным, полученным при отработке лав-аналогов.

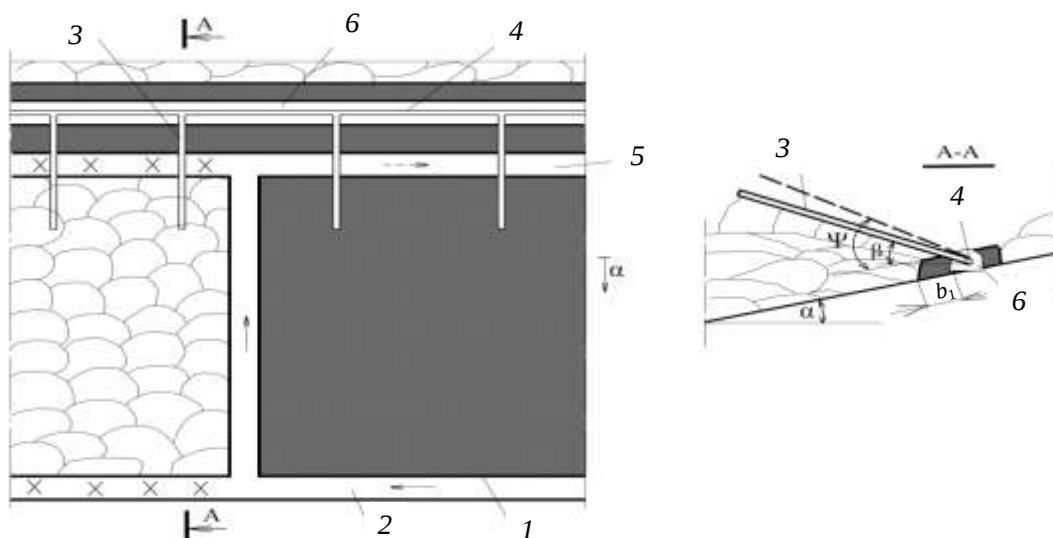
В качестве средства дегазации выработанного пространства предусматривается применение наземной дегазационной установки

передвижной (НДУП).[5]

Б) Схема дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки

Для выемочных участков предусматривается применение дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки.

Принципиальная схема дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки, представлена на рисунке 2.



Рисунок– 2 Принципиальная схема дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки.[5]

1– разрабатываемый пласт;– 2 конвейерный штрек;– 3 дегазационная скважина;– 4 дегазационный газопровод;– 5 вентиляционный штрек;– 6 выработка, охраняемая целиком угля; α – угол падения пласта; ψ – угол разгрузки пород кровли; β – угол возвышения скважины;

Извлекаемая метановоздушная смесь по трубопроводу отводится на поверхность.

Для обеспечения максимальной эффективности скважин, пробуренных над куполом обрушения из параллельной выработки, по извлечению метана из выработанного пространства, бурение скважин предусматривается производить кустами по три скважины в каждом кусте.

Расстояние между кустами скважин принимается равным 45 м. Подключение новых кустов скважин осуществляется по мере подвигания очистного забоя. Окончательное расстояние между скважинами определяется паспортом выемочного участка.

Дегазационные скважины закладываются вблизи выработки с исходящей вентиляционной струей.

Глубина герметизации скважин, пробуренных над куполом обрушения из параллельной выработки, должна быть не менее 10 м.

Минимальная величина разрежения у устья скважины B_y должна составлять 50 мм рт. ст.

В качестве средства дегазации выработанного пространства предусматривается применение наземной дегазационной установки.[5]

В) Схема дегазации выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемишку

Для выемочных участков пласта 50 предусматривается применение дегазации выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемишку.

Принципиальные схемы дегазации выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемишку, представлены на рисунках 1 и 2.

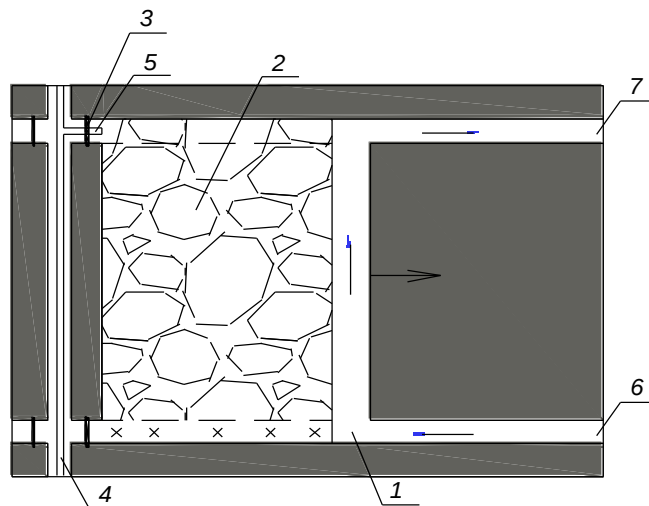


Рисунок- 3 Принципиальная схема дегазации выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемычку в районе монтажной камеры.[5]

1– очистной забой;– 2 выработанное пространство;– 3 изолирующая перемычка;– 4 дегазационный трубопровод;– 5 перфорированная труба;– 6 конвейерный штрек;– 7 вентиляционный штрек.

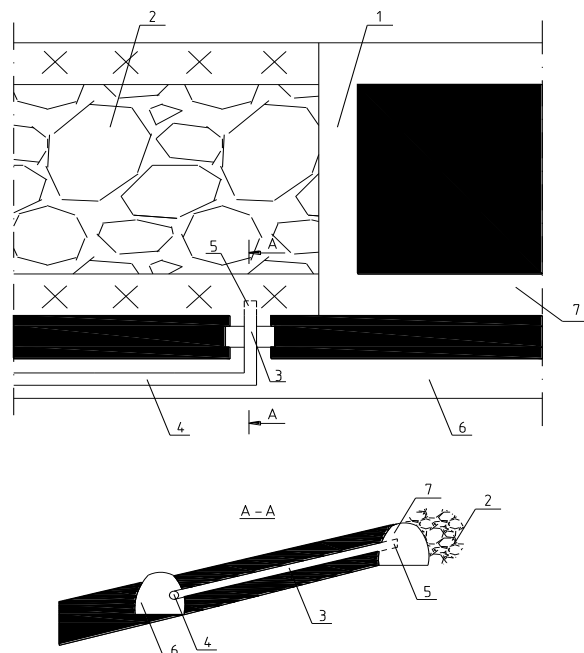


Рисунок- 4 Принципиальная схема дегазации выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемычку, проложенного в параллельной выработке.[5]

1– очистной забой;– 2 выработанное пространство;– 3 дегазационный трубопровод;– 4 участковый дегазационный трубопровод;– 5 перфорированная труба;– 6 конвейерный штрек;– 7 вентиляционный штрек.

Извлекаемая газовоздушная смесь по дегазационному трубопроводу отводится на поверхность.

К трубопроводу со стороны лавы подключается перфорированная труба, которая охраняется кострами.

Минимальная величина разрежения у устья перфорированной трубы B_y должна составлять 30 мм рт. ст.

Параметры дегазации выработанного пространства перфорированными трубами и режим работы перфорированных труб устанавливаются паспортом выемочного участка.

Перенос трубопровода, заведенного за изолирующую перемишку, в следующую сбойку осуществляется в соответствии с мероприятиями, утвержденными техническим руководителем (главным инженером) шахты, являющимися составной частью паспорта выемочного участка.

В качестве средства дегазации выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемишку, предусматривается применение наземной дегазационной установки.[5]

Способ газоправления предусматривается при помощи сбоечных скважин, пробуренных в погашаемую часть вентиляционного штрека 5002 из конвейерного штрека 5001. Бурение сбоечных скважин предусматривается производить по углю.

В одновременной работе предусматривается иметь два куста сбоечных скважин, по две скважины в каждом кусте. Расстояние между кустами сбоечных скважин предусматривается 25 м, диаметр сбоечных скважин– не менее 250 мм.

Отвод метановоздушной смеси из выработанного пространства, при отработке выемочного участка, 5002 предусматривается по

газоотсасывающему трубопроводу диаметром 377 мм (внутренним диаметром 359 мм).

В качестве газоотсасывающего трубопровода для изолированного отвода метановоздушной смеси из выработанного пространства предусматривается использование дегазационного трубопровода.

Одновременно предусматривается иметь в работе две газоотводящие скважины, которые оборудованы газоотсасывающими установками, каждая из которых будет обеспечивать отведение части расчетного количества метановоздушной смеси.

В качестве газоотсасывающих установок приняты ротационные вакуум-насосы RBS-155 и водокольцевые вакуум-насосы ВВН-150.

Газоуправление предусматривается осуществлять в два этапа.

На 1-м этапе (отработка выемочного участка 5002 от монтажной камеры 5002 до ГОУ номер 2) изолированный отвод метановоздушной смеси из выработанного пространства предусматривается по газоотсасывающему трубопроводу, проложенному в конвейерном штреке, 5001 газодренажной скважине номер 25 (диаметр 273 мм, длина 180 м), пробуренной с поверхности, у устья которой установлены ротационные вакуум-насосы RBS-155 (1 в работе, 1 в резерве) (ГОУ номер 1).

Дополнительно изолированный отвод метановоздушной смеси из выработанного пространства предусматривается по газоотсасывающему трубопроводу, проложенному в конвейерном штреке, 5001 газодренажной скважине номер 26 (диаметр 273 мм, длина 105 м), пробуренной с поверхности, у устья которой установлены водокольцевые вакуум-насосы ВВН-150 (1 в работе, 1 в резерве) (ГОУ номер 2).

На 2-м этапе (отработка выемочного участка 5002 от ГОУ номер 2 до ГОУ номер 3) изолированный отвод метановоздушной смеси из выработанного пространства предусматривается по газоотсасывающему трубопроводу, проложенному в конвейерном штреке, 5001 газодренажной скважине номер 26 (диаметр 273 мм, длина 105 м), пробуренной с поверхности, у устья которой

установлены водокольцевые вакуум-насосы ВВН-150 (1 в работе, 1 в резерве) (ГОУ номер 2).

Дополнительно изолированный отвод метановоздушной смеси из выработанного пространства предусматривается по газоотсасывающему трубопроводу, проложенному в конвейерном штреке, 5001 газодренажной скважине номер 27 (диаметр 273 мм, длина 55 м), пробуренной с поверхности, у устья которой установлены ротационные вакуум-насосы RBS-1551 (1 в работе, 1 в резерве) (ГОУ номер 3). [5]

1.2 Использование шахтного метана

Метан может использоваться в газовых турбинах и двигателях внутреннего сгорания при содержании метана свыше 20% и при проведении предварительной очистки и сушки. Каптируемый газ наиболее часто используется в двигателях внутреннего сгорания, которые способны производить тепло- или электроэнергию.

А) Газогенераторные установки выпускаются в модульном исполнении и включают систему подготовки газа, двигатель внутреннего сгорания и электрический генератор. Газогенератор потребляет метановоздушную смесь с концентрацией метана от 20% и выше. [9]

Б) Контейнерные ТЭС. Данный агрегат предназначен для выработки электроэнергии и дополнительно для производства тепловой энергии при использовании газа в качестве топлива. Для этого газ подается через систему трубопроводов на электрогенераторный агрегат.

Данный агрегат состоит из главных составных частей и узлов:

- контейнер (корпус);
- газовый двигатель с несущей рамой и генератором (генераторная установка);
- система подачи газа;
- распределительное устройство, система управления;

- система охлаждения;
- система отвода отработанных газов;
- система подачи смазочного масла;
- приточно-вытяжная вентиляция. [10]

В) Модульная котельная установка. В качестве топлива используется метан с концентрацией%. 100-20 Теплопроизводительность10 - 0,5 МВт.

Оборудование МКУ может включать водогрейный котел, резервуар для приема подпиточной воды, насосное оборудование и трубопроводы, оборудование газоснабжения, электроснабжения, щитовые устройства электроснабжения, КИПиА для работы, как в ручном режиме, так и в режиме полной автоматизации, с выводом всех параметров на компьютер.[10]

Г) Контейнерная газоутилизационная установка (КГУУ) предназначена для утилизации шахтного газа (действующих и закрытых шахт) через сжигания его в специальной камере и предотвращения этим выделения в атмосферу вредного парникового газа- метана (CH_4). Метан в 21 раз вреднее образуемого при его сгорании углекислого газа CO_2 . [10]

Д) Каталитическая энергоустановка (установка каталитического окисления) предусматривает беспламенное (каталитическое) окисление метана в керамической камере для утилизации метановоздушной смеси низкой концентрации (менее 1 %).

Вентиляционный метан, проходя через нагретую керамическую камеру внутри энергоустановки, постепенно нагревается ее теплом. Нагретый метан окисляется, с выделением тепла. Для поддержания работы каталитической энергоустановки в автономном режиме необходима концентрация метана в метановоздушной смеси%,0,15 при концентрации свыше%,0,15 оставшийся метан используется для получения пара. Полученный перегретый пар может использоваться в стандартном турбинном генераторе для выработки электроэнергии или для получения теплоэнергии. Поскольку в системе распределение температуры чрезвычайно однородно, образования NO_x не происходит.[9]

2 ОПИСАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ШАХТЫ С УКАЗАНИЕМ ОБЪЕМОВ УДАЛАЕМОГО МЕТАНА, ПОТРЕБНОСТИ МЕХАНИЗМОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Шахта «Котинская» входит в состав АО «СУЭК-Кузбасс» Шахтоуправление «Котинское». Шахтное поле «Шахтоуправления «Котинское» расположено на северо-западе центральной части Ерунаковского геолого-экономического района Кузбасса в пределах южной части Соколовского каменноугольного месторождения. Ерунаковский район расположен на юге центральной части Кузнецкого бассейна.

Таблица– 1 Объем удаляемого метана и других газов.

CO ₂ , об. %	O ₂ , об. %	CO, об. %	N ₂ , об. %	CH ₄ , об. %	C ₂ H ₆ , об. %	C ₃ H ₈ , об. %	i-C ₄ H ₁₀ , об. %	n-C ₅ H ₁₂ , об. %	C ₆ H ₁₄ , об. %	H ₂ , об. %
0,5	12,59	0,0003	45,6	61,5	0,158	0,040	0,0058	0,0044	0,00006	0,002

На территории шахты находятся:

- административный бытовой комплекс;
- отапливаемые боксы;
- вентиляционный комплекс;
- угольный склад, погрузка;
- котельная;
- мех.цех;
- электроцех;
- комплекс очистных сооружений;
- три поста охраны.

В настоящее время электроснабжение предприятия осуществляется от городской электросети ОАО «Кузбассэнергосбыт». Потребление электроэнергии составляет 8265 кВт·ч.

Теплоснабжение осуществляется от котельной, которая находится на территории шахты. Потребление тепловой энергии составляет 4 Гкал·ч.

В котельной установлено 4 котла марки КВмЗ 1,4 – в работу и 1 в резерв.

Водогрейный твердотопливный стальной отопительный котел КВм-1,4, мощностью 1,4 Гкал (1,63 МВт), предназначен для получения горячей воды номинальной температурой на выходе из котла 115 °С рабочим давлением до 0,6 МПа (кгс/см), используемой в системах централизованного теплоснабжения на нужды отопления, горячего водоснабжения.

Блок водогрейного котла КВм 1,4 Гкал (1,63 МВт) представляет собой сварную конструкцию, состоящую из трубной системы (радиационной и конвективной поверхности нагрева), опорной рамы и каркаса с теплоизоляционными материалами, обшитого листовой сталью. Котлы имеют П-образную сомкнутую компоновку. Топочная камера угольных котлов состоит из труб диаметром 57 х 3,5 мм. Конвективная поверхность нагрева состоит из пакетов выполненных из труб диаметром 57 х 3,5 мм, для интенсификации теплообмена трубы пакетов расположены в шахматном порядке. Газы в конвективной части делают два хода и выходят через газоход в верхней части задней стенки котла. Топочная камера водогрейного котла выполнена газоплотной путем плавникового оребрения. В газоплотной части котельного блока изоляция выполнена облегченной из плит ПТЭ. В негазоплотной части котельного блока теплоизоляция выполнена из мулитокремнеземистого картона и войлока. Обшивка водогрейных котлов выполнена из стальных листов. Для очистки конвективных поверхностей нагрева от сажи и золовых отложений предусмотрены двери.[13]

3 ПОНЯТИЕ «КОГЕНЕРАЦИЯ» И КОГЕНЕРАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ

Когенерация— процесс совместной выработки электрической и тепловой энергии.

Когенерация есть термодинамическое производство двух или более форм полезной энергии из единственного первичного источника энергии.

Когенерационные установки- это оборудование, позволяющее вырабатывать электроэнергию и тепло одновременно.

К основным преимуществам когенерационных установок относятся:

- увеличение эффективности использования топлива благодаря более высокому КПД;
- снижение вредных выбросов в атмосферу по сравнению с раздельным производством тепла и электроэнергии;
- уменьшение затрат на передачу электроэнергии, т.к. когенерационные установки размещаются в местах потребления тепловой и электрической энергии, потери в сетях практически отсутствуют;
- возможность работы на шахтном метане;
- бесшумность и экологичность оборудования;
- обеспечение собственных потребностей котельной в электроэнергии.[1]

3.1 Составные части когенерационных установок

Когенерационная установка состоит из четырех основных частей:

- первичный двигатель;
- электрогенератор;
- система утилизации тепла;
- система контроля и управления.

Первичные двигатели

В зависимости от существующих требований, роль первичного двигателя может выполнять:

- поршневой двигатель;
- паровая турбина;
- газовая турбина.

Электрогенератор

Генераторы предназначены для преобразования механической энергии вращающегося вала двигателя в электроэнергию.

Генераторы могут быть синхронными или асинхронными. Синхронный генератор может работать в автономном режиме или параллельно с сетью. Асинхронный генератор может работать только параллельно с сетью. Если произошел обрыв или другие неполадки в сети, асинхронный генератор прекращает свою работу. Поэтому, для обеспечения гибкости применения распределенных когенерационных энергосистем чаще используются синхронные генераторы.[11]

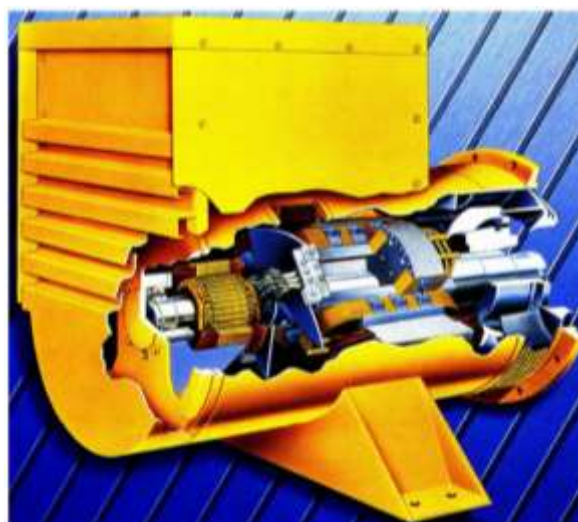


Рисунок- 3 Конструкция генератора.[11]

Система утилизации тепла

Теплоутилизатор является основным компонентом любой когенерационной системы. Принцип его работы основан на использовании энергии отходящих горячих газов двигателя электрогенератора (турбины или поршневого двигателя).

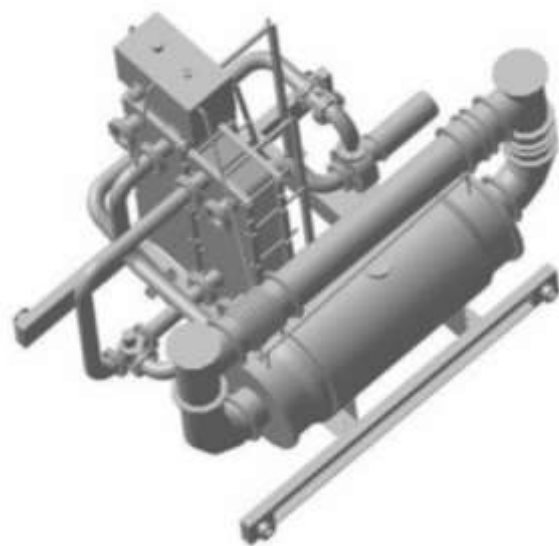


Рисунок - 4 Общий вид блока утилизации теплоты.[11]

Простейшая схема работы теплоутилизатора состоит в следующем: отходящие газы проходят через теплообменник, где производится перенос тепловой энергии жидкостному теплоносителю (вода, гликоль). После этого охлажденные отходящие газы выбрасываются в атмосферу, при этом их химический и количественный состав не меняется. Кроме того, в атмосферу уходит и существенная часть неиспользованной тепловой энергии. Тому существует несколько причин:

- для эффективного теплообмена температура отходящих газов должна быть выше температуры теплоносителя (не менее чем на $30\text{ }^{\circ}\text{C}$);
- отходящие газы не должны охлаждаться до температур, при которых начинается образование водяного конденсата в дымоходах, что препятствует нормальному выходу газов в атмосферу;

– отходящие газы не должны охлаждаться до температур, при которых начинается образование кислотного конденсата, что приводит к коррозии материалов (особенно это справедливо для топлива с повышенным содержанием сероводорода).

Извлечение дополнительной энергии (скрытой теплоты водяных паров, содержащихся в выхлопных газах) возможно только путем понижения температуры отходящих газов до уровня ниже 100 °С, когда водяные пары переходят в жидкую форму. Но при этом необходимо не забывать о трех других ограничениях, указанных выше.

Из вышесказанного следует, что в качестве утилизатора тепла в когенерационной системе трудно использовать готовое типовое теплоэнергетическое оборудование. Теплоутилизатор, как правило, проектируется с учетом параметров и характеристик отходящего потока газов для каждой модели поршневого двигателя или турбогенератора и типа применяемого топлива. Многие производители двигателей имеют собственные наработки или используют продукцию своих партнеров в части утилизации тепла, что упрощает проектирование и выбор решения в большинстве случаев.

Для повышения производительности тепловой части когенерационной системы утилизатор может дополняться экономайзером— теплообменником, обеспечивающим предварительный подогрев теплоносителя отходящими из теплоутилизатора газами до его подачи в основной теплообменник, где нагрев теплоносителя обеспечивается уже теплом отходящих газов двигателя. Позитивным моментом, связанным с использованием экономайзера, является дополнительное снижение температуры отходящих из теплоутилизатора в атмосферу газов до уровня 120 °С и ниже.[11]

3.2 Когенерационная установка на базе поршневых двигателей внутреннего сгорания

На рисунке 5 приведена схема когенерационной установки на базе поршневых двигателей внутреннего сгорания.

Принцип работы следующий: холодная вода, подаваемая насосом, 8 разделяется на два потока, один попадает в электродный котел (или вихревой теплогенератор), 7 работающий от генератора, 2 а другой проходит три ступени подогрева. Сначала вода попадает в теплообменник системы охлаждения масла 5, затем в теплообменник системы охлаждения двигателя 6 и в последней ступени нагревается уходящими газами в утилизаторе. 4 В результате получается два тепловых потока. Один используется для снабжения горячей водой ($t_{65-60} = \text{°C}$), а второй идет на отопление ($t_{90} = \text{°C}$). Конечная температура воды регулируется нагрузкой двигателя. [4]

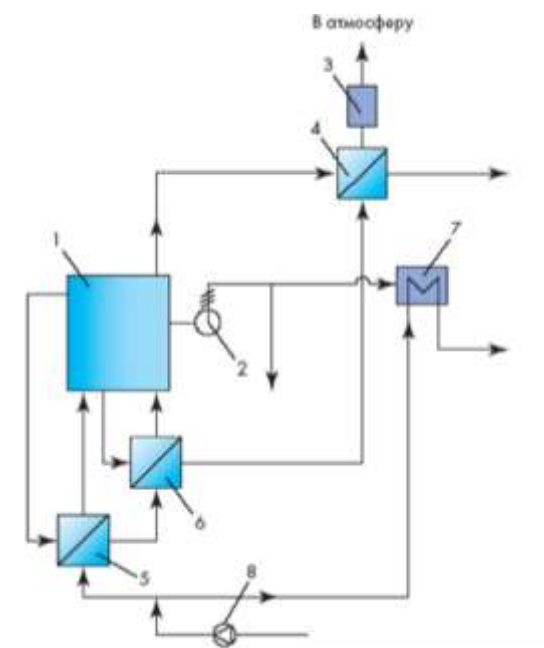


Рисунок - 5 Схема когенерационной установки на базе поршневых двигателей внутреннего сгорания.[4]

1- поршневой двигатель внутреннего сгорания;- 2 электрогенератор;3 - нейтрализатор (система очистки выхлопных газов);- 4 теплоутилизатор выхлопных газов;- 5 теплообменник системы охлаждения масла;- 6

теплообменник воздушной системы охлаждения двигателя;- 7 электродвигатель (или вихревой теплогенератор);- 8 водяной насос.

4 РАСЧЕТ КОГЕНЕРАЦИОННОЙ УСТАНОВКИ, РАБОТАЮЩЕЙ НА ШАХТНОМ МЕТАНЕ

Посчитаем, сколько энергии выделится при сгорании откачиваемого газа, и какой электрической мощностью может обладать когенерационная установка, работающая на этом газе. Среднее значение расхода МВС составляет 77 нм³/мин, а концентрация метана 61,5 %. Предположим, что использовать мы сможем только 80 % общего объема МВС, тогда объем МВС, израсходованный за один час, составит:

$$V_{\text{исп}} = 0,80 \cdot V \cdot 60, \quad (4.1)$$

где

V – среднее значение расхода метановоздушной смеси, нм³/мин.

$$V_{\text{исп}} = 0,80 \cdot 77 \cdot 60 = 3696 \text{ нм}^3/\text{ч}.$$

Количество энергии, которое выделится при сгорании всего объема газа, определится по формуле:

$$Q_{\text{топл}} = V_{\text{исп}} \cdot Q_{\text{топл}}^{\text{н}}, \quad (4.2)$$

где

$V_{\text{исп}}$ – объем метановоздушной смеси, израсходованный за один час, нм³/ч;

$Q_{\text{топл}}^{\text{н}}$ — низшая теплота сгорания 1 м³ топливного газа, МДж/м³.

Низшая теплота сгорания определяется по формуле:

$$Q_{\text{топл}}^{\text{н}} = \sum_{i=1}^n Q_i \cdot C_i, \quad (4.3)$$

где

Q_i — низшая теплота сгорания i -го компонента газа, МДж/м³;

C_i — доля i -го компонента в газе.

Для нахождения низшей теплоты сгорания из дегазационного трубопровода была взята проба газа и проведен анализ (табл.1). После

определения компонентного состава газа по формуле)4.3(находится низшая теплота сгорания:

$$Q_{\text{топл}}^{\text{н}} = 19,69 \text{ МДж/м}^3.$$

Общее количество энергии, выделившейся при сгорании всего объема газа, по формуле (4.2):

$$Q_{\text{топл}} = 3696 \cdot 19,69 = 72774,24 \text{ МДж.}$$

В настоящее время среднее значение КПД когенерационной установки составляет% 90 и складывается из КПД электрического и КПД теплового, которые составляют,% 43 и% 47 соответственно. Из общего количества энергии, выделившейся при сгорании всего объема газа, поданного на когенерационную установку, за час можно получить электрическую и тепловую энергию.

Количество произведенной электрической энергии:

$$E = Q_{\text{топл}} \cdot \eta_{\text{эл}}, \quad (4.4)$$

где

$Q_{\text{топл}}$ - общее количество энергии, выделившейся при сгорании всего объема газа, МДж;

$\eta_{\text{эл}}$ - электрический КПД, 43 %.

$$E = 72774,24 \cdot 0,43 = 31292,92 \text{ МДж} = 8,69 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Количество произведенной тепловой энергии:

$$H = Q_{\text{топл}} \cdot \eta_{\text{т}}, \quad (4.5)$$

где

$Q_{\text{топл}}$ - общее количество энергии, выделившейся при сгорании всего объема газа, МДж;

$\eta_{\text{т}}$ - тепловой КПД, 47 %.

$$H = 72774,24 \cdot 0,47 = 34203,89 \text{ МДж} = 8,18 \text{ Гкал}$$

То есть рядом с дегазационной установкой можно поставить когенерационную установку с максимальной электрической мощностью 8,69 МВт. При работе трех насосов RBS-400 на максимальных оборотах.

5 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КОГЕНЕРАЦИОННОЙ УСТАНОВКИ НА ШАХТНОМ МЕТАНЕ

Дегазационная установка извлекает из шахты газ, пригодный для получения почти 8,69 МВт · ч электроэнергии и 8,18 Гкал тепловой энергии. Выработанная электроэнергия может пойти на питание самой дегазационной установки и на собственные нужды шахты. Таким образом, если учесть, что в энергопотребление шахты составляет 8,265 МВт·ч, а в тепловой энергии 4 Гкал, то совместная работа дегазационной и когенерационной установок, при эффективном проведении дегазации, может обеспечить электроэнергией до 100% энергопотребления предприятия.

Газопоршневые установки более эффективны по сравнению с газотурбинными установками. На это есть ряд причин:

Во-первых, высокий электрический КПД.

Наивысший электрический КПД – до 30% у газовой турбины, и более 40% у газопоршневого двигателя достигается при работе под 100%-ной нагрузкой. При снижении нагрузки до 50% электрический КПД газовой турбины снижается почти в 3 раза. Для газопоршневого двигателя такое же изменение режима нагрузки практически не влияет ни на общий, ни на электрический КПД.

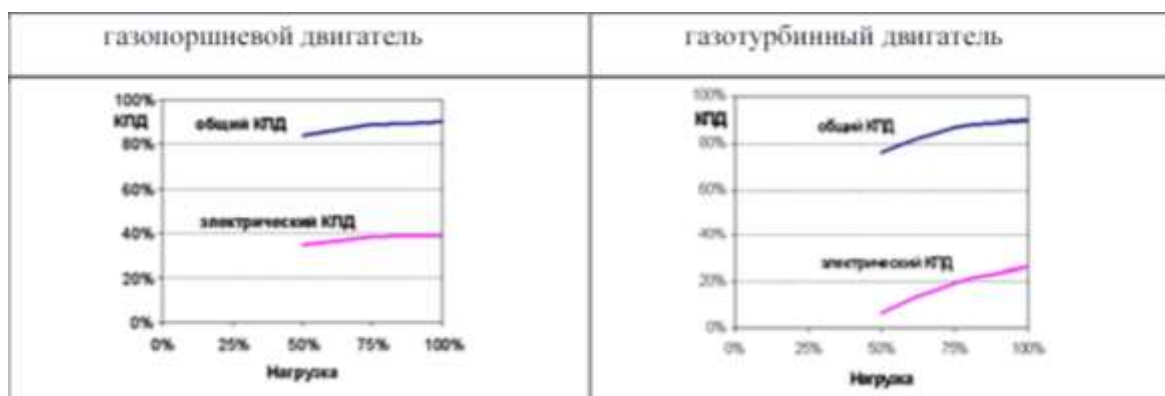


Рисунок- 6 Графики зависимости КПД от нагрузки.[11]

Графики наглядно показывают- газовые двигатели имеют высокий электрический КПД, который практически не изменяется в диапазоне нагрузки 50-100 - %.

Во-вторых, условия размещения.

Номинальный выход мощности как газопоршневого двигателя, так и газовой турбины зависит от высоты площадки над уровнем моря и температуры окружающего воздуха. На графике видно, что при повышении температуры от минус 30 °С до плюс 30 °С электрический КПД у газовой турбины падает на 15-20%. При температурах выше плюс 30 °С, КПД газовой турбины- еще ниже. В отличие от газовой турбины газопоршневой двигатель имеет более высокий и постоянный электрический КПД во всем интервале температур и постоянный КПД, вплоть до плюс 25 °С.

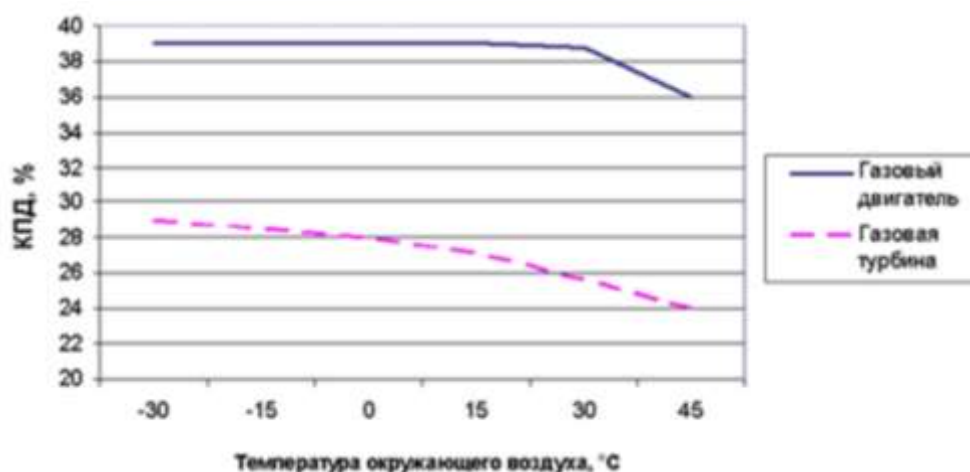


Рисунок- 7 График зависимости электрического КПД газовой турбины от температуры окружающего воздуха.[11]

В-третьих, условия работы.

Количество пусков: газопоршневой двигатель может запускаться и останавливаться неограниченное число раз, что не влияет на общий моторесурс двигателя. 100 пусков газовой турбины уменьшают её ресурс на 500 часов.

Время запуска: время до принятия нагрузки после старта составляет у газовой турбины 17-15 минут, у газопоршневого двигателя 3-2 - минуты.

В-четвертых, проектный срок службы, интервалы техобслуживания.

Ресурс до капитального ремонта составляет у газовой турбины - 000 20 30000 рабочих часов, у газопоршневого двигателя этот показатель равен 000 60 рабочих часов. Стоимость капитального ремонта газовой турбины с учётом затрат на запчасти и материалы значительно выше.[11]

В-пятых, относительно низкие капиталовложения.

Капиталовложение в производство электрической и тепловой энергии газопоршневыми двигателями ниже. Когенерационная установка мощностью 10 МВт на основе газопоршневых двигателей при сжигании шахтного метана требует вложений 452134400 руб, при использовании газовой турбины затраты возрастают до 596220000 руб.

Когенерационные установки на базе газопоршневых двигателей являются децентрализованными источниками энергии. То есть производство электроэнергии и тепла осуществляется в непосредственной близости от места их потребления, что, в конечном результате, значительно снижает расходы на энергопроводы и потери энергии при транспортировке. В зависимости от условий работы и технологических особенностей когенерационная установка окупается за срок 3,1 года.

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В современных условиях решающую роль играет социальная ответственность. По мере развития предприятия возникают новые, чрезвычайно сложные проблемы: экологические, социально-экономические, технические и др. От комплексного решения этих проблем зависит будущее цивилизации. Решение их в значительной мере определяется деятельностью современных предприятий, их ответственностью перед обществом и будущим.

Социальная ответственность— реализация интересов компании посредством обеспечения социального развития ее коллектива и активное участие компании в развитии общества.

Социальная ответственность включает в себя:

- ответственность организации перед партнерами;
- социальные аспекты взаимодействия с поставщиками и покупателями продукции и услуг;
- корпоративное развитие;
- здоровье и безопасность персонала на рабочем месте;
- ответственную политику в отношении работников, управление развитием персонала;
- экологическую ответственность;
- взаимодействие с местными органами власти;
- ответственность организации перед обществом в целом.

Объектами корпоративной социальной ответственности являются (рисунок8):



Рисунок– 8 Объекты социальной ответственности.[14]

Если компания стремится стать лидером в отрасли, то для них ведение социально ответственного бизнеса становится конкурентным преимуществом. В этом случае компании демонстрируют информационную открытость и прозрачность для всех заинтересованных сторон по всему спектру деятельности в области социальной ответственности, что позволяет им укрепить лидерские позиции в отрасли.

В то же время человек, работающий в компании, несет индивидуальную ответственность перед предприятием. Своим отношением, своей работой и своими показателями. Под индивидуальной ответственностью понимается основа дисциплины и своеобразный предохранитель от ошибочных решений. По социально-психологическим факторам воздействия на деятельность человека ответственность может быть моральной и материальной. Материальная ответственность основывается на материальных интересах человека или экономических интересах коллектива. Она предполагает материальный ущерб в случаях невыполнения обязательств, неполучения необходимого результата деятельности, уклонения от реализации своих функций.

Существует также моральная ответственность. Во многих случаях она оказывает более сильное воздействие. Но этот тип ответственности в значительной степени зависит от проявления общественного сознания, которое является частью индивидуального сознания. В этой ответственности проявляется социальная сущность человека и понимание им особенностей социальной среды, в которой он существует и работает, и его зависимость от социальной среды.[14]

Исследовательская работа «Эффективность использования шахтного метана для выработки тепловой и электрической энергии». Применение дегазационных установок для дегазации угольных пластов создает возможности для эффективного использования шахтного газа в виде топлива на энергетических установках для производства электроэнергии и тепла, это позволит снизить затраты на потребляемую шахтой электроэнергию и топливо для котельных и нагревательных установок.

6.1 Производственная безопасность

6.1.1 Промышленная санитария

Санитарные правила и нормы СанПиН96-2.2.4.548 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений" (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 1 октября 1996 г. N21)

Показатели микроклимата производственных помещений, рабочих мест санитарным правилам.

Показатели характеристик микроклимата производственных помещений:

- температура воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового излучения.

Допустимые параметры микроклимата приведены в таблице 2 .

Таблица 2 - Допустимые параметры микроклимата

Период года	Категория работ по уровню энерготрат, Вт.	Температура воздуха, °С.		Температура поверхностей, °С.
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин	
Холодный	Ia (до139)	20,0-21,9	24,1-25,0	19,0-26,0
	Iб (140-174)	19,0-20,9	23,1-24,0	18,0-25,0
	IIa (175-232)	17,0-18,9	21,1-23,0	16,0-24,0
	IIб (233-290)	15,0-16,9	19,1-22,0	14,0-23,0
	III (более 290)	13,0-15,9	18,1-21,0	12,0-22,0
Теплый	Ia (до139)	21,0-22,9	25,1-28,0	20,0-29,0
	Iб (140-174)	20,0-21,9	24,1-28,0	19,0-29,0
	IIa (175-232)	18,0-19,9	22,1-27,0	17,0-28,0
	IIб (233-290)	16,0-18,9	21,1-27,0	15,0-28,0
	III (более 290)	15,0-17,9	20,1-26,0	14,0-27,0

Продолжение таблицы 2

Период года	Категория работ по уровню энерготрат, Вт.	Относительная влажность воздуха, %.	Скорость движения воздуха, м/с.	
			для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более	для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин, не более
Холодный	Ia (до139)	75-15	0,1	0,1
	Iб (140-174)	75-15	0,1	0,2
	IIa (175-232)	75-15	0,1	0,3
	IIб (233-290)	75-15	0,2	0,4
	III (более 290)	75-15	0,2	0,4
Теплый	Ia (до139)	15-75	0,1	0,2
	Iб (140-174)	15-75	0,1	0,3
	IIa (175-232)	15-75	0,1	0,4
	IIб (233-290)	15-75	0,2	0,5
	III (более 290)	15-75	0,2	0,5

Допустимые микроклиматические условия не оказывают нарушений или повреждений состояния здоровья в течении- 8 часовой рабочей смены, но могут привести к ухудшению самочувствия и снижению работоспособности.

При невозможности устранить неблагоприятное воздействие микроклимата из-за технологических требований к производственному процессу или экономической нецелесообразности считаются вредными или опасными. Для снижения неблагоприятного воздействия микроклимата используются: системы местного кондиционирования, воздушного душирования, перерывы в работе, спецодежда, средства индивидуальной защиты, помещения отдыха, дополнительный отпуск, сокращение рабочего времени.

6.1.2 Освещенность производственных помещений

По нормам СанПиН освещенность производственных помещений должна соответствовать нормам т.к. она один из важных факторов приводящий к снижению профессиональных заболеваний и травм. При соответствующей освещённости снижается утомляемость зрения, которая напрямую связана с качеством выполняемых работ и снижает риск травматизма.

6.1.3 Системы вентиляции производственных помещений

Система состоит из технических средств, которые создают правильный воздухообмен и удаляют избыточную влагу, вредные газы, излишнее тепло.

Создавая при этом благоприятный микроклимат в рабочих помещениях. Для создания в производственных помещениях продуктивной вентиляции учитывающей особенность помещения и производственных факторов (загазованность, температура) специалисты рассчитают и подбирают необходимый вид вентиляции.

6.1.4 Защита персонала от вредных воздействий производственной вибрации, шума

Шум и вибрация ещё один из вредных факторов, воздействующих на персонал.

Часть рабочего времени рабочие находятся в отдельных помещениях за закрытыми дверьми. При обходе и подготовке к сдаче смены оборудования распределяется по очередности и по времени, а также используются средства индивидуальной защиты (беруши, наушники) для сокращения воздействия на работника вредных условий.

Результатом неблагоприятного действия шума и вибрации на рабочий персонал: снижается устойчивость ясного видения и острота зрения, нарушения вестибулярного аппарата и функций желудочно-кишечного тракта, повышается внутри черепное давление. В следствии нарушается восприятие информации, правильность работ и в результате качество работ падает и увеличивается риск травматизма на рабочем месте.

Устранение вредного воздействия шума на человека в производственных условиях достигается рядом мер, в соответствии с ГОСТ 12.1.003ССБТ:

- рациональное размещение оборудования;
- строительно-акустические мероприятия;
- экранирование площадок обслуживания оборудования;
- дистанционное управление шумным оборудованием;
- звукоизоляция рабочего места и оборудования;
- применение средств индивидуальной защиты;

6.1.5 Инструкция безопасному обслуживанию газоотсасывающей установки МДУ 400 RBS

ГОУ должна состоять из рабочего и резервного агрегатов равной подачи, соединенных с вентиляционной скважиной (скважинами) или газодренажной выработкой (через изолирующую перемычку) металлическим трубопроводом. Соединение входных патрубков установки с всасывающим трубопроводом (коллектором) должно выполняться из негорючего материала и исключать притечки воздуха.

Прием в эксплуатацию ГОУ производится комиссией в порядке, установленном на шахте.

ГОУ должна работать непрерывно и обслуживаться до полной изоляции выемочного участка. Выключение ГОУ для проведения профилактических осмотров и ремонтов производится по письменному распоряжению технического руководителя (главного инженера) шахты с уведомлением не позднее чем за сутки начальника участка аэрологической безопасности.

При остановке ГОУ электроэнергия на обслуживаемом участке должна быть отключена, работы на выемочном участке прекращены, а люди выведены в выработки со свежей струей воздуха.

Всасывающие трубопроводы рабочего и резервного агрегатов должны быть оборудованы:

- герметичными обратными клапанами (типа "падающая ляда") для предотвращения поступления воздуха к рабочему агрегату ГОУ через резервный агрегат;
- регулировочными окнами для подсыхания отсасываемой метановоздушной смеси;
- устройством для производства замеров концентрации метана в отсасываемой метановоздушной смеси;
- специальными отверстиями для выполнения измерений по контролю производительности и депрессии ГОУ переносными приборами;
- шиберной заслонкой, установленной в общем всасывающем трубопроводе.

Все соединения трубопроводов должны быть разборными.

При эксплуатации ГОУ в зимнее время должны предусматриваться специальные меры по предупреждению обмерзания газоотсасывающих трубопроводов и газоотсасывающих агрегатов.

Электроснабжение рабочего и резервного газоотсасывающих агрегатов должно осуществляться по первой категории электроснабжения.

Для исключения попадания молнии в факел метановоздушной смеси необходимо над трубой сброса ГОУ устанавливать колпак, имеющий надежную электрическую связь с заземленными конструкциями установки. Для предупреждения возникновения искровых разрядов на обрезе труб сброса необходимо устанавливать металлический экран. Экран может быть выполнен в виде тора из стальной трубы наружным диаметром не менее 200 мм. Экран соединяется с выхлопной трубой сваркой.

Сопротивление заземления общего заземляющего устройства, измеренное у любого металлического элемента поверхностной ГОУ, должно быть не более 2 Ом. Места соединений всех металлических корпусов, конструкций и коммуникаций ГОУ должны иметь переходное сопротивление, не превышающее 0,05 Ом.

На территории ГОУ необходимо исключить присутствие случайных контуров, создаваемых посторонними металлоконструкциями (лестницами, трубами, стальными канатами) и металлоконструкциями самой ГОУ.

Электрические коммуникации (силовые, сигнальные, измерительные и другие кабели) на территории ГОУ должны прокладываться в траншеях, по земле – в металлических трубах, коробах или лотках. Все металлические коммуникации на вводе в объект должны быть присоединены к заземляющему контуру. При этом должно быть обеспечено надежное электрическое соединение между экранами кабелей, металлическими трубами, коробами или

лотками, в которых они проложены, и заземлителем. Аналогичное заземление должно быть выполнено на противоположном конце кабельной трассы.

При совместной прокладке электрических кабелей должны быть выдержаны минимально допустимые расстояния между силовыми кабелями и кабелями вторичных цепей.

Для предупреждения импульсных перенапряжений во всех электрических цепях необходимо устанавливать защитные устройства, ограничивающие перенапряжение. В цепях управления и защиты электродвигателей необходимо применять устройства защиты от индуктированных перенапряжений и переходных процессов.

На опоре воздушной линии электропередачи (далее- ЛЭП) перед кабельной вставкой должны быть установлены нелинейные ограничители перенапряжения (далее- ОПН) на соответствующее номинальное напряжение. Максимальный импульсный ток (8/20 мкс), выдерживаемый этими ОПН, должен быть не менее 20 кА. Аналогичные защитные аппараты необходимо устанавливать у трансформаторов после кабельной вставки.

Защиту сети электропитания 0,6 кВ от перенапряжения следует выполнять в двух местах: у трансформатора и непосредственно у электроприемника. Сигнальные коммуникации, связывающие приборы в помещении, на обоих концах должны иметь варисторную защиту от перенапряжений.

Заземляющие проводники, перемычки, магистраль заземления и заземлители для труб сброса, корпусов агрегатов, электродвигателей, железной арматуры фундаментов, болочек бронированных кабелей, средств взрывозащиты, установленных на газопроводе, должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ.

Территория ГОУ (скважина, газоотсасывающий трубопровод, вентиляторы, вакуум-насосы) обносится оградой высотой не менее 2 м, изготовленной из негорючего материала (металлическая сетка, решетка, колючая проволока). Расстояние от ограды до ГОУ, скважин, газоотсасывающих трубопроводов должно составлять не менее 30 м.

Пусковая аппаратура должна располагаться в специальном металлическом шкафу на расстоянии не менее 30 м от агрегатов и устья газоотводящих скважин или выработок.

6.2 Опасные факторы

6.2.1 Пожарная безопасность

Оборудование в когенерационных установках представляет пожарную опасность. В связи с этим разработаны организационные мероприятия, которые включают в себя:

- выбор ответственных, за пожарную безопасность в организации;
- противопожарный режим в организации;
- организацию хранения взрывчатых и горючих веществ в соответствии с требованиями безопасности;
- обучение работников правилам пожарной безопасности;
- разработка инструкций о мерах противопожарной безопасности для каждого взрывопожарного и пожарного участка;
- недопущение посторонних лиц на объекты, где хранятся, используются, транспортируются взрывчатые вещества;
- организацию пожарной охраны;
- наличие первичных средств пожаротушения.

В когенерационной установке имеется: 4 порошковых огнетушителя, 2 ящика с инертной пылью, автоматическая система пожаротушения.

В помещении станции управления имеется: 2 порошковых огнетушителя.

В операторской имеется: 2 порошковых огнетушителя.

6.2.2 Электробезопасность

Требования электробезопасности направлены на охрану жизни и здоровья персонала от воздействия на них электрического тока, повышения надежности работы оборудования, исключает инциденты и аварии с электроустановками.

Опасные и вредные факторы воздействия электрического тока на человека:

- воздействие электрической дуги;
- поражение электрическим током;
- воздействие электромагнитного излучения;
- воздействие электростатического поля.

Средства индивидуальной электрозащиты персонала, обслуживающего электроустановки:

- изолирующие штанги;
- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- указатели напряжения всех видов и классов;
- бесконтактные сигнализаторы наличия напряжения;
- изолированный инструмент;
- диэлектрические перчатки, боты, галоши, ковры, изолирующие костюмы, изолирующие подставки.

В наличии таблички предупреждающие:

- указательные- под каким напряжением электроприборы, заземлено;
- запрещающие- (не включать работают люди);
- предупреждающие– (не влезай убьет, стой- напряжение);
- разрешающие- (работать здесь).

Электротравмы по степени воздействия на человека:

- слабые, судорожные сокращения мышц;
- судорожные сокращения мышц, потеря сознания;
- потеря сознания, нарушение сердечной и дыхательной деятельности;
- клиническая смерть, т.е. отсутствие дыхания и кровообращения.

6.2.3 Механизмы рабочего оборудования

Движущиеся части машин и механизмов- электроприводы, части работающих механизмов, вращающиеся валы, рабочие колеса вентиляторов.

Для исключения травматизма используются ограждения, ограждающие поверхности, сигнальные стопы, концевые, средства контроля и защиты, предупреждающие знаки, проводятся инструктажи, наличие средств защиты работников от воздействия движущихся частей производственного оборудования, устройство ограждений трубопроводов, предохранительных клапанов, электросиловых кабелей и других элементов, повреждение которых может вызвать опасность, наличие устройств (ручек) для перемещения частей производственного оборудования, приспособлений и инструментов вручную при ремонтных и монтажных работах; исключение опасности, вызванной разрушением конструкций, элементов зданий.

6.3 Экологическая безопасность

Важным элементом, демонстрирующим выгодность установки когенерации является высокая экологическая безопасность, что выражается в низком уровне выбросов загрязняющих веществ и тепловой энергии в атмосферу. За счет установки когенерации в среднем достигается%10 сокращение выбросов CO₂ по сравнению с газовыми турбинами комбинированного цикла.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Под оперативной ликвидацией аварий следует понимать отделение поврежденного оборудования (участка сети) от энергосистемы, а также действия, имеющие целью:

- предотвращение развития аварии;
- устранение опасности для обслуживающего персонала и оборудования, незатронутого аварией;
- восстановление в кратчайший срок, в первую очередь в зоне поражения, питания наиболее ответственных потребителей;
- создание надежной послеаварийной схемы;
- выяснение состояния отключившегося во время аварии оборудования и возможности его включения в работу.

7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Дегазационная установка извлекает из шахты газ, пригодный для получения почти 8,69 МВт · ч электроэнергии и 8,18 Гкал тепловой энергии. Таким образом, если учесть, что в энергопотребление шахты составляет 8,265 МВт · ч, а в тепловой энергии 4 Гкал, то совместная работа дегазационной и когенерационной установок, при эффективном проведении дегазации, может обеспечить электроэнергией до 100 % энергопотребления предприятия.

7.1 Планирование работ и временных оценок по их выполнению

Для выполнения работы, составляется план, в нем подсчитывается по пунктам трудоемкость работ, количество участвующих в проекте, расходы и текущие затраты: заработная плата, социальные отчисления.

Поэтапный список работ, работающие исполнители, оценка объема трудоемкости отдельных видов работ сведена в таблице 3.

Таблица - 3 Перечень работ и оценки времени их выполнения

№	Наименование работ	Время для выполнения задания в днях	
		Инженер	Руководитель
1	Составление задания		1
2	Сбор данных по шахте «Котинская»	19	
3	Расчет энергетической установки, работающей на шахтном метане	15	1
4	Анализ эффективности работы установки на шахтном метане	10	1

Продолжение таблицы3

5	Социальная ответственность	15	
6	Проверка руководителем проделанной работы		1
7	Проверка исправлений и замечаний	1	1
8	Утверждение ВКР руководителем		1
	Итого	60	6

7.2 Расчет сметы затрат на разработку проекта.

Расчет затрат по запланированным работам осуществляется в форме сметной калькуляции, для расчета которой должны быть использованы действующие рыночные цены, а также данные производственных и научно-исследовательских подразделений.

Смета затрат на проект:

$$K_{np} = K_{mat} + K_{am} + K_{zn} + K_{co} + K_{np} + K_{nr}, \quad (7.1)$$

где

K_{mat} — материальные затраты, руб.;

K_{am} — затраты на амортизацию, руб.;

K_{zn} — затраты на заработанную плату, руб.;

K_{co} — затраты на социальные отчисления, руб.;

K_{np} — прочие затраты, руб.;

K_{nr} — накладные расходы, руб.

7.2.1. Материальные затраты при проведении работы

Материальные затраты принимаем в размере 1000 рублей на канцелярские товары.

7.2.2. Амортизация основных фондов и нематериальных актив.

К основным фондам при выполнении проекта относятся электронная вычислительная техника (компьютер, принтер).

Амортизационные отчисления найдем по формуле:

$$K_{ам} = \frac{T_{исп.к.п}}{T_{кал.дней}} \cdot C_{к.т.} \cdot \frac{1}{T_{ам.}}, \quad (7.2)$$

где

$T_{исп.к.п.}$ – время использования компьютерной техники;

$T_{кал.}$ – календарное время, 365 дней.

$C_{к.т.}$ – цена компьютерной техники, компьютер 46000 руб., принтер 7000 руб.;

$T_{ам.}$ – срок службы компьютерной техники, принимаем 5 лет.

$$K_{ам\ комп.} = \frac{50}{365} \cdot 46000 \cdot \frac{1}{5} = 1260,3 \text{руб.}$$

$$K_{ам\ прин.} = \frac{12}{365} \cdot 7000 \cdot \frac{1}{5} = 46 \text{руб.}$$

Сумма амортизационных отчислений по основным фондам:

$$K_{ам.осн}^{\Sigma} = K_{ам\ комп.} + K_{ам\ прин.} = 1260,3 + 46 = 1306,3 \text{руб} \quad (7.3)$$

7.2.3 Расчет фактической заработной платы

В состав затрат на оплату труда включаются все выплаты заработной платы за фактически выполненную работу, должностных окладов в соответствии с системой оплаты труда

Расчет средней заработной платы в месяц

Зарплата инженера

$$ЗП_{мес.з.п.ин} = ЗПо \cdot K1 \cdot K2 \quad (7.4)$$

Зарплата руководителя

$$ЗП_{мес.з.п.рук} = ЗПо \cdot K1 \cdot K2 \quad (7.5)$$

где:

Зпо– заработная плата в месяц;

$K1=1,1(10\%)$ – коэффициент, учитывающий отпуск;

$K2=1,3(30\%)$ – районный коэффициент;

Инженер– $ЗПо17000 = \text{руб.}$;

Доцент $ЗПо26300 = \text{руб.}$

Расчет зарплаты инженера и руководителя:

$$K_{мес.з.п.ин} = 17000 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 24310 \text{руб.}$$

$$K_{мес.з.п.рук} = 26300 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 37609 \text{руб.}$$

Расчет фактической заработной платы

$$K_{факт.зп} = \frac{K_{мес.пл.}}{T} \cdot n, \quad (7.6)$$

где

T – число рабочих дней в месяце 21 = день;

n – количество фактически затраченных дней,

для инженера $n60 =$ дней, а для руководителя $n6 =$ дней. Данные берем согласно таблицы 3 №

$$K_{факт.зп.ин} = \frac{24310}{21} \cdot 60 = 69457,14 \text{руб.}$$

$$K_{факт.зп.рук} = \frac{37609}{21} \cdot 6 = 10745,43 \text{руб}$$

Затраты на заработанную плату составят:

$$\Phi ЗП = K_{\text{факт.зп.ин}} + K_{\text{факт.зп.ин}} = 69457,14 + 10745,43 = 80202,57 \text{ руб.} \quad (7.7)$$

7.2.4 .Социальные отчисления

Отчисления на социальные нужды отражают обязательные отчисления, которые установлены законодательными нормами органами государственного социального страхования, (30% с 2012 г.).

$$K_{\text{соц.30}} = \% \cdot \Phi ЗП_{0,3} = 0,3 \cdot 80202,57 = 24060,77 \text{ руб.} \quad (7.8)$$

7.2.5. Прочие затраты

К прочим затратам продукции относят налоги, сборы, отчисления в специальные внебюджетные фонды, платежи по обязательному страхованию имущества. Прочие затраты это 10 % $\sum$ всех предыдущих затрат.

$$K_{\text{пр}10} = \% \cdot (K_{\text{мат}} + K_{\text{ам}} + K_{\text{зн}} + K_{\text{соц}}) = \quad (7.9)$$

$$= 0,1 \cdot (1000 + 1306,3 + 80202,57 + 24060,77) = 10656,94 \text{ руб.}$$

7.2.6 Накладные расходы

При выполнении проекта на базе НИТПУ, в стоимости проекта учитываются накладные расходы, включающие в себя затраты на аренду помещений, оплату тепловой и электрической энергии, затраты на ремонт зданий и сооружений, заработную плату административных сотрудников и т.д. Накладные расходы рассчитываются как 200 % от затрат на оплату труда.

$$K_{\text{накл.}} = 2 \cdot \Phi ЗП = 2 \cdot 80202,57 = 160405,14 \text{ руб.} \quad (7.10)$$

Смета затрат на проект составит:

$$K_{\text{пр}}=1000+1306,3+80202,57+24060,77+10656,94+160405,14=277631,72\text{руб}$$

Таблица- 4 Данные затрат на выполнение ВКР

Элементы затрат	Себестоимость проекта, руб
Материальные затраты	1000
Амортизационные отчисления по основным фондам	1306,3
Фактическая заработная плата	80202,57
Социальные отчисления	24060,77
Прочие затраты	10656,94
Накладные расходы	160405,14
Итого	277631,72

7.3 Расчет эффективности реализации технологии «Шахтный метан в электричество»

Исходные данные:

- Расход метана 3696 - $\text{нм}^3/\text{час}$;
- Объемная концентрация метана в струе, 61,5 %
- Теплота сгорания МВС 19,69 – $\text{МДж}/\text{м}^3$
- 1 млн. м^3 100 %-ного метана эквивалентен выбросам парниковых газов в количестве 15057 т CO_2 .

Следовательно, 1 млн. м^3 рудничного газа с объемной концентрацией метана 61,5 % соответствует выбросам CO_2 , эквивалентным:

$$15057 \cdot 61,5 / 100 = 9260 \text{ т} \quad (7.11)$$

Энергетическая мощность метана при расходе 3696 $\text{нм}^3/\text{час}$ с концентрацией метана 61,5 % энергетическая установка может генерировать 9,51 МВт тепловой энергии и 8,69 МВт электрической энергии.

Тогда годовое сокращение выбросов CO₂-эквивалента при условии сжигания метана:

$$3696 \cdot 0,615 \cdot 15,057 \cdot 24 \cdot 364 \cdot 10^6 \cdot 299 = \text{кг} \quad (299 \cdot 10^3 \text{ т}). \quad (7.12)$$

При продаже квот на выбросы CO₂ по цене 5 \$/т получим годовую выручку:

$$5 \cdot 299 \cdot 10^3 \cdot 1495000 = \$/\text{год} \quad (84492616 \text{ руб/год}) \quad (7.13)$$

При продаже электроэнергии по цене 0,8 руб/(кВт·час) получим:

$$8690 \cdot 0,8 \cdot 24 \cdot 364 = 57168384 \text{ руб/год}$$

Если использовать тепловую энергию для собственных нужд, вместо угля, то при КПД=0,47 преобразования теплоты сгорания угля ($30 \cdot 10^6 \text{ Дж/кг}$) в тепловую энергию горячей воды будет достигнута годовая экономия угля:

$$9,51 \cdot 10^6 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 364 \cdot 0,47 / (30 \cdot 10^6) = 4685675,9 \text{ кг/год} \quad (4685 \text{ т/год}) \quad (7.14)$$

При себестоимости угля 1200 руб/т экономия составит:

$$46855622000 = 1200 \cdot \text{руб/год} \quad (7.15)$$

Таким образом, суммарная экономия, за счет трех статей дохода (квоты за выбросы+ электроэнергия+ тепловая энергия) составит:

$$84492616 + 57168384 + 5622000 \cdot 147283000 = \text{руб/год}. \quad (7.16)$$

Стоимость когенерационной установки GE JENBACHER J620 «под ключ» 452134400 рублей.

Срок окупаемости составит:

$$T_{ок} = \frac{452134400}{147283000} = 3,1 \text{ ГОДА} \quad (7.17)$$

Выполнена экономическая оценка эффективности использования шахтного метана, что представляет экологический и экономический интерес. Показано, что высокие перспективы имеют технологии использования шахтного метана, представляющего собой большой энергетический ресурс.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данного исследования была рассчитана когенерационная установка на базе газопоршневого двигателя при сжигании шахтного метана с концентрацией 61,5%. По расчетам видно, что энергетическая установка может генерировать 8,18 Гкал тепловой энергии и 8,69 МВт·ч электрической энергии, т.к. электропотребление шахты составляет 8,265 МВт·ч, а тепловой энергии 4 Гкал·ч, то когенерационная установка при сжигании метана может обеспечить тепловой энергией и электроэнергией до 100% энергопотребления предприятия.

Когенерационные установки на базе газопоршневых двигателей являются децентрализованными источниками энергии. То есть производство электроэнергии и тепла осуществляется в непосредственной близости от места их потребления, что, в конечном результате, значительно снижает расходы на энергопроводы и потери энергии при транспортировке. В зависимости от условий работы и технологических особенностей когенерационная установка окупается за срок 3,1 года, это видно из расчета.

Экологическая выгода от использования когенерационных систем так же является очевидной: их использование значительно уменьшает уровень выброса загрязняющих веществ в атмосферу.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Барков В.М. Когенераторные технологии: возможности и перспективы.// «ЭСКО» электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы».-2004-.7№ .
2. ГОСТ83-12.4.123 «Система стандартов безопасности труда».
3. ГОСТ12.1.003 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
4. Замоторин Р. В. Малые теплоэлектроцентрали— поршневые или турбинные// Энергосбережение в Саратовской области.2 № .2001 .
5. Инструкция по дегазации угольных шахт. Москва ЗАО НТЦ ПБ2012 .
6. Пармон В. Н. Каталитические технологии в децентрализованной теплоэнергетике/ Вторая международная конференция Института Адама Смита «Российская электроэнергетика: финансирование и инвестиции». Москва24-22 ноября2010 г. URL: <http://oldcpd.mrsksevzap.ru/307.pdf-t=ru.1> - Valentin_Parmon. pdf (дата обращения:14.04.2016).
7. ППБ-01-03 « Правила пожарной безопасности в РФ» :свод правил .-М., «Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны», Москва.,2003 г.-45 с.
8. СанПиН.96—2.1.8.582./2.2.4 Гигиенические требования при работах с источниками воздушного и контактного ультразвука промышленного, медицинского и бытового назначения /САНИТАРНО-ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКИЕ ПРАВИЛА И НОРМАТИВЫ.-М., «МИНИСТЕРСТВО ЗДРАВООХРАНЕНИЯ РФ», Москва.,2003 г.-76 с.
9. Электронный каталог ГПНТБ России [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения о всех видах лит., поступающей в фонд ГПНТБ России.— Электрон. дан. (10 файлов,178 тыс. записей)— Режим доступа: [<http://www.uglemet.ru>;-].28.03.2008 Загл. с экрана.

10. Электронный каталог ГПНТБ России [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения о всех видах лит., поступающей в фонд ГПНТБ России.— Электрон. дан. (12 файлов, 78 тыс. записей)— Режим доступа: [http://www.demeta.; 28.04.2008 .].

Интернет ресурсы:

11. <http://cogeneration.ru>.

12. URL: http://library.wmo.int/pmb_ged/ghg-bulletin_11_ru.pdf
30.02.2016 (дата обращения: 14.04.2016).

13. <http://www.bikz.ru>.

14. <https://psv4.userapi.com>