

Министерство образования и науки
Донецкой Народной Республики
Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Донецкий национальный технический университет»

На правах рукописи



Варакута Виктор Владимирович

СНИЖЕНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ УГЛЕДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ

05.23.19 – Экологическая безопасность строительства
и городского хозяйства

Диссертация

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:

д.т.н., профессор

Бирюков А.Б.



Идентичность всех экземпляров заверена

Учёный секретарь диссертационного совета

Д 01.023.03

Бацёвая Т.С.



Донецк – 2021

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
РАЗДЕЛ 1 АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ АТМОСФЕРЫ В ТОПЛИВНО- ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ КОМПЛЕКСЕ.....	15
1.1 Современная энергетика в зеркале Целей устойчивого развития как часть инфраструктуры городского хозяйства	15
1.2 Экологические риски при добыче энергетических полезных ископаемых ...	22
1.3 Анализ современных технологий и производственного опыта борьбы с вредными выбросами при угледобыче и производстве электроэнергии	24
Выводы по разделу 1	36
РАЗДЕЛ 2 МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ, ЗАПАСОВ ВТОРИЧНОЙ И НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНОЙ ТЕПЛОТЫ УГОЛЬНОЙ ШАХТЫ	39
2.1 Природные и техногенные вредные выбросы при угледобыче	39
2.1.1 Комплексный анализ удельных выбросов загрязняющих веществ.....	39
2.1.2 Испытания типовых образцов шахтного электропривода.....	44
2.1.3 Оценка доли техногенной составляющей низкопотенциального теплового загрязнения	53
2.2 Анализ энергетического хозяйства и источников вторичных энергоресурсов шахты.....	54
2.2.1 Анализ энергетического хозяйства шахты.....	54
2.2.2 Источники вторичных энергоресурсов шахт	58
2.3 Основы создания методики оценки запасов вторичной и низкопотенциальной теплоты в условиях угольной шахты	66
2.3.1 Вторичная теплота утилизации дегазационного метана	68

2.3.2 Вторичная теплота утилизации угольного шлама и отходов углеобогащения.....	68
2.3.3 Низкопотенциальная теплота шахтных вод.....	69
2.3.4 Низкопотенциальная теплота отработанного рудничного воздуха.....	69
Выводы по разделу 2	70
РАЗДЕЛ 3 ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗАЦИИ СНИЖЕНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ ГОРОДА ПРИ РАБОТЕ УГОЛЬНЫХ ШАХТ	73
3.1 Выбор рабочего тела тепломашинной установки и условий для первичного анализа.....	73
3.2 Обоснование целесообразности использования геотермальной нейтральной зоны горных пород.....	75
3.3 Синтез возможных сочетаний тепловых машин прямого и обратного циклов и сравнение их эффективности.....	77
3.3.1 Синтез возможных сочетаний тепловых машин прямого и обратного циклов.....	77
3.3.2 Сравнение эффективности синтезированных комплексов на основании сопоставления КПД идеального цикла Карно	79
3.3.3 Исследование динамики изменения внешних факторов, влияющих на основные энергетические характеристики энергогенерирующих комплексов.....	81
3.4 Обоснование максимально возможного снижения вредных выбросов в атмосферу при использовании энергогенерирующего комплекса шахты.....	82
Выводы по разделу 3	84
РАЗДЕЛ 4 АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩИХ СТАНЦИЙ, ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ВТОРИЧНОЙ И НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНОЙ ТЕПЛОТЫ В УСЛОВИЯХ УГОЛЬНОЙ ШАХТЫ.....	86
4.1 Установка с термоэлектрическим преобразователем и холодильной машиной	86
4.2 Гравитационная установка	89

4.3 Эрлифтная установка.....	92
Выводы по разделу 4	97
РАЗДЕЛ 5 СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТРАДИЦИОННОЙ ПАРОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ НА НИЗКОКИПЯЩЕМ РАБОЧЕМ ТЕЛЕ И ДВУХКОНТУРНОГО КОМБИНИРОВАННОГО ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩЕГО КОМПЛЕКСА.....	99
5. 1 Сравнительный анализ схем подвода тепла от источников	99
5.2 Расчёт и анализ реальных энергетических характеристик традиционной паротурбинной установки на низкокипящем рабочем теле	102
5.3 Расчёт и анализ реальных энергетических характеристик двухконтурного комбинированного электрогенерирующего комплекса.....	120
Выводы по разделу 5	126
РАЗДЕЛ 6 ОЦЕНКА СНИЖЕНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЭНЕРГОГЕНЕРИРУЮЩЕГО КОМПЛЕКСА В ПРОЦЕССЕ УГЛЕДОБЫЧИ.....	128
6.1 Технологическая схема комплексной утилизации вредных выбросов угольно шахты.....	129
6.2 Анализ величины снижения вредных выбросов при реализации технологии комплексной утилизации вредных выбросов.....	129
6.2.1 Количество электроэнергии, потребляемое от тепловой электрической станции необходимое для угледобычи за годовой цикл работы шахты.....	130
6.2.2 Уровень экологически вредных выбросов и потребление кислорода при выработке на тепловой электрической станции электроэнергии необходимой для шахты, за годовой цикл угледобычи.....	131
6.2.3 Удельные запасы «экологически чистых» источников ВНТ шахты.....	131
6.2.4 Снижение выбросов загрязняющих веществ при использовании электроэнергии полученной за счёт «экологически чистой» составляющей ВНТ.....	134
6.2.5 Анализ величины снижения вредных выбросов в зависимости от изменения внешних факторов	135

6.3 Сравнительный анализ укрупнённых экономических показателей угледобычи до и после реализации принятых решений	142
Выводы по разделу 6	145
ВЫВОДЫ	147
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	150
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	152
ПРИЛОЖЕНИЕ А	168
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	169

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. С развитием технологий современное общество становится всё более и более энергозависимым. На сегодняшний день доминирующими в производстве электроэнергии являются тепловые электростанции, сжигающие органическое топливо. Исторически так сложилось, что на территории Донбасса часть инфраструктуры городского хозяйства – это добывающие и энергогенерирующие предприятия топливно-энергетического комплекса, многие шахты являются градообразующими. Эти предприятия – источник комплексного негативного воздействия на окружающую природу и городскую среду. Большинство экологически вредных факторов, возникающих при функционировании добывающих предприятий в течение периода подготовки и разработки месторождений, одновременно являются низкопотенциальными возобновляемыми источниками энергии и вторичными энергоресурсами. Одна из причин их негативного воздействия на атмосферу городов угледобывающих регионов – недостаточная утилизация, трансформация и возвращение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии и вторичных энергоресурсов, что приводит не только к экологическим, но также к значительным экономическим потерям. Факторами, приводящими к загрязнению атмосферы при угледобыче подземным способом, являются выбросы метана и водяных паров, а также вторичной и низкопотенциальной теплоты, не используемой в технологическом цикле и хозяйственной деятельности, назовём её ВНТ. Для комплексного учета всех экологически вредных факторов необходимо учитывать выбросы на тепловых электрических станциях, соответствующие выработке электроэнергии для обеспечения работы добывающих предприятий. При работе тепловых электрических станций загрязнение атмосферы происходит из-за выбросов углекислого газа, паров воды, окислов азота, летучей золы, а

также выбросов ВНТ. Поэтому процессы утилизации, трансформации и возвращения в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии и вторичных энергоресурсов, неизбежно возникающих при функционировании угольных шахт, в виде электроэнергии, являются одним из путей снижения негативного воздействия на атмосферу, повышения энергоэффективности угледобычи и требуют серьёзной научной проработки.

Таким образом, тема диссертационной работы, посвященная уменьшению загрязнения атмосферы за счёт энергосбережения при работе угольных шахт путём использования вторичной и низкопотенциальной теплоты для генерации электрической энергии, является актуальной.

Связь работы с научными программами, планами, темами. Основные исследования теоретического и прикладного характера выполнены в соответствии с государственными научно-исследовательскими темами: К-3-05-11 «Повышение уровня безопасности в строительстве, жилищной и производственной сфере» и проектом федерального закона РФ о государственном регулировании выбросов и поглощений парниковых газов, Законом Донецкой Народной Республики «О государственном регулировании в области добычи и использования угля, об особенностях социальной защиты работников организаций угольной промышленности».

Степень разработанности темы исследования. Вопросы минимизации негативного воздействия на атмосферу при работе различных, в том числе и угольных, предприятий представлены в работах С.П. Высоцкого, Е.С. Матлака, М.Д. Молева, К. Фольке, А.Сингх. Исследованию процессов энергосбережения и их влиянию на экологию посвящены работы таких учёных, как В.Г. Лисиенко, Я.М. Щёлоков. Вопросы использования угольного шлама и водоугольных смесей представлены в работах М.В. Губинского.

Однако до настоящего времени исследования снижения загрязнения атмосферы за счёт генерации электрической энергии с использованием ВНТ в качестве первичного источника и её влияние на повышение экологической

безопасности атмосферы в условиях угольной шахты практически не проводились, что и обусловило необходимость проведения исследований в данном направлении.

Цель исследования – снижение теплового и химического загрязнения атмосферы угледобывающих регионов с использованием выбросов в качестве вторичных энергоресурсов для генерации электрической энергии.

Задачи исследования:

1. Выполнить анализ состояния проблемы повышения экологической безопасности атмосферы за счёт уменьшения загрязнения при работе угольных шахт на основе производственного опыта и информации в литературных источниках.

2. Разработать методику, позволяющую определять удельные приведенные значения вредных выбросов в атмосферу, отнесенные к 1 т добытого угля.

3. Определить запасы источников ВНТ шахты, образующихся как естественным путем, так и в процессе утилизации вредных выбросов, с учетом температурных потенциалов, возобновляемых источников энергии и вторичных энергоресурсов шахты, которые могут быть использованы для снижения загрязнения атмосферы.

4. Экспериментально исследовать величину техногенных тепловыделений, определяющих тепловое загрязнение атмосферы при работе электрических машин, обеспечивающих процесс угледобычи, в общем потоке ВНТ шахты.

5. Исследовать возможность освоения всего потока ВНТ, полученного от утилизации загрязняющих веществ и источников низкопотенциальной теплоты шахты посредством комплекса на базе паротурбинной установки на низкокипящем рабочем теле и реализации других технических решений.

6. Определить величину снижения загрязнения атмосферы, укрупнённые экономические показатели и срок окупаемости оборудования при использовании выбросов для генерации электрической энергии и обеспечения децентрализованного энергоснабжения на примере конкретной шахты.

Объект исследования – тепловое и химическое загрязнение атмосферы угледобывающих регионов, обусловленное работой угледобывающих предприятий, и выработкой электроэнергии для обеспечения их потребностей на тепловых электрических станциях.

Предмет исследования – закономерности снижения загрязнения атмосферы в результате использования ВНТ для генерации электрической энергии в условиях угольной шахты и обеспечения ее децентрализованного энергоснабжения.

Научная новизна полученных результатов:

- впервые разработан метод для определения приведённых удельных значений вредных выбросов, а также запасов вторичной и низкопотенциальной теплоты комплекса по подземной разработке угольного месторождения в зависимости от его характеристик;

- обосновано, что наиболее рациональными и равноценными с точки зрения энергетической эффективности способами снижения вредных выбросов в атмосферу горнодобывающим предприятием являются варианты использования отдельно паротурбинной установки и комплекса из паротурбинной установки и холодильной машины;

- доказано, что для максимально возможного снижения вредных выбросов горнодобывающего предприятия в атмосферу и освоения всего потока ВНТ, образующегося при подземной добыче угля от разных источников с различной температурой, необходимо создание комбинированного энергогенерирующего комплекса, в котором паротурбинная установка дополнена энергогенерирующей станцией, использующей ВНТ при температурах ниже температуры испарения рабочего тела паротурбинной установки;

- впервые установлено, что для всех вариантов реализации энергогенерирующих станций, использующих потенциальную энергию жидкой фазы рабочего тела в канале, расположенном по высоте ствола, с учетом условий угледобычи в Донбассе при использовании в качестве рабочего тела – фреона

R407c КПД не превышает 4 %, а общий КПД комбинированного энергогенерирующего комплекса достигает 14 %.

Теоретическая и практическая значимость работы заключается:

- в разработке методики, позволяющей определять запасы ВНТ, которые могут быть использованы для повышения экологической безопасности в результате уменьшения загрязнения атмосферы и принятия решения о потенциальной возможности ее использования для получения электроэнергии;
- в обосновании целесообразности использования горных пород геотермальной, нейтральной зоны для отвода теплоты от тепловой машины для снижения выбросов парниковых газов и теплового загрязнения атмосферы;
- в обосновании того, что наиболее рациональным, следовательно, наиболее эффективным в экологическом и экономическом плане является энергогенерирующий комплекс, первый контур которого, представляет традиционную паротурбинную установку на низкокипящем рабочем теле, а второй контур – гравитационную установку с изменяемыми параметрами рабочего тела;
- в обеспечении возможности сокращения вредных выбросов в атмосферу и улучшения экологической обстановки при угледобыче подземным способом в результате утилизации образующейся ВНТ для производства электроэнергии и обеспечения децентрализованного энергоснабжения шахты.

Методология и методы исследования. Анализ процессов загрязнения атмосферы при угледобыче выполнен для нескольких типичных шахт Донбасса. Количество вредных выбросов (метан, водяные пары, низкопотенциальная теплота), образующихся при угледобыче, определяются с учетом известных из литературных источников характеристик процессов образования загрязняющих веществ при подземной добыче угля с глубиной разработки более 800 м. Определение количественных характеристик загрязнения атмосферы при генерации электрической энергии выполнено для условий Старобешевской тепловой электростанции. Количество потребляемого кислорода и выбросов

вредных загрязняющих веществ, образующихся при выработке электроэнергии (в виде: углекислого газа, окислов азота, водяных паров, летучей золы) определяются по известным методикам расчёта процесса горения и потерь охлаждающей воды в испарительных градирнях. Для оценки энергетического потенциала возобновляемых источников энергии и вторичных энергоресурсов, сравнения энергетической эффективности комплексов на базе различных сочетаний паротурбинной установки на низкокипящем рабочем теле и тепловых машин обратного цикла, оценки реальных энергетических характеристик гибридного ЭК используются базовые подходы соответствующих разделов технической термодинамики. Для оценки техногенной составляющей в общем потоке низкопотенциального теплового загрязнения в лабораторных условиях на сертифицированном оборудовании проведены экспериментальные исследования современных электрических машин, задействуемых в технологии подземной добычи угля. В основу разработки инновационных технических решений по эффективному использованию возобновляемых источников энергии и вторичных энергоресурсов с целью энергосбережения и уменьшения загрязнения атмосферы положен синтез известных представлений об использовании тепловых насосов, холодильных машин и паротурбинных установок на низкокипящем рабочем теле для утилизации ВНТ и предварительная инженерная проработка данного вопроса, позволяющая рационально решить поставленную задачу. Экономические показатели определяются на основе методик ценообразования и сметного нормирования в строительстве на основе сметно-нормативной базы РФ и разрабатываемого законопроекта РФ «О регулировании выбросов парниковых газов».

Положения, выносимые на защиту:

– новый метод определения величины вредных выбросов в атмосферу, образующихся при угледобыче и генерации электрической энергии на тепловых электростанциях, отнесенных к 1 т добытого угля, и оценки на их основе запасов

источников ВНТ, которые могут быть использованы для децентрализованной генерации электрической энергии;

- обеспечение более эффективной утилизации вредных выбросов, загрязняющих атмосферу, за счет использования результатов исследования синтеза различных сочетаний паротурбинных установок на низкокипящем рабочем теле и тепловых машин обратного цикла и их первичного термодинамического анализ, выполняемого сравнением соответствующих КПД идеального цикла Карно;

- обеспечение более полной утилизации всего потока ВНТ, образующегося в процессе угледобычи, за счет дополнения паротурбинной установки на низкокипящем рабочем теле энергогенерирующей станцией, способной утилизировать ВНТ при температурах более низких, чем температура испарения рабочего тела паротурбинной установки;

- альтернативные схемы генерации электрической энергии с использованием ВНТ и оценка их энергетической эффективности;

- оценка фактического снижения вредных выбросов в атмосферу при использовании для генерации электрической энергии предлагаемого энергогенерирующего комплекса в условиях конкретной шахты.

Степень достоверности и апробация результатов диссертации.

Достоверность результатов, полученных в диссертационной работе, обусловлена корректным использованием положений технической термодинамики и теории горения, известных закономерностей о влиянии парниковых газов на разрушение озонового слоя, использованием сертифицированного оборудования и гостированных методик для проведения экспериментальных исследований.

Основные результаты диссертации представлены в докладах на научных семинарах кафедры технической теплофизики ГОУ ВПО «ДОННТУ», кафедры физики неравновесных процессов, метрологии и экологии ГОУ ВПО «ДОННУ», кафедры техносферной безопасности ГОУ ВПО «ДОННАСА»; региональной

научно-практической интернет-конференции «Энергоэффективные и ресурсосберегающие технологии в оборудовании пищевой промышленности и теплохладотехнике» (ДОННУЭТ им. Туган-Барановского, Донецк, 2018); XII-ой Международной научной конференции аспирантов и студентов «Охрана окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов» (ДОННУ, Донецк, 2018); 14-ой Международной конференции по проблемам горной промышленности, строительства и энергетики «Социально-экономические и экологические проблемы горной промышленности, строительства и энергетики» (ТГУ, Тула, 2018); III-ей Международной научно-технической конференции «Энергетические системы» (БГТУ им. В.Г. Шухова, Белгород, 2018); XVII-ой Республиканской научно-технической конференции «Технологические машины и оборудование» (ДОННТУ, Донецк, 2018).

Личный вклад соискателя. Личный вклад соискателя включает: постановку цели и задач исследования; обоснование методов выполнения теоретических и экспериментальных исследований; аналитические исследования зависимости КПД энергогенерирующего комплекса и соответственно, комплекса вредных выбросов от изменения внешних факторов; анализ вариантов схемы отбора теплоты от первичных источников с различными температурами; разработка схемы гибридного энергогенерирующего комплекса для условий угольной шахты; исследование термодинамических циклов традиционной паротурбинной установки на низкокипящем рабочем теле и гибридного энергогенерирующего комплекса в условиях угольной шахты; определение и сравнительный анализ энергетических характеристик и укрупнённых экономических показателей традиционной паротурбинной установки на низкокипящем рабочем теле и гибридного ЭК в условиях конкретной угольной шахты; выбор методов и разработка способов снижения величины комплекса вредных выбросов в процессе угледобычи.

Публикации. Основные научные результаты диссертации опубликованы в 10 печатных работах, в том числе в 2 рецензируемых научных изданиях; 2 работы

опубликованы в изданиях, входящих в перечень ведущих рецензируемых научных журналов, утверждённый ВАК ДНР, одном патенте на полезную модель и двух патентах на изобретение.

Объём и структура диссертации. Работа состоит из введения, шести основных разделов, выводов, списка сокращений, списка используемых источников и приложений. Общий объём работы составляет 173 страницы, в том числе 149 страниц основного текста, 16 страниц списка использованных источников, состоящего из 133 наименований, 6 страниц приложений.

РАЗДЕЛ 1

АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ АТМОСФЕРЫ В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ КОМПЛЕКСЕ

1.1 Современная энергетика в зеркале Целей устойчивого развития как часть инфраструктуры городского хозяйства

С начала века наступил новый этап научно-технического прогресса. Это привело к появлению новых Глобальных вызовов, что приводит к необходимости обеспечить устойчивое развитие цивилизации. Основное условие развития современной цивилизации – это необходимое количество энергии и материальных ресурсов. При этом имеются в виду не только ископаемые топлива, такие, как нефть или газ, но и истощающиеся запасы питьевой воды, пахотных земель, леса, полезных ископаемых, загрязняющаяся атмосфера. За эти запасы уже началась острая политическая борьба, во многом определяющая межгосударственную политику.

К началу XXI века создана комфортная для человека техносферная цивилизация, паразитирующая на природных, в том числе и биосферных ресурсах Земли, которые формировались миллионы лет до появления человека абсолютно самодостаточно и гармонично. Наша индустриальная цивилизация за 200 лет своего существования поставила мир на порог ресурсной катастрофы. Причиной сложившегося противостояния между природой и созданной человеком техносферы является то, что технический прогресс нарушил естественный ресурсооборот, создав технологии, враждебные природе. Искусственные технологии – это, по сути дела, второсортные копии природных процессов, созданные на узкоспециализированных моделях науки. Такое развитие техногенной цивилизации неизбежно и закономерно. Но в итоге её влияния на

окружающий мир и самого человека перешли критическую границу. При этом в условиях динамично развивающейся глобализации, в так называемое «технологическое развитие», а, следовательно, в уничтожение природных ресурсов, вовлекаются все новые страны и регионы, по сути, все население планеты. Опираясь на результаты анализа цивилизационного развития, выполненного Аноприенко А.Я. с помощью модернизированных нооритмов (на основе циклов Чижевского и циклов Кондратьева) можно сделать предположение что процесс повышения нагрузки на экологическую сферу нашей планеты будет нарастать экспоненциально, подводя мир на грань катастрофы [1]. Очевидно, что существующая парадигма развития современного общества не позволяет преодолеть сегодняшний глобальный кризис по имеющимся фундаментальным лекалам нашей цивилизации. Нужен переход на абсолютно новый качественный уровень производства и иные принципы потребления энергии, которые полностью преобразуют облик существующей цивилизации. Инфраструктура существующей техносферы требует огромного количества энергии, которое современная альтернативная энергетика не способна выработать в обозримом будущем (рисунок 1.1) [2].

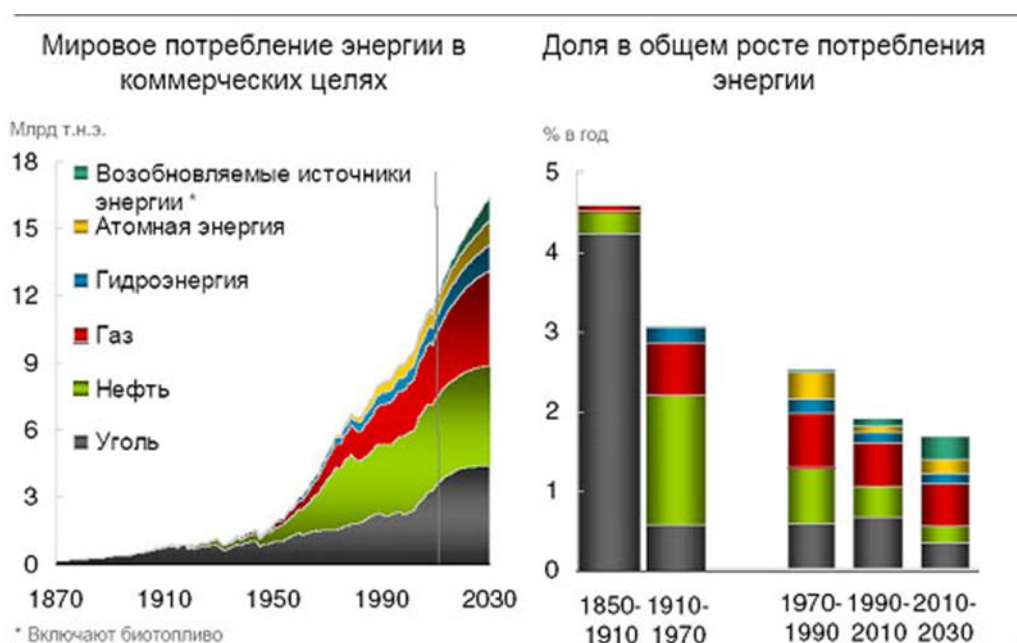


Рисунок 1.1 – Анализ динамики потребления энергии и структура топливного баланса

Направление выхода из этого цивилизационного тупика указывает наука, которая на сегодняшний день предлагает принципиально новые технологии генерации, трансформации, передачи и потребления энергии по образу и подобию процессов, существующих в живой природе – природоподобные технологии. Поэтому стратегической целью нашей цивилизации является создание технологий, органично вписывающихся в природный ресурсооборот на базе развития интегрированной междисциплинарной науки.

Научные исследования по разработке природоподобных технологий развернуты в таких странах, как США, Канада, страны Европейского союза, Япония и в других. Значительное количество научно-технических проектов реализуются в данной области в Российской Федерации и в некоторых странах бывшего СССР также ведутся научно-исследовательские работы в этом направлении. В Российской Федерации создана уникальная структура - Курчатовский НБИКС-центр, не имеющий подобных аналогов в мире. В этом центре на мировом уровне проводятся исследования в области конвергентных наук и ведутся разработки по всему спектру конвергентных технологий. Организована уникальная инновационная научно-практическая и образовательная система междисциплинарной подготовки кадров. Создан первый в мире факультет нано-, био-, инфо- когнитивных технологий (ФНБИК) в Национальном исследовательском университете МФТИ. Базовые элементы и принципы формирования образовательной системы на основе проекта президентской инициативы «Стратегия развития конвергентных технологий» выполнены в соответствии с поручением Президента Российской Федерации.

Вместе с тем природоподобные технологии несут в себе новые глобальные опасности для современной цивилизации. Основные угрозы, которые представляет их реализация, это:

- возможность одновременного их применения как в военной, так и в гражданской области, ярко выраженный их двойственный характер, следовательно, отсутствие средств контроля;

- простота использования и относительно низкая цена реализации этих технологий. доступность и относительная дешевизна технологий, высокая вероятность создания средств поражения в кустарных условиях, упрощенное создание средств доставки;

- отсутствие возможности прогнозировать последствия создания и распространения искусственных живых систем.

Поэтому угроза цивилизационному развитию возникает в условиях одностороннего владения и использования данных технологий. В нынешних условиях особенно опасно использование данных технологий экстремистскими и радикальными группировками. Борьба с этой угрозой требует общих усилий всего мирового сообщества. Поэтому позитивным шагом в формировании новой международной системы безопасности, является принятие соглашения ООН «Преобразование нашего мира: Повестка дня в области устойчивого развития на период до 2030 года», которое в 2015 г. подписала и Россия.

Аналитическим центром при Правительстве Российской Федерации в 2016 и 2017 гг., подготовлены доклады: «Цели устойчивого развития ООН и Россия» и «Экологические приоритеты в Целях устойчивого развития для России». В этих докладах развёрнута дискуссия о дальнейшей стратегии развития России и возможности приближения этой стратегии к модели Целей устойчивого развития (ЦУР) мирового сообщества. Наиболее интересными в этом плане являются результаты форумов по науке, технике и инновациям в интересах достижения ЦУР (МФНТИ). По результатам дискуссии 2017-2018 гг. определены области развития, к которым необходимо повышенное внимание со стороны аппарата ООН, высшего руководства государств и научного сообщества в целом. Это применение дешёвых технологий для удовлетворения основных потребностей человека. Огромное значение имеют упрощённые технологические решения и малозатратные социальные инновации (инновации, которые используют более простые и наименее затратные технологии для решения задач в контексте ЦУР) [3].

На сегодняшний день сформированы 17 Целей, принятых ООН, 169 задач решение которых необходимо для достижения поставленных целей, и 232 специальных индикатора необходимых для сбора и анализа информации о решении задач и достижения целей.

ЦУР 7 – Энергия. Технологические задачи, решение которых ведёт к достижению данной Цели:

- «зелёная» энергетика (чистая и / или возобновляемая энергия);
- возможность доступа к современным экологически безопасным энергетическим услугам всего населения;
- энергоэффективность и энергосбережение.

Реализация Глобальных ЦУР связана с международным межгосударственным сотрудничеством, имеет ярко выраженный экологический вектор. Это ЦУР 13 «Изменение климата», ЦУР 14 «Морские экосистемы», ЦУР 15 «Экосистемы суши». Решение проблемы глобальной стабильности нашей цивилизации зависит от всех государств планеты. Однако Россия, с её уникальными природными ресурсами имеет огромное влияние на экосистему всей планеты и играет ролью глобального экологического донора. Инновационная составляющая Целей 13; 14; 15, очень сильно зависит от условий достижения Цели 7, связанной с удовлетворением энергетических потребности человечества. Решение проблемы изменения климата, защита экосистем от негативного воздействия техногенной цивилизации, во многом зависит от инновационных и технологических решений в области энергетики, от введения принципов безуглеродных и ресурсо-энергосберегающих технологий при производстве, транспортировке, хранении и использовании различных видов энергии и энергоресурсов при условии сохранения темпов роста энергогенерации и энергопотребления.

В 2002 году в развитых странах в расчёте на одного жителя приходилось более 10 кВт·ч энергии всех видов, что в 100 раз больше мускульной энергии человека. По прогнозам Международного центра устойчивого энергетического развития под эгидой ЮНЕСКО (МЦУЭР), к 2030 г. мировое потребление

электроэнергии достигнет 33,4 трлн. кВт·ч, а в 2050 г. – 41,3 трлн. кВт·ч по сравнению с 20 трлн. кВт·ч в 2010 г. Доля электроэнергии в конечном энергопотреблении в инерционном сценарии вырастет в мире с 21,7 % в 2010 г. до 25,5 % в 2030 г. (2050 г. – 26,2 %). В развитых странах этот показатель будет стабилен на уровне 26-27 %, а в развивающихся увеличится с 18,8 % в 2010 г. до 25,6 % в 2030 г. (2050 г. – 28,7 %). Потребления электроэнергии в развивающихся странах растёт опережающими темпами. Это может привести к возрастанию их доли в мировом потреблении с 44 % в 2010 г. до 56 % в 2030 г. и до 61 % в 2050 г. Доля Китая при этом возрастёт с 22,1 % в 2010 г. до 34,5 % в 2030 г. и 37,1 % в 2050 г., что особенно значимо.

В 2017 г. величина спроса на электрическую энергию по ЕЭС России составила 1039,88 млрд. кВт·ч, по прогнозам, к концу 2024 г., величина спроса будет оцениваться в размере 1131,661 млрд. кВт·ч, что больше объёма потребления электрической энергии 2017 г. на 91,781 млрд. кВт·ч. Превышение уровня 2017 г. составит в 2024 г. 8,82 % при среднегодовом приросте за период 1,22 % [4].

Из выступления В.В. Путина на пленарном заседании второго Международного форума по энергоэффективности и развитию энергетики «Российская энергетическая неделя», 3 октября 2018 года, Москва: «...В ближайшие двадцать лет в мире прогнозируется опережающий рост спроса на электроэнергию. Как считают эксперты, к 2040 году её потребление удвоится, тогда как спрос на первичную энергию: нефть, уголь, газ и другие источники – вырастет примерно на 30 процентов. Такие тенденции открывают возможности для наращивания экспорта и самой электроэнергии, и технологий её производства. ...».

На сегодняшний день основная часть электроэнергии вырабатывается на тепловых электростанциях, использующих в качестве топлива органические полезные ископаемые. Мировые генерирующие мощности достигнут 7364 ГВт в 2030 г. и 9288 ГВт в 2050 г. по сравнению с 4570 ГВт 2010 г. В структуре прироста электрогенерации на первом месте стоят угольные тепловые

электрические станции (1088 ГВт в 2010-2030 гг. и 358 ГВт в 2030-2050 гг.) и возобновляемые источники энергии (1231 и 1178 ГВт в 2010-2030 гг. и 2030-2050 гг. соответственно). Но в связи с тем, что на угольных тепловых электрических станциях КИУМ больше чем на других электрогенерирующих станциях то и прирост выработки электроэнергии соответственно будет существенно больше.

В 2017 году в ЕЭС России структура генерации выглядела так: тепловые электрические станция – 66,09 %; гидроэлектростанции – 17,07 %; атомные электростанции – 16,84 %; электростанции промышленных предприятий – 5,72 %; солнечные электростанции – 0,05 %; волновые электростанции – 0,01 %.

Порядка 80 % тепловых электростанций в европейской части страны (включая Урал) для генерации энергии используют газ и мазут. В то время как на востоке России более 80 % работают на угле [5].

Так же, в Докладе о человеческом развитии в Российской Федерации – 2018, Аналитического центра при Правительстве Российской Федерации, даётся прогноз усиления тенденции децентрализации энергетических систем в топливно-энергетическом комплексе, что приведёт к увеличению количества предприятий просьюмеров – потребителей энергии, выступающих на стороне предложения излишков электроэнергии возникающих за счёт энергосбережения и собственного её производства.

Особое значение изложенные тенденции имеют для нашего региона. Исторически обусловлена сосредоточенность значительной части угольных шахт и энергогенерирующих станций Донбасса в населенных регионах, на территории городов и посёлков, многие шахты и тепловые электрические станции являются градообразующими. Эти предприятия, буквально «вплетены» в инфраструктуру городского хозяйства и являются источником комплексного, негативного воздействия на окружающую природу и городскую среду. Таким образом наибольшая экологическая нагрузка приходится на жилые районы и посёлки близлежащих муниципальных, территориальных подразделений. При этом, основные экологически вредные факторы воздействия на атмосферу при

угледобыче и производстве электроэнергии, это выбросы метана, водяных паров, углекислого газа, золы, ВНТ топливно-энергетического комплекса.

Вопросы минимизации негативного воздействия на атмосферу при функционировании различных, в том числе и угольных, предприятий представлены в работах С.П. Высоцкого, Е.С. Матлака, М.Д. Молева, К. Фольке, Г. Сингха. Исследованию процессов энергосбережения и их влиянию на экологию посвящены работы таких учёных, как В.Г. Лисиенко, Я.М. Щёлокова. Вопросы использования угольного шлама и водоугольных смесей, представлены в работах М.В. Губинского. Исследования, связанные с Глобальными вызовами, в области конвергентных наук и природоподобных технологий, достижения ЦУР проводят такие учёные, как М.В. Ковальчук, О.С. Норейкин, С.Н. Бобылёв, Л.М. Григорьев.

1.2 Экологические риски при добыче энергетических полезных ископаемых

Именно традиционные способы производства энергии, такие как сжигание углеводородного топлива, оказывают наибольшее негативное техногенное воздействие на окружающую природную среду и здоровье человека. На уровень экологической опасности при выработке энергии огромное значение имеет вид источника энергии и характеристики используемого топлива. Хотя и достигнуты определённые успехи в использовании «зелёных» источников энергии, традиционные источники по-прежнему остаются в приоритете [6, 7, 8]. Официальная статистика показывает, что основной объём экологически вредных выбросов в атмосферный воздух Российской Федерации осуществляется такими отраслями промышленности, как: нефтедобывающая, электроэнергетика, угольная, газовая, нефтеперерабатывающая. При этом значительная экологическая нагрузка на природу осуществляется предприятиями по добыче топливно-энергетических полезных ископаемых. Предприятия по добыче топливно-энергетических полезных ископаемых это сложная структура

строительных конструкций, машин, устройств управления и контроля, в процессе функционирования которых образуется, хранится, перемещается, огромное количество экологически вредных и опасные вещества, которые являются основным источником экологической опасности, загрязняющим атмосферу, окружающую природу и городскую среду [9]. При угледобыче загрязняется атмосфера, природные и рукотворные водоёмы, нарушается почвенный слой земли. Угольная отрасль является источником сосредоточения огромного количества отходов. Ежегодно в шахты России поступает до 360 млн. м³ воздуха и извлекается более 200 млн. т воды. Детально исследован вред, наносимый окружающей среде шахтами, разрезами и электростанциями в Кемеровской области, где в 8 городах основной является именно угледобыча. В докладе «О состоянии окружающей среды Кемеровской области в 2011 г.» указано, что средняя концентрация отдельных вредных загрязняющих веществ в атмосферном воздухе региона в 2-3 раз выше предельно допустимой по России, а максимальное превышение достигает 18 раз. Суммарный выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух по Кемеровской области составляет более 1,5 млн. тонн в год, а сброс загрязняющих веществ со сточными водами в водные объекты на территории городов и посёлков – более 0,5 млн. кубометров в год. Основным негативным результатом функционирования угольных шахт, разрезов и электростанций области, влияющим на потепление климата, является выброс метана. Этими предприятиями суммарно выбрасываются в атмосферу от 1,5 до 2 млрд. м² метана. Метан, это газ, легче воздуха, который способен гореть даже во влажном состоянии, он является, одним из ключевых парниковых газов. Его попадание в атмосферу негативно сказывается на климате планеты, так как он в 21 раз оказывает большее влияние на потепление климата чем углекислый газ. Начиная с 2000 по 2010 годы пылевые и газовые выбросы в атмосферу Земли, за счет угледобывающих предприятий РФ, увеличились больше чем в два раза с 233 до 549 тыс. т. При транспортировке добываемого угля и выветривания горных пород в атмосферу попадает большой спектр загрязняющих веществ. Этот

процесс приобретает трансграничный характер, так как образующиеся загрязняющие вещества переносятся на значительные расстояния [10].

В работах Г.Е. Мекуш и Ю.М. Елгиной доказана связь смертности трудоспособного населения Кемеровской области в зависимости от вредных выбросов ксенобиотиков предприятиями топливно-энергетического комплекса [11] (смотри приложение А).

При этом, большинство экологически вредных факторов одновременно являются вторичными энергоресурсами и возобновляемыми источниками энергии. Вопросы влияния вредных выбросов на здоровье работников шахт и население угледобывающих регионов представлены в работах В.В. Черкесова, В.М. Валуциной, С.В. Грищенко, И.И. Грищенко.

1.3 Анализ современных технологий и производственного опыта борьбы с вредными выбросами при угледобыче и производстве электроэнергии

Основными способами борьбы с вредными выбросами шахты являются:

– сжигание дегазационного метана на факел, утилизация в газопоршневых и газотурбинных электрогенераторах, утилизация вентиляционного метана с предварительной подготовкой метано-воздушной смеси в метанообогащительных аппаратах мембранного типа и газоразделительных сепараторах центробежного, центробежно-мембранного и вихревого типа. Использование отработанного рудничного воздуха как дутьевого в котельных агрегатах. Катализационное сжигание вентиляционного метана для производства электрической и тепловой энергии в Энергосистемах «VOCSIDIZER»;

– системы пылеподавления очистной и проходческой техники. Устройство водяных завес и смыв пыли с поверхности горных выработок. Аспирационные устройства в узлах перегруза транспортных систем шахты. Системы пылеподавления угольных складов. Механическая уборка угольного шлама на территории предприятия;

— локальное использование теплового загрязнения для технологических нужд и отопления, как напрямую, так и посредством тепловых насосов.

Расчёты специалистов и зарубежный опыт показывают, что решить проблему эффективного использования шахтного метана в настоящее время может только использование когенерационных технологий. К настоящему моменту определенный опыт проектирования и практического использования когенерационных установок ограниченной мощности на промышленных предприятиях, в том числе и на ЧНПП «Синапс» уже накоплен.

Для комплексной оценки загрязнения атмосферы угольными шахтами, необходимо учитывать выбросы вредных веществ при производстве электроэнергии на тепловых электрических станциях, необходимой для обеспечения процесса угледобычи. При этом основными энергосберегающими мероприятиями при добыче угля подземным способом являются: разработка и внедрение более энергоэффективных технологий и оборудования, таких как, повышение удельной энерговооружённости очистной и проходческой техники, внедрение универсальных автоматизированных и роботизированных комплексов и технологий добычи угля, оптимизация шахтных электрических сетей, компенсация реактивной мощности и повышение качества подаваемой электроэнергии, совершенствование внутришахтной транспортной логистики; совершенствование обогащения угля перед отгрузкой потребителю, то есть, снижение потерь угля с отходами и повышение производительности труда на новых автоматизированных обогатительных фабриках, использование в качестве топлива твердых горючих отходов угледобычи и углеобогащения в теплогенерирующих установках; повышение доли полезно используемого шахтного метана от суммарных выбросов в атмосферу, то есть, использование в качестве дутьевого, отработанного рудничного воздуха в теплогенерирующих установках, использование в качестве топлива дегазационного метана в когенерационных установках. Показано, что для повышения экологической безопасности за счёт уменьшения загрязнения атмосферы, в принципе могут быть применены способы прямого преобразования теплоты, образующейся при

утилизации вредных выбросов шахт, в электроэнергию на базе термоэлектрических и термоэмиссионных явлений, а также паротурбинные установки замкнутого цикла на низкокипящем рабочем теле, использующие низкопотенциальное тепло.

В настоящее время высокопроизводительная угольная шахта представляет собой сложную, многоуровневую горнотехническую систему с разветвлёнными связями. Поэтому для её эффективной работы необходимо согласование схем и способов вскрытия, подготовки, схем вентиляции и транспорта и т.д. Современное научное представление об угольной шахте как о сложной функциональной системе основывается на трудах видных отечественных и зарубежных ученых [12] в следующих областях:

- проектирование угольных шахт: А.С. Бурчакова, В.Н. Вылегжанина, В.М. Еремеева, А.С. Малкина, Е.В. Петренко, А.В. Ремезова, В.А. Харченко, М.И. Устинова и др.;
- проектирование рудников и карьеров: акад. РАН К.Н. Трубецкого, чл.-корр. РАН Д.Р. Каплунова, М.В. Рыльниковой и др.;
- технологии подземной разработки пластовых месторождений: А.С. Бурчакова, Н.К. Гринько, А.А. Атрушкевича, А.Б. Ковальчука, В.Н. Фрянова, П.В. Егорова, А.В. Ремезова, В.Д. Явлевского и др.;
- в теории систем и системного анализа: В.Н. Вылегжанина, Н. Винера, Э. Квейда, Дж. Кемени, С.П. Никонорова, С.Л. Оптнера, Е.И. Рогова, Ф.И. Перегудова, Н.П. Федоренко и др.;
- экономико-математического моделирования, оптимизации, экономики горной промышленности и организации: А.С. Астахова, Б.М. Воробьева, С.С. Резниченко, П.З. Звягина, К.К. Кузнецова, А.М. Курносова, Я.В. Моссаковского, В.И. Ганицкого, О.А. Байконурова и др.

Кондиционирование рудничного воздуха – это автоматическое поддержание в горных выработках всех или отдельных параметров воздуха (температуры, относительной влажности, чистоты, скорости движения) на определённом уровне с целью обеспечения главным образом оптимальных метеорологических условий,

наиболее благоприятных для самочувствия людей, ведения технологического процесса угледобычи в соответствии, с нормативными документами ПБ.

В прошлом веке активно развивалось такое техническое направление как кондиционирование воздуха, в этот период были сделаны основные изобретения в этой отрасли прикладной науки. Техника кондиционирования воздуха развивалась параллельно по нескольким ветвям:

- разработка и усовершенствование машин для искусственного получения холода;
- разработка и усовершенствование машин для кондиционирования воздуха (теплообменники для охлаждения, осушения, увлажнения) и транспортировки жидкостей и газов (насосы и вентиляторы);
- создание научных теорий основ: термодинамика жидкостей и газов, тепло- и массообмена, автоматического регулирования, создание и совершенствование методик, описывающих физические процессы и расчёта отдельных элементов системы кондиционирования воздуха;
- разработка и усовершенствование схемно-параметрических решений систем кондиционирования воздуха в зданиях и сооружениях различного назначения (в том числе и горно-шахтных) [13].

Исследования эффективности регулирования тепловых условий горных выработок, проводимые специалистами МакНИИ (Яковенко А.К., Майбенко Н.И., Климов А.А.) показывают, что современные системы кондиционирования воздуха горных выработок являются крупными потребителями энергетических и материальных ресурсов. Кондиционеры, применяемые в шахте, обладают значительными габаритами, они более громоздки, чем кондиционеры общего назначения и имеют более высокое аэродинамическое сопротивление, поэтому при проведении горных выработок большой протяженности их монтаж и эксплуатация связана со значительными трудозатратами и повышением себестоимости угледобычи [14].

Значительные перспективы имеют тригенерационные установки при использовании эжекторных холодильных машин, работающих на легкокипящих

экологически чистых холодильных агентах. В 2010-2014 гг. в Одесской национальной академии пищевых технологий в содружестве с национальным Тайваньским университетом и Ноттингемским университетом (Великобритания) были созданы и испытаны несколько высокоэффективных экспериментальных эжекторных холодильных машин, работающих на хладагентах R141b и R245fa, значения тепловых коэффициентов которых в реальных рабочих условиях эксплуатации составили 0,5-0,6, что сопоставимо с показателями абсорбционных холодильных машин. Это свидетельствует о перспективности применения теплоиспользующих эжекторных холодильных машин, работающих на легкокипящих хладагентах в различных системах хладоснабжения [15].

На угольных шахтах Германии (Рурский бассейн) при увеличении горизонта разработки угольных пластов на каждые 100 м, температура пород повышается на 5-6 °С, а температура воздуха при этом увеличивается на 2 °С. В современных глубоких шахтах значительно увеличилась нагрузка на забой поэтому резко выросла энерговооружённость добычных участков установленная мощность оборудования в лаве, достигает 800-1000 кВт. При разработке угольных пластов на больших глубинах, необходимо увеличивать количества подаваемого воздуха, нисходящего проветривания и более интенсивно его охлаждать. Несмотря на значительные сечения выработок (28-32 м²), с помощью потока охлажденного воздуха, при максимально допустимой скорости его движения, невозможно обеспечить требуемую доставку холода на рабочее место, поэтому, в глубоких шахтах воздух охлаждают с помощью специальных подземных установок кондиционирования воздуха. Для этого горные выработки оснащаются системами общешахтного и локального кондиционирования:

1. В проходческих забоях размещаются холодильные машины непосредственного охлаждения.
2. Промежуточный хладоноситель применяется в холодильных машинах, располагаемых на значительном расстоянии от потребителей холода.
3. Комбинированные установки – холодильные машины размещаются, как на поверхности, так и в горных выработках.

Отвод тепла от подземных холодильных машин осуществляется:

- после нагрева воды её сбрасывания в систему водоотлива;
- водоохладители, устанавливаются непосредственно на исходящей струе воздуха;
- с помощью конденсаторов с воздушным охлаждением, а также избыточное тепло сбрасывается в ресиверах хладагента с водяным охлаждением;
- с помощью хладоносителя в конденсаторе высокого давления;
- с помощью холодной воды в прямоточной схеме или с помощью воды, циркулирующей по замкнутому контуру в оборотной схеме и охлаждаемой исходящей вентиляционной струей.

Начиная с 90-х годов основные мировые производители химической продукции разработали и вывели на рынок однокомпонентный озонобезопасный хладагент R134a. Позже были разработаны озонобезопасные смеси, относящиеся к группе гидрофторуглеродов (ГФУ) (R404A, R407C и др.). Были получены смесевые хладагенты группы гидрохлорфторуглеродов (ГХФУ), что позволило значительно снизить эксплуатационные затраты.

В настоящее время субъектами холодильной отрасли ведется активный поиск замены хладагентам группы ГХФУ. По степени опасности разрушения озонового слоя Земли галоидопроизводные углеводороды делятся на 3 группы:

1. Хлорфторуглероды ХФУ – обладают высокой озоноразрушающей активностью. Хладагенты этого типа включают: R11, R12, R13, R113, R114, R115, R500, R502, R503, R12B1, R13B1.

2. Гидрохлорфторуглероды ГХФУ – это хладагенты с низкой озоноразрушающей активностью. К ним относятся: R21, R22, R141b, R142b, R123, R124.

3. Гидрофторуглероды ГФУ, фторуглероды ФУ, углеводороды.

Хладагенты, не содержащие хлор, считаются полностью озонобезопасными. Таковыми являются хладагенты R134, R134a, R152a, R143a, R125, R32, R23, R218, R116, RC318, R290, R600, R600a, R717 и др.

Недавно разработанные компрессоры, используют R290 (пропан) и CO₂ (диоксид углерода) в качестве рабочего тела. Это достойная замена азеотропной смеси R410a применяемой в качестве хладагента в тепловых насосах «воздух-вода».

Смеси отдельных хладагентов с разнообразными параметрами это зеотропные и азеотропные хладагенты. Азеотропная смесь – механическая смесь нескольких хладагентов, которые в определенных пропорциях являются хладагентом с одной температурой кипения, отличающейся от температур кипения составных частей. Азеотропные смеси кипят при постоянной температуре, при этом постоянный состав пара и жидкости сохраняется. Параметры азеотропной смеси являются противоположными зеотропным хладагентам [16, 17].

Использование ВНТ на базе тепловых насосов в теплоэнергетике известно давно. Первый тепловой насос изобрел лорд Кельвин [18]. С тех пор теория и конструкции тепловых насосов и холодильных машин постоянно совершенствуются, этот процесс длится более ста пятидесяти лет. По прогнозам Мирового Энергетического комитета к 2030 г. все развитые страны мира перейдут на теплоснабжение с помощью тепловых насосов [19, 20, 21]. Первые станции и установки по использованию ресурсов как высокотемпературной (температура флюида более 150-180 °C), так и с низкой температурой подземных горизонтов (от 4 °C до первых десятков градусов) геотермальной энергии показали достаточную рентабельность и в целом экономическую целесообразность дальнейшего расширения работ по использованию этого возобновляемого природного энергетического ресурса. При этом, тепловые насосы – экологически чистые и компактные устройства. В условиях удорожания топливных ресурсов, увеличения тарифов на электроэнергию и роста затрат на традиционные способы теплоснабжения они представляют альтернативную технологию для отопления и горячего водоснабжения. А объём же выработанного тепла за счёт использования геотермальных ресурсов эквивалентен ежегодной экономии 307,8 млн баррелей (46,2 млн. т) нефти и предотвращает выброс в атмосферу 46,6 млн. т углерода и

148,2 млн. т углекислого газа. Эти огромные цифры говорят о возможности экономии потребления сжигаемых видов топлива и о снижении при этом его вклада в развитие парникового эффекта, приводящего к негативному изменению климата на планете. В России тепловые насосы включены в «Перечень объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности» (утверждено постановлением Правительства РФ от 17 июня 2015 г. № 600). Кроме того, «создание комплекса технологического оборудования и разработка типовых технических решений по использованию тепловых насосов в системах теплоснабжения в крупных городах и городских образованиях» представлены, как одно из приоритетных направлений научно-технического прогресса в энергетике по направлению «Теплоснабжение» в Энергетической стратегии России на период до 2030 г. [10].

В гидроэнергетике появились проекты, в которых для когенерации используется наряду с гидродинамической энергией и ВНТ водного потока, а также тепловые потери электрогенераторов.

Для получения искусственного холода с разными значениями температур, необходимыми для осуществления различных технологических процессов (в пищевой, химической, металлургической, горной, нефтяной, газовой и медицинской промышленности), используются холодильные машины. Эти установки широко применяют в строительной отрасли, для создания комфортных параметров окружающей среды в помещениях, в технологическом кондиционировании воздуха, в транспортных машинах, в опреснительных установках и других устройствах [22]. Поэтому за сто пятьдесят лет развития холодильной техники термодинамические циклы тепловых насосов, холодильных машин и паротурбинных установок достаточно хорошо исследованы и изучены.

Известна геотермальная электростанция бинарного цикла [23] в которой рабочим телом первого контура является геотермальный пар непосредственно из скважины, рабочим телом второго контура является изобутан, испарение которого происходит за счет отвода теплоты конденсации геотермального пара.

- 1 – добычная скважина; 2 – нагнетательная скважина; 3 – сепаратор; 4 – паровая турбина; 5 – генератор; 6 – турбина на низкокипящем рабочем агенте; 7 – конденсатор-испаритель; 8 – пароперегреватель; 9 – воздушный конденсатор; 10 – ресивер; 11 – циркуляционный насос; 12 – нагнетательный насос

Рисунок 1.2 – Тепловая схема геотермальной электростанции бинарного цикла

Известен также, обратный энергетический цикл, в котором хладагент сжимают в компрессоре, охлаждают после компрессора с передачей теплоты рабочему телу и расширением в детандере с получением внешней работы, конденсацию рабочего тела проводят при температуре меньшей температуры окружающей среды, температуру хладагента перед сжатием в компрессоре снижают ниже температуры окружающей среды путём рекуперативного теплообмена, хладагент в детандере охлаждают до температуры ниже температуры конденсации рабочего тела и подают его в конденсатор, где используют в качестве теплоприемника, а рабочее тело перед турбиной дополнительно нагревают с применением низкопотенциального теплового источника [25].

При проведении исследований перспективы применения паротурбинных установок с низкокипящим рабочим телом в качестве потребителей ВНТ, оказалось, что вновь разрабатываемая паротурбинная установка, в которой рабочим телом является фреон R-22, горячим источником является вода, нагреваемая до плюс 90 °С, холодный источник – холодная водопроводная вода с температурой плюс 12 °С (температурный напор 78 °С), для работы паротурбинной установки был взят термодинамический цикл Ренкина. Результаты термодинамического анализа экспериментов выявили КПД установки в районе 16 %. По их результатам построен термодинамический цикл установки. Разработана методика, позволяющая проводить испытания и определять алгоритм расчёта подобных установок.

Известна гидроэлектростанция, которая для выработки электроэнергии использует не только гидромеханическую энергию водного потока, но и низкопотенциальную тепловую энергию водной среды и ВНТ, образующуюся при отводе тепловых потерь электрогенератором. В конструкции данной гидроэлектростанции рубашка охлаждения электрогенератора термодинамически связана со входом теплового насоса, что позволяет освоить весь поток тепловых потерь электрогенератора и повысить коэффициент первичной энергии (КПЭ) данного устройства [26].

Известно, что в начале 90-х при скорном строительстве шахтных стволов, шахтопроходческими строительными управлениями № 3 и № 4 треста «Донецкшахтопроходка» на шахтах: «Глубокая», «Стаханова», «Красноармейская западная», воздух системы охлаждения передвижных компрессорных станций использовался для воздушного отопления и технологических нужд передвижных блочных ремонтных мастерских, прачечных и ангара для хранения и обслуживания бурильного комплекса БУКС-1М.

Также часто используется, как возобновляемые источники энергии гидростатическое давление столба жидкости, за счёт перепада высот, расположенных на разных горизонтах шахты, горных выработок,. С целью хранения излишков солнечной и ветровой энергии и использования их в периоды пиковой нагрузки, угольная шахта Проспер-Ханиель в Германии переведена в режим гидроаккумуляции после окончания срока её эксплуатации.

Порядка 20 % выработки электрической энергии приходится на гидроэлектростанции [27]. Разработана теория высоконапорных гидроагрегатов. Оборудование гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций различной мощности, стандартизировано и производится серийно [28].

Эффект Зеебека – явление возникновения ЭДС в замкнутой электрической цепи, состоящей из последовательно соединённых разнородных проводников, контакты между которыми находятся при различных температурах. Данный эффект был открыт ещё в 1821 г. Т.И. Зеебеком [29]. Этот эффект получил широкое применение для измерения температуры и ряда других неэлектрических величин [30]. Известен термоэлектрический генератор на газовом топливе ТЭГ-15 предназначенный для получения электрической энергии для питания аппаратуры учёта расхода газа путём преобразования тепловой энергии сжигания газового топлива в электрическую. Генератор предназначен, так же для организации автономного и резервного питания любых систем контроля и дистанционного управления и успешно эксплуатируется на удаленных газораспределительных пунктах и других безлюдных объектах и обеспечивает питание, независимое от внешних источников электрической энергии. Известен термоэлектрический

преобразователь содержащий корпус с расположенной в нем диэлектрической подложкой, на поверхности которой размещены плёночный резистивный нагреватель, термобатарея соединенных термопар, каждая из которых состоит из двух ветвей, горячего и холодного спаев, при этом горячие спаи находятся в тепловом контакте с нагревателем, а холодные – с корпусом и частотно-зависимый корректирующий каскад, образованный конденсаторами и участком нагревателя, не имеющим теплового контакта с термопарами термобатареи, а также дополнительный термопарный элемент, соединенный с термобатареей последовательно-встречно, разноименные спаи термопар которого находятся в тепловом контакте соответственно с корпусом и входящим в состав корректирующего каскада участком нагревателя [31].

Эрлифт, или «воздушный подъёмник», впервые в промышленности применён русскими инженерами Шуховым и Бари, о чём упоминает Д.И. Менделеев в 1886 г. Одним из первых учёных, который предложил методику расчёта эрлифта, основанную на теории подобия и анализе экспериментальных исследований, был проф. В.Г. Гейер. Специалисты ДПИ под руководством профессора Гейера исследовали все режимы эрлифтных установок, используемых как на шахтах для подъема пульпы на поверхность и чистки подземных шламосборников, так и применяемых на тепловых электрических станциях в системах золошлакоудаления, а также для гидротранспорта различных видов пульпы на обогатительных фабриках и других предприятиях [32, 33, 34].

В настоящее время существуют технологии, позволяющие энергоэффективно использовать метан отработанного вентиляционного воздуха с достаточно низкой концентрацией при помощи термического окисления на катализаторах. При комбинировании этих технологий с системами рекуперации тепла, они могут быть использованы для энергоснабжения шахт, централизованном теплоснабжении городской инфраструктуры, либо в паровых турбинах, генерирующих электроэнергию. В Австралии, США, Китае на нескольких крупных угледобывающих предприятиях для борьбы с вредными выбросами в демонстрации возможности

данных систем в коммерческих масштабах внедрены «VAM» технологии утилизации вентиляционного метана для производства электрической и тепловой энергии. В крупном проект реализован в Китае в 2010 г. внедрены шесть установок «VOCSIDIZER», фирмы «MEGTEC Systems», утилизирующей метан исходящей, вентиляционной струи, расходом $235000 \text{ м}^3/\text{час}$ ($3916 \text{ м}^3/\text{мин}$). В Австралии при реализации «VAM» технологии получают электричество из исходящей вентиляционной струи, в результате утилизации низкоконцентрированного метана в горелках каталитического типа. Вентиляционная струя в условиях ГП «Шахта им. А.Ф. Засядько», расходом $255000 \text{ м}^3/\text{час}$ может дать приблизительно 5 МВт электричества. В Австралийском проекте «WestVAMP» в тепло и электричество преобразовывается приблизительно одна пятая отработанного рудничного воздуха. Практика показала, что энергосистемы «VOCSIDIZER» работают с малыми концентрациями метана, даже такими, как 0,1 %, без дополнительных энергозатрат. Эффективность энергосистемы «VOCSIDIZER» при получении тепла и электричества может достигать 98 %. Так как нет пиков температуры в зоне реакции окисления CH_4 , оксиды азота не образуются. Показано, что температура отработанного рудничного воздуха на выходе из установки на $60 \text{ }^\circ\text{C}$ выше, чем на входе в установку, при этом энергия струи расходом $800\,000 \text{ м}^3/\text{час}$ с концентрацией метана 0,5-1 % может генерировать 72 МВт тепловой энергии [35, 36].

Выводы по разделу 1

1. Изменения в структуре угольной промышленности в конце прошлого века обнажили экологические проблемы, возникающие в процессе угледобычи. Обострение экологических проблем в угледобывающих регионах происходит за счёт вовлечения в производственный процесс угледобычи геологических структур Земли, подземной и приповерхностной атмосферы и водных бассейнов, на территории которых находятся угледобывающие предприятия. Процесс трансформации угольной промышленности продолжается и сегодня, поэтому проблема обеспечения нормальных условий жизнедеятельности населения шахтёрских территорий и минимизация негативного воздействия возникающих

экологически вредных факторов на окружающую природную среду, в частности на атмосферу городов угледобывающих регионов остается актуальной и на сегодняшний день. Для достижения представленных целей необходимо решить следующие задачи:

- выявить природную и техногенную составляющую экологически вредных факторов, негативно влияющих на экосистему и инфраструктуру городов угледобывающих регионов;

- оценить негативное воздействие выявленных факторов на процессы, протекающие в геологической среде, гидросфере и атмосфере в результате угледобычи;

- разработать комплекс методов и методик эколого-атмосферных наблюдений за вредными выбросами, возникающими при угледобыче и электрогенерации;

- разработать план технических мероприятий для минимизации негативного воздействия процесса угледобычи на окружающую среду в виде выбросов в атмосферу парниковых газов, ксенобиотиков и низкопотенциального теплового загрязнения.

2. Внедрение установок использующих бросовое, низкопотенциальное тепло (менее 100 °C), как первичный источник для получения электроэнергии и высокопотенциального тепла заданными параметрами, с переменным успехом осуществляется лишь последние 5-10 лет. Обзор зарубежной литературы показывает, что многие работы по исследованию и проектированию установок данного типа проводятся в режиме секретности по причине защиты конкурентных интересов внедряющих их компаний.

3. Исторически обусловлена сосредоточенность значительной части угольных шахт и тепловых электрических станций Донбасса в населенных регионах, на территории городов и посёлков, многие шахты являются градообразующими. Таким образом наибольшая экологическая нагрузка приходится на жилые районы и посёлки близлежащих муниципальных, территориальных подразделений. При этом, большинство экологически вредных

факторов угледобывающих регионов одновременно являются вторичными энергоресурсами и возобновляемыми источниками энергии.

4. В связи с изложенным выше возникает потребность анализа, расчета и проектирования энергогенерирующих систем и холодильных машин, на основе тепловой машины использующих ВНТ и высокопотенциальную гидравлическую энергию за счёт гидростатического столба жидкой фазы рабочего тела, как первичный источник для получения электроэнергии в условиях угольной шахты, что автоматически приводит к повышению экологической безопасности атмосферы региона за счёт значительного снижения негативного воздействия на прилегающие к угледобывающему предприятию жилые районы и посёлки, и переводит само предприятие в категорию просьюмеров – потребителей энергии, выступающих и на стороне предложения электроэнергии.

5. Полученные в результате утилизации вторичных энергоресурсов и возобновляемых источников энергии (которые одновременно являются экологически вредными факторами), излишки электроэнергии получаемые в процессе угледобычи могут быть использованы для нужд ЖКХ, обслуживающего, как служебный и ведомственный фонд жилья самой шахты, так и жилой фонд близлежащих муниципальных, территориальных подразделений. Электроэнергия, передаваемая шахтой комплексу жилищно-коммунального хозяйства может быть использована в качестве источника для отопления в осенне-зимне-весенний период и источника горячего водоснабжения – круглогодично. Это может значительно снизить себестоимость услуг, предоставляемых жилищно-коммунальным хозяйством конечному потребителю, особенно после завершения срока окупаемости энергогенерирующего комплекса.

РАЗДЕЛ 2

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ, ЗАПАСОВ ВТОРИЧНОЙ И НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНОЙ ТЕПЛОТЫ УГОЛЬНОЙ ШАХТЫ

Основной целью разработки данной методики является повышения уровня экологической безопасности атмосферы городов угледобывающих регионов за счёт уменьшения загрязнения при функционировании угольных шахт.

2.1 Природные и техногенные вредные выбросы при угледобыче

2.1.1 Комплексный анализ удельных выбросов загрязняющих веществ

Основными экологически вредными факторами при угледобыче подземным способом, исследуемыми в данной работе, являются выбросы метана и низкопотенциальное тепловое загрязнение. Метан – один из ключевых парниковых газов, негативно сказывающийся на климате планеты. По сравнению с углекислым газом негативный эффект от выбросов метана в 21 раз выше [37]. В условиях рассматриваемой шахты, за годовой цикл работы, для добычи 1 т угля в среднем, потребляется 84,5 кВт · ч электроэнергии от внешнего источника (тепловой электрической станции) [38]. Проведём комплексный анализ удельных выбросов загрязняющих веществ и низкопотенциального теплового загрязнения приведенных к 1 т добытого угля, как на самой угольной шахте, так и на тепловой электрической станции при производстве электроэнергии необходимой для обеспечения процесса угледобычи, использующей в качестве топлива антрацит с низшей теплотой сгорания 22 МДж/кг.

Тепловая электрическая станция

$$B = W_{\Gamma} \cdot B_{\text{уд}}, \quad (1)$$

где B – количество реального топлива необходимое для добычи 1 т угля, т;

W_{Γ} – потребление электроэнергии для добычи 1 т угля, кВт · ч, $W_{\Gamma} = 84,5$ кВт · ч;

$B_{уд}$ – расход реального топлива (антрацита) на выработку 1 кВт · ч электроэнергии на тепловой электрической станции, т/кВт · ч, $B_{уд} = 0,47 \cdot 10^{-3}$ т/кВт · ч.

$$B = 84,5 \cdot 0,47 \cdot 10^{-3} \text{ т.}$$

При сжигании 1 кг рассматриваемого топлива, удельные выходы продуктов сгорания составят: углекислоты – 1,254 м³/кг; водяных паров – 0,426 м³/кг; летучей золы – 0,23 кг/кг. Потребление кислорода при этом составит 1,35 м³/кг. Тогда, сжиганию твердого топлива в количестве B , соответствуют следующие показатели загрязнения окружающей среды:

– выбросы углекислоты и водяных паров:

$$V_{CO_2} = 49,8 \text{ м}^3; V_{H_2O} = 16,92 \text{ м}^3;$$

– выход золы $A_z = 9,14 \cdot 10^{-3}$ т;

– количество потребляемого кислорода: $V_{O_2} = 53,6 \text{ м}^3$ [39, 40].

Выбросы водяного пара постоянно происходят в градирнях тепловых электрических станций. Расход охлаждающей воды на 1 кВт установленной мощности тепловых электрических станций, оборудованных конденсационными турбинами, 0,16-0,20 м³/ч (160-200 кг/ч или 0,05 кг/с). При выработке 84,5 кВт · ч электроэнергии необходимый расход охлаждающей воды составит – 4,25 кг. Потери охлаждающей воды в виде пара в испарительных градирнях, составляет 2 %, то есть 0,085 кг или $V_{H_2O_{гр}} = 0,11 \text{ м}^3$ (при атмосферном давлении и 0 °С), составят:

$$V_{H_2O \text{ ТЭС}} = V_{H_2O} + V_{H_2O_{гр}}, \quad (2)$$

где $V_{H_2O \text{ ТЭС}}$ – суммарные удельные выбросы водяного пара тепловой электрической станции, приведенные к 1 т добытого угля, м³/т;

$V_{H_2O_{гр}}$ – удельные потери охлаждающей воды в виде пара в испарительных градирнях, m^3/t , $V_{H_2O_{гр}} = 0,11 m^3$,

$$V_{H_2O_{ТЭС}} = 16,92 + 0,11 = 17,03 m^3.$$

При общем КПД тепловой электрической станции порядка 45 %:

$$W_{тз} = \frac{W_{1т}}{1 - \eta}, \quad (3)$$

где $W_{тз}$ – низкопотенциальное, тепловое загрязнение, приведенное к 1 т добытого угля, МДж;

η – тепловой КПД электрической станции, $\eta = 0,45$.

$$W_{тз} = \frac{84,5}{1 - 0,45} = 153,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 553 \text{ МДж}.$$

Рассматриваемая шахта

Средняя газоносность угольных пластов шахты составляет: $V_{\Sigma CH_4} = 21 m^3/t$.

Шахтной когенерационной установкой используется 15 % метана.

$$V_{CO_2_{эkv.}} = V_{CH_4} \cdot K_{CH_4}, \quad (4)$$

где $V_{CO_2_{эkv.}}$ – выбросы метана при добыче 1 т угля, в CO_2 эквиваленте, m^3 ;

V_{CH_4} – выбросы метана при добыче 1 т угля, m^3 , $V_{CH_4} = 17,85 m^3$;

K_{CH_4} – коэффициент опасности метана для потепления атмосферы, $K_{CH_4} = 21$.

$$V_{CO_2_{эkv.}} = 17,85 \cdot 21 = 375 m^3.$$

Как было показано в работе [41], в пределах шахты на каждую тонну добытого угля приходится до 180 кг угольного шлама и отходов углеобогащения с фракций 0-1 мм. Усреднённый, экономически целесообразный коэффициент утилизации и обогащения шлама до водоугольной топливной суспензии на территории шахты, можно принять равным 50 % [42]. Выбросы угольного шлама

которые могут быть утилизированы и трансформированы в ВНТ, составляют $A_{\text{уп}} = 90 \cdot 10^{-3}$ т.

Низкопотенциальное тепловое загрязнение носит как природный, так и техногенный характер. Природная составляющая – это теплота, выделяемая горными породами и выносимая на поверхность шахтными водами и отработанным рудничным воздухом [43, 44, 45].

$$W_{\text{во}} = c \cdot m_{\text{во}} \cdot \Delta T, \quad (5)$$

где $W_{\text{во}}$ – количество низкопотенциальной теплоты выбрасываемое водоотливом приведенное к 1 т добытого угля, МДж;

c – удельная теплоемкость воды, Дж/(кг · К), $c = 4187$ Дж/(кг · К);

$m_{\text{во}}$ – среднее количество откачиваемой воды, приведенное к 1 т добытого угля, кг, $m_{\text{во}} = 2696$ кг;

ΔT – перепад температур откачиваемой воды на входе в насос водоотлива и зеркале отстойника при температуре замерзания, °С, $\Delta T = 49$ °С;

$$W_{\text{во}} = 4187 \cdot 2696 \cdot 49 = 553,1 \text{ МДж.}$$

Величину выбрасываемых водяных паров с зеркала шахтных отстойников принимаем 2 %, тогда:

$$V_{\text{H}_2\text{O}_{\text{шв}}} = m_{\text{во}} \cdot 0,02 \cdot \rho_{\text{H}_2\text{O}}, \quad (6)$$

где $\rho_{\text{H}_2\text{O}}$ – плотность водяного пара, кг/м³, $\rho_{\text{H}_2\text{O}} = 0,79$ кг/м³;

$$V_{\text{H}_2\text{O}_{\text{шв}}} = 2695,7 \cdot 0,02 \cdot 0,79 = 42,6 \text{ м}^3.$$

Для соблюдения технологического процесса и правил безопасности при добыче угля подземным способом, тепловой режим горных выработок необходимо поддерживать, в пределах, регламентируемых нормативно-правовыми документами [46, 47]. Для этого необходимо интенсивное проветривание горных выработок.

Тогда

$$W_{\text{орв}} = c_{\text{рвоз}} \cdot m_{\text{рвоз}} \cdot \Delta T_{\text{рвоз}}, \quad (7)$$

где $W_{\text{орв}}$ – количество низкопотенциальной теплоты выбрасываемое с отработанным рудничным воздухом, МДж;

$c_{\text{рвоз}}$ – удельная теплоёмкость отработанного рудничного воздуха, Дж/кг·К,
 $c_{\text{рвоз}} = 1000 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К};$

$m_{\text{рвоз}}$ – количество отработанного рудничного воздуха, приведенное к 1 т добытого угля, кг, $m_{\text{рвоз}} = 11805 \text{ кг};$

$\Delta T_{\text{рвоз}}$ – разность температур отработанного рудничного воздуха на выходе из ствола и атмосферного воздуха при выполнении замеров, К,
 $\Delta T_{\text{рвоз}} = 26 \text{ К}.$

$$W_{\text{орв}} = 1000 \cdot 118805 \cdot 26 = 301 \text{ МДж}.$$

Техногенная часть низкопотенциального теплового загрязнения угольной шахты представляет собой тепловые потери электрооборудования. Величина тепловыделений, рассеиваемая электрооборудованием в окружающую среду, и отводимая шахтными водами и отработанным рудничным воздухом в атмосферу, зависит от нагрузки электрооборудования. Поэтому в рамках опытно-конструкторских работ проведено экспериментальное исследование нескольких образцов типового горно-шахтного электропривода. На стендах испытательной лаборатории ГУ «НИИВЭ» проведены испытания электродвигателя ЭКВД 3,5-36 – привода подачи очистного комбайна и электродвигателя ВРВА 160М2-1У2.5 – привода вентилятора местного проветривания, в результате которых и определена величина тепловыделений в зависимости от нагрузочных характеристик электродвигателей с целью экспериментально подтвердить расчёты техногенной составляющей низкопотенциального, теплового загрязнения.

2.1.2 Испытания типовых образцов шахтного электропривода

На стендах испытательной лаборатории ГУ «НИИВЭ» (рисунок 2.1 и рисунок 2.2) в соответствии с ГОСТами, проведены стендовые испытания электродвигателя ЭКВД 3,5-36 – двигателя с водяным охлаждением, привода гидростанции очистного комбайна и электродвигателя ВРВА 160М2-1У2,5 – двигателя воздушного охлаждения, привода вентилятора местного проветривания, в результате которых экспериментально были установлены рабочие характеристики машин, в том числе КПД и величина тепловыделений ($P_1 - P_2$) в зависимости от степени загрузки электродвигателей необходимые для дальнейшего анализа и оценки техногенной составляющей ВНТ. Схема подключения приборов показана на рисунке 2.3.



Рисунок 2.1 – Стенд для испытания электродвигателей до 1000 кВт

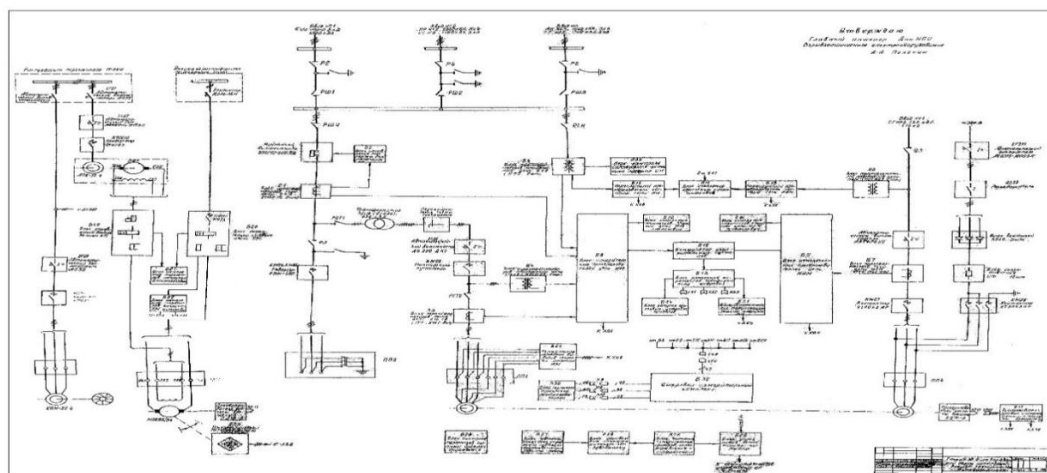


Рисунок 2.2 – Схема стенда общих испытаний электрических машин

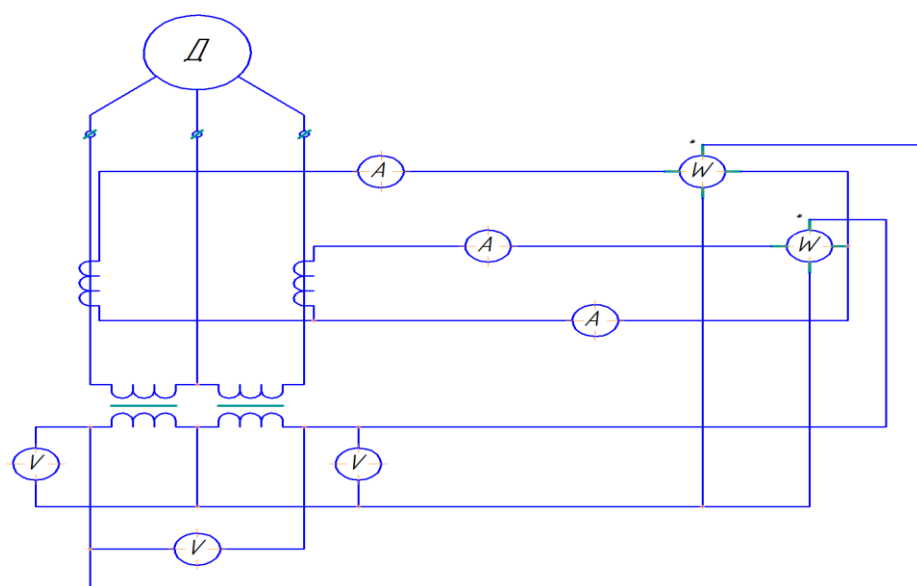


Рисунок 2.3 – Схема подключения приборов

2.1.2.1 Испытания электродвигателя ЭКВД 3,5-36

Расчёт КПД выполняем по результатам опытов непосредственной нагрузки при номинальном напряжении, методом отдельных потерь в соответствии с ГОСТ 7217-87 (программу и условия испытаний смотри в приложении Б).

Двигатель устанавливается на стенд и выдерживается сутки в помещении лаборатории. На лобовые части обмоток статора устанавливаются термодатчики, к двигателю подключаются измерительные приборы (смотри рисунок 2.4).

Измеряем:

- $t_{обм}$ (°C) – температура обмотки статора в холодном состоянии (равна температуре окружающего воздуха в помещении лаборатории);
- $R_{ф0}$ (Ом) – активное сопротивление обмотки фазы статора постоянному току, в холодном состоянии.

Потери в стали и механические потери, определяем из опыта холостого хода. В данном режиме, двигатель работает на холостом ходу в течении 3-х часов (до достижения $t_{обм}$ установившегося теплового состояния). Отключаем питание двигателя и принудительно, с помощью ленточного тормоза останавливаем ротор.

Измеряем:

– $R_{\phi 1}$ (Ом) – активное сопротивление обмотки фазы статора постоянному току, (не позже 30 с после отключения питания двигателя).

Включаем питание двигателя. Двигатель работает на Х. Х.

Измеряем:

- $U_{0л}$ (В) – линейное напряжение на силовых клеммах коробки выводов;
- $I_{0л1}, I_{0л2}, I_{0л3}$ (А) – линейные токи обмоток статора;
- P_0 (кВт) – подводимая активная мощность в режиме Х. Х.

Измерения выполняем при различных значениях $U_{0л}$. Первое измерение выполняем при значении $U_{0л} = 1,3 \cdot U_{ном}$. Последующие измерения производим снижая $U_{0л}$, с шагом $\sim 50 \div 55$ В (одно из измерений должно быть выполнено при $U_{0л} = U_{ном}$). Значение $I_{0л}$ при этом будет снижаться. Измерения производим до тех пор, пока $I_{0л}$ не начнёт расти. Последнее значение $I_{0л}$ должно быть минимальным. Шаг по напряжению может быть уточнён, так как необходимо выполнить не менее 8 измерений. По полученным данным в Microsoft Excel, выполняем расчёт и определяем точки рабочей характеристики суммарных потерь: в стали $P_{ст}$ (Вт) и механических потерь $P_{мех}$ (Вт) (рисунок 2.4).

$$(P_{ст} + P_{мех}) = P_0 - P_m, \quad (8)$$

где $(P_{ст} + P_{мех})$ – суммарные потери, Вт;

P_m – потери в обмотке статора от тока холостого хода при сопряжении фаз в «звезду», Вт.

$$P_m = 3 \cdot I_{0л}^2 \cdot R_{\phi 1}, \quad (9)$$

Результаты опыта холостого хода сводим в таблицу 2.1.

Используя мастер диаграмм, полиномиальную функцию линии тренда, строим график зависимости $(P_{ст} + P_{мех})$ от $U_{0л}$, определяем аналитическую зависимость по данным эксперимента с величиной достоверности аппроксимации больше $R^2 = 0,95$ (рисунок 2.5).

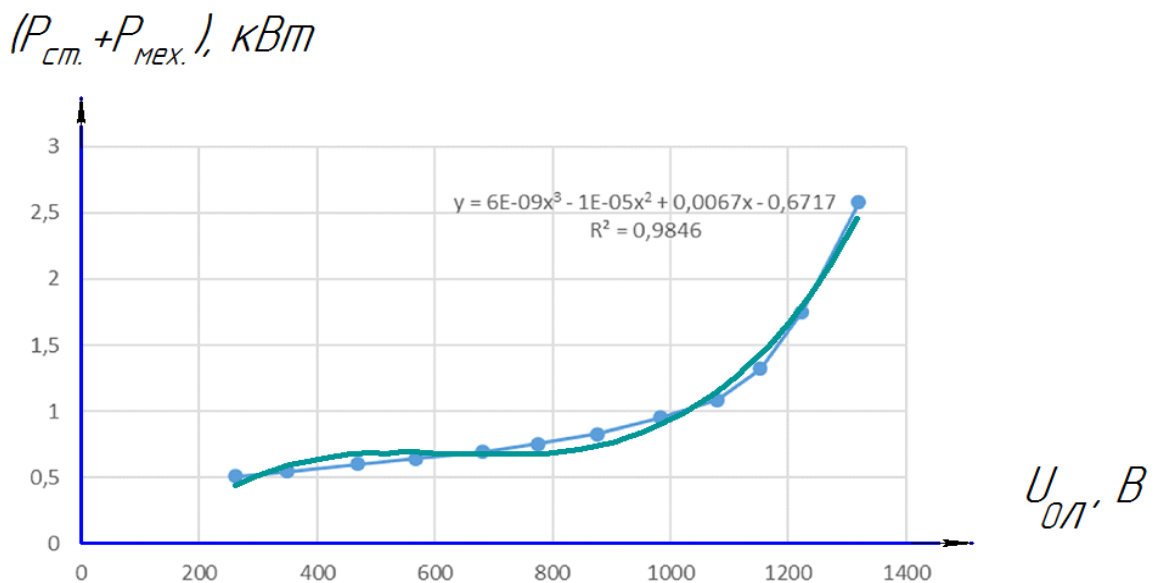
Таблица 2.1 – Результаты опыта холостого хода

№ Оп.	$U_{0л}$ В	$I_{0л}$ А	$R_{ф1}$ (при $t_{обм} = +20\text{ }^{\circ}\text{C}$) Ом	P_M кВт	P_0 кВт	$P_{ст} + P_{мех}$ кВт
1	1320	19,0	0,795	0,861	3,44	2,579
2	1224	12,9	0,795	0,397	2,15	1,753
3	1140	9,3	0,795	0,206	1,47	1,264
4	1080	7,5	0,795	0,134	1,219	1,085
5	983	5,6	0,795	0,075	1,029	0,954
6	876	4,4	0,795	0,046	0,872	0,826
7	775	3,7	0,795	0,033	0,784	0,751
8	680	3,3	0,795	0,026	0,721	0,695
9	568	2,7	0,795	0,017	0,66	0,643
10	470	2,3	0,795	0,013	0,614	0,601
11	350	1,8	0,795	0,008	0,552	0,544
12	262	1,7	0,795	0,007	0,517	0,51

Аналитическая зависимости $(P_{ст} + P_{мех})$ от $U_{0л}$ представляет собой полином третьей степени:

$$(P_{ст} + P_{мех}) = 6 \cdot 10^{-9} \cdot U_{0л}^3 - 10^{-5} \cdot U_{0л}^2 + 0,0067 \cdot U_{0л} - 0,6717, \quad (10)$$

с величиной достоверности аппроксимации $R^2 = 0,9846$ (рисунок 2.4).

Рисунок 2.4 – Рабочая характеристика суммарных потерь $(P_{ст} + P_{мех})$

После завершения испытаний в режиме холостого хода, двигатель центрируется с нагрузочной машиной и присоединяется к ней с помощью механической муфты. Включаем питание двигателя. Поддерживаем $U_{1л} = U_{ном}$. С помощью нагрузочной машины поддерживаем $I_{1л} = I_{ном}$. При достижении температуры обмотки статора, рабочей температуры (в соответствии с ГОСТ 8865-93, класс изоляции по нагревостойкости – Н, в соответствии с ГОСТ 25941-83 значение расчётной рабочей температуры, для ЭКВД 3,5-36 ($t_{раб} = +130\text{ }^{\circ}\text{C}$), выполняем первое измерение при нагрузке равной 110 %. Выполняем не менее 8 измерений, равномерно снижая нагрузку до 0 (режим холостого хода) с помощью нагрузочной машины.

Измеряем:

– $U_{1л}$ (В) – линейное напряжение на силовых клеммах коробки выводов под нагрузкой;

– $I_{1л}$ (А) – линейный ток обмоток статора под нагрузкой;

– P_1 (кВт) – подводимая мощность под нагрузкой;

– n (об/мин) – частота вращения;

– S – скольжение.

Одно из измерений выполняем, подобрав n таким, чтобы $I_{1л} = I_{ном}$.

Сняв показания приборов последнего измерения, отключаем питание двигателя и принудительно с помощью нагрузочной машины останавливаем двигатель. $R_{ф1}$ приводим к значению рабочей температуры $R_{ф130} = 1,138\text{ Ом}$.

Полученное значение используем для расчёта величин:

– $P_{м1}$ (Вт) – потери в обмотках статора:

$$P_{м1} = 1,5 \cdot I_{1л}^2 \cdot R_{ф130}; \quad (11)$$

– $P_{м2}$ (Вт) – потери в обмотках ротора:

$$P_{м2} = (P_1 - P_{ст} - P_{м1}) \cdot S; \quad (12)$$

– P_d (Вт) – дополнительные потери по согласованию с заказчиком:

$$P_d = 0,005 \cdot P_1. \quad (13)$$

Находим суммарные потери и КПД по результатам каждого из двенадцати измерений. Значения измерений температурного режима и результаты расчёта сводим в таблицу 2.2.

В номинальном режиме КПД электродвигателя ЭКВД 3,5-36 составляет 88,4 %.

Строим график зависимости КПД от P_2 , находим аналитическую зависимость по данным эксперимента для величины достоверности аппроксимации больше $R^2 = 0,95$.

Таблица 2.2 – Значения измерений и результаты расчёта рабочих характеристик необходимых для нахождения КПД

№ Оп	P_1 Вт	n (об/мин)	S 130 °C	P_{m1} 130 °C Вт	P_{m2} 130 °C Вт	P_d 130 °C Вт	P_2 130 °C Вт	КПД 130 °C %
1	50280	1445,4	4,454	2910,8	2073,1	251,4	43727	86,97
2	44461	1452,75	3,854	2307,8	1592,9	222,3	39019	87,76
3	40814	1457,16	3,495	1960,9	1329	204,1	36002	88,21
4	40743	1457,25	3,487	1954,1	1323,8	203,7	35940	88,22
5	36060	1463,1	3,01	1585,4	1012,9	180,3	31963	88,64
6	32038	1467,6	2,643	1284,9	791,1	160,2	28486	88,9
7	27661	1472,5	2,243	1012,9	579,3	138,3	24612	88,98
8	23460	1477,05	1,872	786,2	409	117,3	20830	88,79
9	20159	1480,65	1,578	645,4	295	100,8	17801	88,3
10	15663	1485,3	1,199	483,4	172,1	78,3	13608	86,9
11	10741	1490,35	0,787	355,2	75,3	53,7	8938	83,22
12	5519	1495,5	0,367	279,6	16,2	27,6	3879	70,26

Аналитическая зависимость КПД от P_2 представляет собой полином третьей степени:

$$\eta = 10^{-12} \cdot P_2^3 - 10^{-7} \cdot P_2^2 + 0,0031 \cdot P_2 - 61,014, \quad (14)$$

с величиной достоверности аппроксимации $R^2 = 0,97$ (рисунок 2.5).

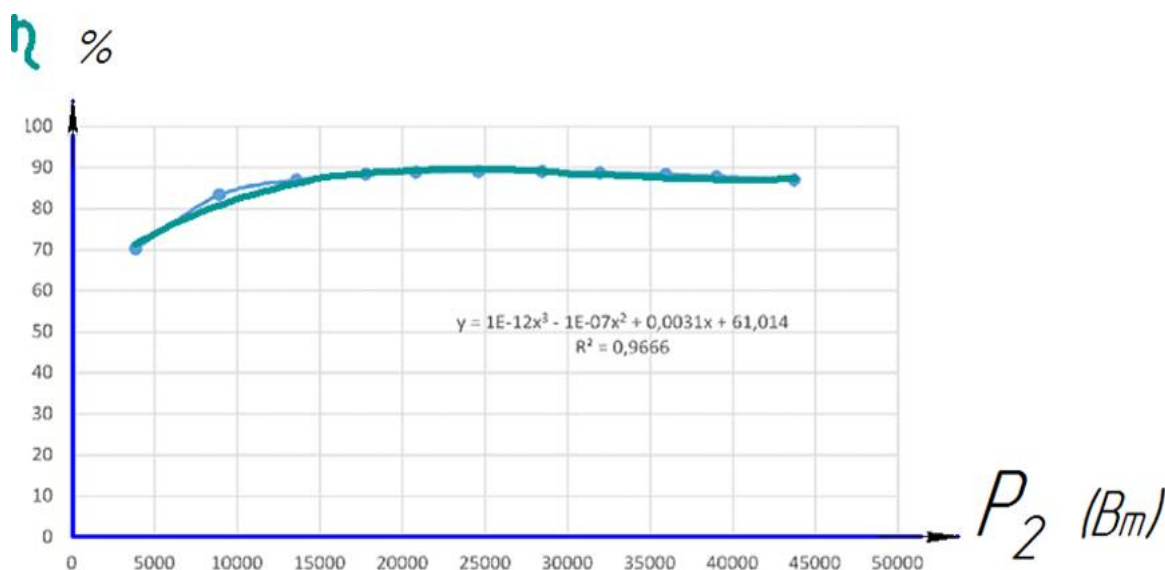


Рисунок 2.5 – Рабочая характеристика КПД

2.1.2.2 Испытания электродвигателя ВРВА 160М2-1У2,5

Испытания двигателей воздушного охлаждения отличаются от испытаний двигателей с водяным охлаждением, поэтому в данном подразделе приводятся пункты присущие испытаниям двигателей только воздушного охлаждения. Остальное смотри в подразделе 2.1.3.1 Испытания электродвигателя ЭКВД 3,5-36.

В соответствии с ГОСТ 8865-93, класс изоляции по нагревостойкости – F, в соответствии с ГОСТ 25941-83 значение расчётной рабочей температуры, для ВРВА 160М2-1У2.5 $t_{\text{раб}} = +115$ °С. Результаты опыта холостого хода сводим в таблицу 2.3.

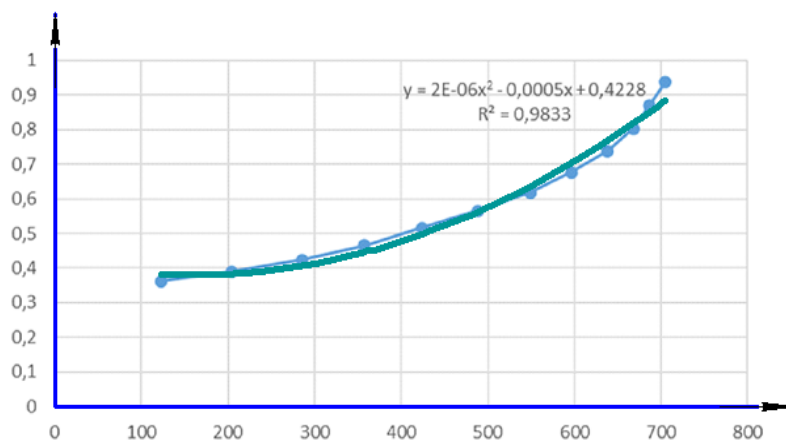
Аналитическая зависимости $(P_{\text{ст}} + P_{\text{мех}})$ от $U_{0\text{л}}$ представляет собой полином второй степени:

$$(P_{\text{ст}} + P_{\text{мех}}) = 2 \cdot 10^{-6} \cdot U_{0\text{л}}^2 + 0,0005 \cdot U_{0\text{л}} + 0,4228, \quad (15)$$

с величиной достоверности аппроксимации $R^2 = 0,9833$ (рисунок 2.6).

Таблица 2.3 – Результаты опыта холостого хода

№ Оп	P_1 Вт	n (об/мин)	S 115 °C	P_{M1} 115 °C Вт	P_{M2} 115 °C Вт	P_d 115 °C Вт	P_2 115 °C Вт	КПД 115 °C %
1	35041	1445,4	3,16	1352	1052	175	31681	90,41
2	32430	1452,75	2,91	1147	899	162	29441	90,78
3	29754	1457,16	2,63	962	746	149	27108	91,14
4	27381	1457,25	2,41	825	630	137	25009	91,34
5	27075	1463,1	2,38	807	615	135	24738	91,37
6	24435	1467,6	2,06	658	481	122	22394	91,65
7	22358	1472,5	1,88	557	403	112	20507	91,72
8	18098	1477,05	1,46	393	252	90,5	16582	91,62
9	14858	1480,65	1,21	279	171	74,3	13553	91,22
10	12093	1485,3	1	203	114	60,5	10932	90,42
11	8925	1490,35	0,71	135	59,4	44,6	7906	88,58
12	4965	1495,5	0,28	80	12,7	24,8	4068	81,93

 $(P_{ст.} + P_{мех.}), \text{ кВт}$

 $U_{ол.}, \text{ В}$
Рисунок 2.6 – Рабочая характеристика суммарных потерь ($P_{ст.} + P_{мех.}$)

Результаты измерений и расчёта рабочих характеристик необходимых для нахождения КПД сводим в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Значения измерений и результаты расчёта рабочих характеристик необходимых для нахождения КПД

№ Оп	P ₁ Вт	n (об/мин)	S 115 °C	P _{м1} 115 °C Вт	P _{м2} 115 °C Вт	P _д 115 °C Вт	P ₂ 115 °C Вт	КПД 115 °C %
1	35041	1445,4	3,16	1352	1052	175	31681	90,41
2	32430	1452,75	2,91	1147	899	162	29441	90,78
3	29754	1457,16	2,63	962	746	149	27108	91,14
4	27381	1457,25	2,41	825	630	137	25009	91,34
5	27075	1463,1	2,38	807	615	135	24738	91,37
6	24435	1467,6	2,06	658	481	122	22394	91,65
7	22358	1472,5	1,88	557	403	112	20507	91,72
8	18098	1477,05	1,46	393	252	90,5	16582	91,62
9	14858	1480,65	1,21	279	171	74,3	13553	91,22
10	12093	1485,3	1	203	114	60,5	10932	90,42
11	8925	1490,35	0,71	135	59,4	44,6	7906	88,58
12	4965	1495,5	0,28	80	12,7	24,8	4068	81,93

Аналитическая зависимость КПД от P₂ представляет собой полином третьей степени:

$$\eta = 2 \cdot 10^{-12} \cdot P_2^3 - 10^{-7} \cdot P_2^2 + 0,0026 \cdot P_2 - 73,556, \quad (16)$$

с величиной достоверности аппроксимации $R^2 = 0,9804$ (рисунок 2.7).

В номинальном режиме КПД электродвигателя ВРВА 160М2-1У2,5 составляет 91,5 %.

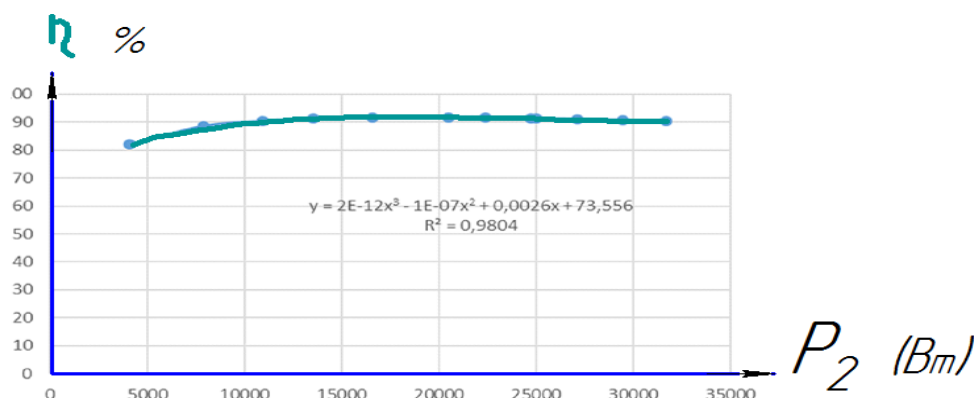


Рисунок 2.7 – Рабочая характеристика КПД

2.1.3 Оценка доли техногенной составляющей низкопотенциального теплового загрязнения

Техногенная часть ВНТ шахты – это в основном тепловые потери электрооборудования, то есть часть подводимой электрической энергии, рассеиваемая в окружающую среду и отводимая на поверхность шахтными водами и отработанным рудничным воздухом. В рамках опытно-конструкторских работ по разработке горно-шахтного электропривода проведены испытания электродвигателя ЭКВД 3,5-36 – привода механизма подачи очистного комбайна и электродвигателя ВРВА 160М2-1У2,5 – привода вентилятора местного проветривания, с целью экспериментально подтвердить расчёты техногенной составляющей ВНТ. [48, 49, 50] Из результатов испытаний опытных образцов шахтного электропривода видно, что для ЭКВД 3,5-36 её доля составила 11,6 % или 4,36 кВт, а для ВРВА 160М2-1У2,5 больше 8,5 % или 2,37 кВт, то есть тепловой поток отводимый от испытуемого электропривода в окружающую среду, колеблется в значительных пределах (порядка 3 % подводимой мощности). Для осуществления цикла угледобычи, в шахте используются различные типы электропривода, аппаратуры управления, трансформации и передачи электроэнергии. С учетом результатов экспериментальных исследований электродвигателей принимаем средний КПД этих устройств 90 %. Исходя из выше сказанного, для дальнейшего анализа принимаем, что максимальный удельный тепловой поток техногенной составляющей теплового загрязнения может достигать:

$$q_{\text{тех.}} = w_{\text{эл.}} \cdot (1 - \eta_{\text{min}}), \quad (17)$$

где $q_{\text{тех.}}$ – максимальный удельный тепловой поток техногенной составляющей теплового загрязнения, кВт · ч/т;

$W_{\text{эл.}}$ – средний удельный расход электроэнергии на тонну добытого угля, кВт·ч/т, $W_{\text{эл.}} = 84,5$ кВт · ч/т;

$$\eta_{\min} = 0,9 - \text{КПД электропотребителей шахты, } \eta_{\min} = 0,9;$$

$$q_{\text{тех.}} = 84,6 \cdot (1 - 0,9) = 8,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т}$$

2.2 Анализ энергетического хозяйства и источников вторичных энергоресурсов шахты

Выше обоснована необходимость утилизации, трансформации и возвращения в хозяйственный оборот, в виде электроэнергии, возобновляемых источников энергии и вторичных энергоресурсов неизбежно образующихся, в течение периода подготовки и разработки угольных месторождений подземным способом. Поэтому для проведения исследования в этом направлении необходимо, первоначально, выполнить анализ энергетического хозяйства шахты и определить источники возобновляемых источников энергии и вторичных энергоресурсов.

2.2.1 Анализ энергетического хозяйства шахты

В общем виде система энергоснабжения угольных шахт и их подразделений включает следующие элементы [51]:

- сооружения и установки, принимающие, трансформирующие и аккумулирующие различные виды энергоресурсов от различных энергоснабжающих предприятий;
- энергогенерирующие станции и установки предприятия для централизованной выработки необходимых энергоресурсов (котельные, насосные, компрессорные, воздухоразделительные станции и т.д.);
- установки утилизации и станции, производящие энергоносители за счёт использования вторичных энергоресурсов технологического комплекса предприятий;
- электросетевые, трубопроводные и иные подсистемы транспортировки, обеспечивающие связь между потребителями энергоносителей предприятия,

произведенных его энергетическими станциями и утилизационными установками, а также полученных от энергоснабжающих организаций;

– электросетевые, трубопроводные и иные подсистемы, обеспечивающие транспортировку и распределение энергоносителей и энергоресурсов между сторонними потребителями (субабонентами), произведенных энергетическими станциями и утилизационными установками предприятия, а также полученных от энергоснабжающих организаций.

Как правило, на большинстве угледобывающих предприятий и подразделений в состав энергетической системы в качестве ее подсистем входят:

- система электроснабжения;
- система теплоснабжения;
- система топливоснабжения;
- система водоснабжения;
- системы воздухообеспечения и кондиционирования воздуха [52, 53].

Основными потребителями электроэнергии на шахтах являются машины и механизмы очистных и подготовительных участков, подъёмные, вентиляционные, водоотливные и компрессорные установки, внутришахтный транспорт.

Крупными потребителями топлива и тепловой энергии являются: Котельные с паровыми водогрейными котлами, здания и сооружения, и другие постройки, калориферные установки, дизельный транспорт, отопительные системы, автомобильный транспорт.

Основными потребителями технической воды являются различные технологические установки и оборудование, потребителями хозяйственно-питьевой воды: административно-бытовые комбинаты, котельные.

Машины, установки, оборудование, потребляющие электроэнергию, используемые в технологических процессах угледобычи:

– электропотребители добычного участка: очистной комбайн, забойный конвейер, перегружатель, маслостанция, вентилятор местного проветривания и др.;

- электропотребители подготовительного участка: проходческий комбайн, перегружатель, вентилятор местного проветривания и др.;

- электропотребители подземного транспорта: электровозы, магистральные конвейеры, дизелевозы, самоходные вагоны, погрузочно-доставочное оборудование, перегружатели;

- электропотребители подъёмных установок;

- электропотребители главного водоотлива;

- электропотребители вентиляционных установок главного проветривания;

- электропотребители компрессорных установок: стационарные и передвижные компрессорные установки, компрессорные установки подземные;

- электропотребители систем кондиционирования воздуха;

- прочие электроприемники в подземных выработках и на поверхности.

Для Донбасса в среднегодовом балансе энергопотребления шахты, затраты на различные энергоносители в процентном отношении составляли:

- электроэнергия 81,5 %;

- уголь 2,5 %;

- вода 7,5 %;

- метан 8,5 %.

Структура потребления электроэнергии службами при выполнении основных технологических процессов:

- добыча и транспортировка угля из лавы 8 %;

- обустройство подготовительных выработок 10 %;

- подземный транспорт 12 %;

- подъёмные установки 11 %;

- общешахтная вентиляция 20 %;

- водоотливные установки 17 %;

- компрессорные установки 10,8 % (на шахтах крутого падения до 60 %);

- дегазационные мероприятия 1,3 %;

- кондиционирование воздуха, подаваемого в забой 0,4 %;

– прочие нужды (технологический комплекс поверхности, котельная, механические мастерские, административно-бытовой комбинат) 9,5 %.

В условиях шахт Донбасса средний удельный расход электроэнергии составляет 84,6 кВт·ч/т.

Исходя из величины ущерба, наносимого предприятию из-за перерывов в энергоснабжении, все существующие потребители, делятся на три категории:

I-я категория: электроприёмники, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб предприятию, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса. В горной промышленности к ним относят: клетевой подъём, вентилятор главного проветривания, все остальные вентиляционные установки, насосные и противопожарные установки, дегазационные установки, котельная и т. п. Электроприёмники I-й категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания. Перерыв в питании допускается на время включения резервного источника питания.

II-я категория: электроприёмники, нарушение электроснабжения которых связано с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов и промышленного транспорта. В горной промышленности к ним относятся: скиповые подъёмы, компрессоры, технологический комплекс, включая обогатительные фабрики, основное оборудование жилых посёлков, и т. п. Электроприёмники снабжаются по двум независимым линиям, перерыв допускается на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной оперативной бригадой.

III-я категория: все остальные электроприёмники. В горной промышленности: все виды транспорта породы, механические мастерские, склады, АБК, внутреннее освещение зданий, и т. п. Перерыв в электроснабжении не вызывает значительного ущерба. Продолжительность перерыва определяется необходимым временем на замену вышедшего из строя электрооборудования, но не более суток.

На практике широкое распространение получили две основные схемы: радиальная и магистральная. При совместном использовании образуется смешанная система [54].

При радиальной системе (рисунок 2.8), электроэнергия поступает по независимой питающей линии к каждому потребителю. Целесообразно там, где имеются крупные сосредоточенные нагрузки. Эта система удобна в эксплуатации тем, что повреждение или ремонт линии отражается на работе только одного потребителя. Чаще всего применяется для потребителей первой категории.

Магистральная система, предусматривает питание нескольких потребителей через одну или две параллельные линии с односторонним или двухсторонним питанием. Эти схемы позволяют наиболее экономично использовать принцип дробления подстанций.

Смешанные схемы питания получили распространение на крупных предприятиях, имеющих различные группы, как по мощности, так и по требованию к надёжности [55].

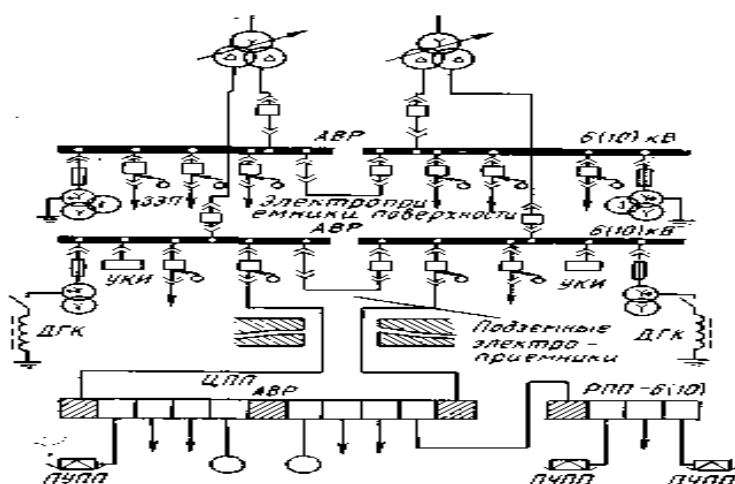


Рисунок 2.8 – Схема обособленного питания подземных электроприёмников угольной шахты

2.2.2 Источники вторичных энергоресурсов шахт

Глубина разработки более 50 % шахт Донбасса, превышает 700 м, в

некоторых случаях она достигает 1400 м и более. При этом возобновляемые источники энергии и вторичные энергоресурсы, образующиеся при угледобыче подземным способом можно разделить на две группы.

Первая группа носит природный характер: в неё можно включить выделяющийся метан, тепло горного массива выносимое на поверхность откачиваемыми шахтными водами и отработанным рудничным воздухом.

Метан составляет значительную долю вторичных энергоресурсов шахты. В угольных месторождениях Украины содержится по разным оценкам $8 \div 25$ триллионов метров кубических метана [56, 57, 58]. Выбросы метана, можно разделить на три группы. Дегазационный метан, это первая группа. Он получен в результате технических мероприятий, направленных на его сбор из разных источников. Этот метан изолированным транспортируется на поверхность. В Украине, в 2013 г., имелось 155 действующих шахт с производственными возможностями примерно 100 млн. тонн в год. Всего при работе шахт извлекалось примерно 1,4 миллиарда метров кубических метана. Шахтными системами дегазации извлекалось порядка 360 миллионов метров кубических метана (26 %), примерно 50 % полезно используется, остальная часть поступает в окружающую атмосферу. Каптируемый метан, это вторая группа. Он попадает из горного массива в атмосферу горных выработок. Этот метан удаляется системой вентиляции шахты. Остаточное метановыделение, это третья группа. Он попадает в атмосферу из угля и породы поднятых на поверхность. С шахтным отработанным воздухом, добытым углем и породой, на поверхность поступает порядка 1,2 миллиарда метров кубических метана, вызывая негативное влияние на атмосферу Земли, так как метан является парниковым газом [59, 60]. Современная добычная техника имеет высокую производительность. На сегодняшний день нагрузка на лаву, в зависимости от мощности извлекаемого пласта достигает 8 тыс. т/сут, а скорость подвигания очистного забоя свыше 6 м/сут. В газовых шахтах высокопроизводительная угледобыча сдерживается большим выделением метана ($25-60 \text{ м}^3/\text{мин. метана}$ при среднесуточной добыче

2-8 тыс. т) [61]. На добычу тонны угля, в среднем по Донбассу приходится 357 м^3 метана.

В современных условиях технологии угледобычи постоянно совершенствуются, что приводит к непрерывному увеличению установленной мощности угледобывающего оборудования. Рост энергозатрат при выемке угля приводит к повышению диспергации угля и увеличению угольных фракций размером 0-1 мм. При проведении мероприятий по пылеподавлению данная фракция в смеси с водой превращается в шлам. В процессе транспортировки угля по территории шахты, происходит увеличение фракции размером 0-1 мм с 7 % в лаве, до 18 % на территории угольного склада. Указанные данные получены группой эффективности производства ОАО «СУЭК» на основе ситового анализа угля в девяти контрольных точках шахты им. С.М. Кирова (Кузбасс, Россия). Таким образом, на территории шахты при добыче одной тонны угля образуется до 180 кг угольного шлама с фракций размером 0-1 мм. Усреднённый, экономически целесообразный коэффициент извлечения с помощью механической уборки можно принять равным 50 %. Тогда количество угольного шлама, которое может быть утилизировано и трансформировано в ВНТ составит 90 кг/т.

Водоприток – поступление воды в горные выработки. Суммарный водоприток шахты состоит: из поступления подземных вод из водоносных пластов, шахтных вод, поступающих из затопленных горных выработок и смежных шахт; технических вод, подводимых для пылеподавления, бурения скважин и др.; поверхностных вод и атмосферных осадков. Для значительной части шахт Донбасса, с глубиной разработки 800 м и более, он составляет в среднем $800\text{-}900 \text{ м}^3/\text{ч}$. С увеличением глубины разработки, температура горного массива возрастает в соответствии с геотермическим градиентом (примерно $3 \text{ }^\circ\text{C}$ на каждые 100 м глубины), в результате, температура удаляемой из шахты воды превышает $30 \text{ }^\circ\text{C}$. Таким образом на каждую тонну добытого угля приходится откачивать порядка 10 м^3 шахтных вод с температурой превышающей $30 \text{ }^\circ\text{C}$.

Для соблюдения технологического процесса и правил безопасности при добыче угля подземным способом, температура в горных выработках не должна превышать 26 °С. Поэтому необходимо интенсивное проветривание. До 15 тонн чистого воздуха подаётся с поверхности при добыче одной тонны добытого угля. Средняя плотность рудничного воздуха составляет 1,18 кг/м³, т.е. на каждую добытую тонну, система вентиляции, в среднем для шахт Донбасса, должна обеспечивать 17700 м³ свежего воздуха, при этом на выходе из шахтного ствола, температура отработанного рудничного воздуха, при глубине разработки более 800 м, составляет 26 °С [62, 63]. Вторая группа возобновляемых источников энергии и вторичных энергоресурсов образующиеся при угледобыче подземным способом носит техногенный характер. Это, в основном тепловые потери электрооборудования шахты. ВНТ возникающее при функционировании поверхностного комплекса шахты отдаётся непосредственно в атмосферу. ВНТ образующаяся в горных выработках выводится на поверхность вентиляцией и кондиционерами различных уровней и частично с помощью водоотлив. Поэтому ВНТ подземного комплекса учитывается, как часть низкопотенциальной теплоты отработанного рудничного воздуха и шахтных вод.

В общем виде система электроснабжения шахты включает:

- главную понижающую подстанцию 220/35КВ (ГПП);
- распределительные устройства 35/6 КВ;
- комплектные понижающие подстанций 6/0,4 КВ.

КПД системы электроснабжения – 90 %. От 30 % до 50 % потерь – это тепловые потери в трансформаторах. Тогда, в среднем для шахт Донбасса, тепловые потери в трансформаторах распределительных устройств всех уровней, которые могут быть утилизированы составят 2,54 кВт·ч/т добытого угля.

Работе подъёмной установки обуславливает то, что часть электроэнергии преобразовывается в ВНТ и сбрасывается в атмосферу системой вентиляции подъёмной машины. Энергию, трансформируемую в ВНТ можно определить, как разницу между энергией подаваемой на клеммы двигателя подъёмной установки и расходом энергии на его валу.

$$W_T = W_d - W, \quad (18)$$

где W_T – энергия трансформируемая в ВНТ, кВт·ч;

W_d – энергия поступающая на клеммы двигателя, кВт·ч;

W – энергия, расходуемая на валу двигателя, кВт·ч;

$$W_d = W_{ш} \cdot \eta, \quad (19)$$

где $W_{ш}$ – расход энергии на шинах ГПП питающих подъёмную установку на одну тонну поднимаемого груза, кВт·ч;

$\eta = 0,95$ – КПД линии электропередач от ГПП до подъёмной установки.

$$W = \frac{W_d \cdot \eta_d}{K_{MT}}, \quad (20)$$

где $\eta_d = 0,85 \div 0,91$ – КПД двигателей подъёмных установок (принимая $\eta_d = 0,88$);

$K_{MT} = 1,03$ – коэффициент, учитывающий расход энергии во время манёвров и при торможении.

Из структуры электропотребления:

$$W_{ш} = \frac{84,6 \cdot 11\%}{100} = 9,3 \text{ кВт·ч.}$$

Тогда

$$W_d = 9,3 \cdot 0,95 = 8,84 \text{ кВт·ч;}$$

$$W = \frac{8,84 \cdot 0,88}{1,03} = 7,55 \text{ кВт·ч;}$$

$$W_T = 8,84 - 7,55 = 1,29 \text{ кВт·ч.}$$

Тогда, в среднем для шахт Донбасса, тепловые потери привода подъёмной установки которые могут быть утилизированы составят 1,29 кВт·ч/т добытого угля.

Важная часть энергомеханического хозяйства шахты, это пневматические установки. Объём использования пневматической энергии обуславливается

низким КПД пневматических устройств, как трансформаторов энергии, с одной стороны, и требованиями ПБ при её использовании в шахтах, опасных по газу и пыли, с другой стороны. Подача сжатого воздуха в горные выработки и осуществляется в основном, стационарными компрессорными станциями по разветвлённым магистралям воздухопроводов. Для работы компрессорных установок, в соответствии со структурой потребления электроэнергии шахтой, требуется 9,14 кВт·ч электроэнергии (50,76 кВт·ч – на шахтах крутого падения) при добыче одной тонны угля. Затраты электроэнергии на производство 1 м³ сжатого воздуха составляют около 1,2 кВт·ч. Таким образом удельный расход сжатого воздуха составит 7,6 м³/т (42,3 м³/т – на шахтах крутого падения). Охлаждения стационарных компрессорных установок осуществляется водой, которая поступает в рубашку каждой ступени компрессора, а затем на градирню с вентилятором. В градирне ВНТ отводится в атмосферу. Расход охлаждающей воды, определяется заводом-изготовителем компрессоров и находится в пределах, для стационарных компрессорных установок, 5-6 л/м³ потребляемого воздуха при атмосферном давлении. Перепад температур воды на входе и выходе рубашки охлаждения минус 15 °С. Температура воды на выходе из рубашки охлаждения – плюс 40 °С.

$$W'_k = c \cdot m_b \cdot \Delta T, \quad (21)$$

где W'_k – количество ВНТ, отводимого системой охлаждения компрессорной установки при производстве 1 м³ сжатого воздуха, Дж;

$$c = 4187 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}} - \text{удельная теплоёмкость воды};$$

$$m_b = 5 \text{ кг} - \text{расход воды при производстве 1 м}^3 \text{ сжатого воздуха};$$

$\Delta T = 15 \text{ К}$ – перепад температур воды на входе и выходе рубашки охлаждения.

$$W'_k = 4187 \cdot 5 \cdot 15 = 314025 \text{ Дж} = 0,087 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Тогда, в среднем для шахт Донбасса, количество ВНТ, выделяемое компрессорами, которые может быть утилизировано при добыче 1 т угля, составит:

$$W_k = 0,087 \cdot 7,6 = 0,663 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

($W_k = 0,078 \cdot 42,3 = 3,68 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ – на шахтах крутого падения) [64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72].

Дальнейший анализ вредных выбросов проведен для условий трёх шахт Донбасса: ГП «Шахта им. А.Ф. Засядько», «им. А.А. Скочинского» и «Прогресс» (таблица 2.5) и особенностей выработки электроэнергии на Старобешевской тепловой электрической станции.

Начиная с 2004 г. на ГП «Шахта им. Засядько» создавалась самая мощная на постсоветском пространстве когенерационная установка с использованием шахтного метана в качестве топлива.

Работы осуществляла компания «Синапс». Разработан и введён в эксплуатацию когенерационный энергетический комплекс на основе 12-ти газопоршневых установок типа JMS 620 австрийской фирмы «Jenbacher», которые используют в качестве топлива шахтный метан с концентрацией 25 %. КПД этих энергоустановок по теплу и электроэнергии, около 86 %, что недостижимо на других энергогенерирующих установках. Установленная электрическая мощность одного блока составляет 3,035 МВт, а тепловая – 2,63 Гкал/ч. Основной продукцией данного энергокомплекса ГП «Шахта им. А.Ф. Засядько», является электроэнергия, вырабатываемая газопоршневыми установками, сосредоточенными в специальном отдельно стоящем здании. Электроэнергия, выработанная за годовой цикл, составляет 122,046 МВт·ч. Попутно энергокомплекс вырабатывает через систему охлаждения газопоршневой установки тепловую энергию такой же мощности (3050 кВт) с температурой плюс 110 °С.

Таблица 2.5 – Анализ вредных выбросов для условий трёх шахт

Характеристики	Ед. изм.	Шахта им. А.Ф. Засядько	Шахта им. А.А. Скочинского	Шахта «Прогресс»
Марка добываемого угля		Ж	Г, Ж, К	А
Средняя удельная газоносность угольных пластов	$\frac{\text{м}^3}{\text{т}}$	21	19	15
Общее количество воздуха, подаваемого в шахту	$10^3 \frac{\text{м}^3}{\text{мин}}$	40	20,35	52
Температура горного массива	$^{\circ}\text{C}$	49	50	43
Общий приток воды в действующие горные выработки	$\frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$	625	264	375
Максимальная глубина ствола	м	1280	1198	1100
Добыча угля	$10^6 \frac{\text{т}}{\text{год}}$	2,031	0,7	0,65
Средний удельный расход электроэнергии	$\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{т}}$	84,5	117,1	83,3

Величина вредных выбросов ПГ и потребление кислорода шахтами:

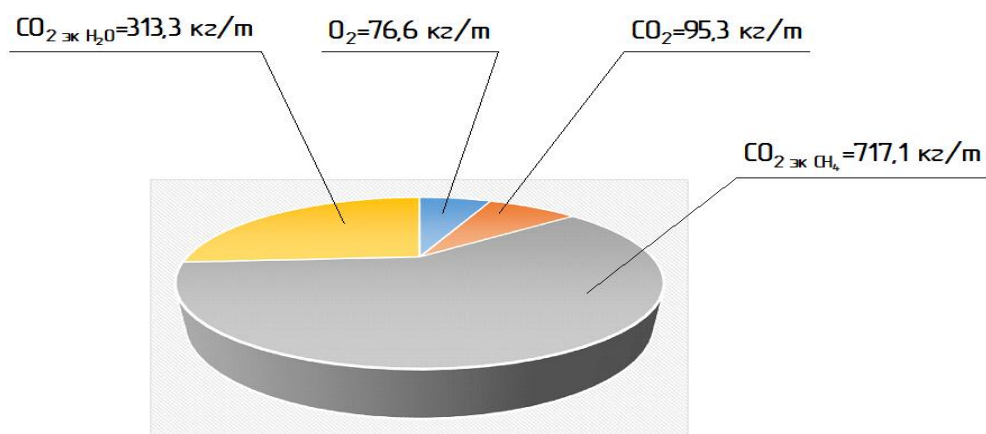


Рисунок 2.9 – Значения выбросов ПГ, при угледобыче, в условиях ГП «Шахта им. А.Ф. Засядько»

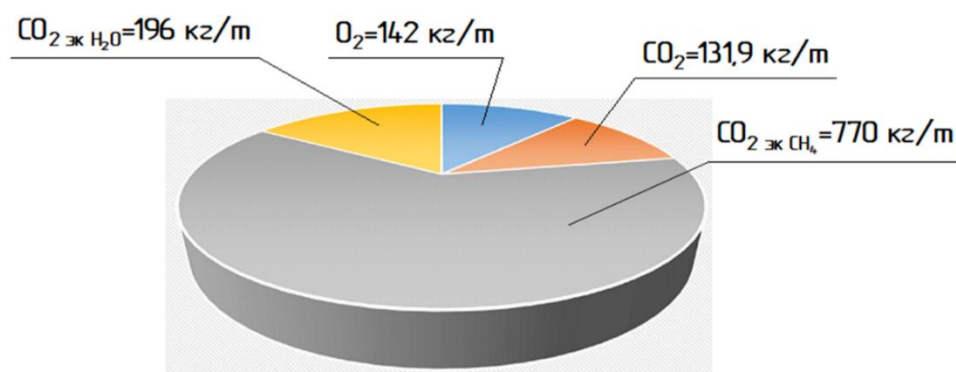


Рисунок 2.10 – Значения выбросов ПГ, при угледобыче, в условиях шахты «им. Скочинского»

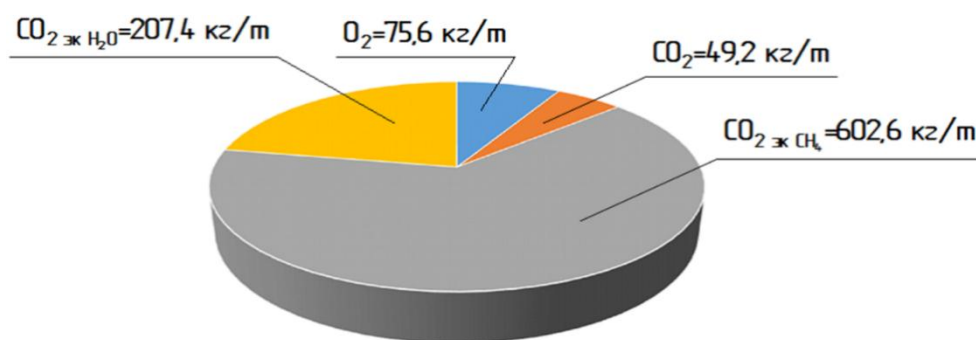


Рисунок 2.11 – Значения выбросов ПГ, при угледобыче, в условиях шахты «Прогресс»

2.3 Основы создания методики оценки запасов вторичной и низкопотенциальной теплоты в условиях угольной шахты

Общие положения

Настоящая методика предназначена для оценки величин выбросов загрязняющих веществ, теплового загрязнения и на их основе запасов ВНТ (которые могут быть использованы для электрогенерации) для условий любой шахты, специализирующейся на подземной добыче угля, в зависимости от ее конкретных характеристик.

В качестве исходных данных для расчёта выбросовзагрязняющих веществ, трансформируемых в ВНТ, используются характеристики процесса угледобычи и особенности производства электроэнергии на тепловой электрической станции, поставляющей электроэнергию, необходимую для обеспечения процесса угледобычи.

Расчеты вредных выбросов загрязняющих веществ и низкопотенциального теплового загрязнения приведены к 1 т добытого угля (смотри п. 2.1 и 2.2.2).

Расчеты выполняются для следующих видов выбросов:

- парниковые газы (метан, водяные пары, углекислый газ);
- ксенобиотики (выход золы и NO_x);
- тепловое загрязнение.

Расчеты выполняются для следующих видов запасов ВНТ:

- вторичная теплота утилизации дегазационного метана;
- вторичная теплота утилизации угольного шлама и отходов углеобогащения;
- низкопотенциальная теплота шахтных вод;
- низкопотенциальная теплота отработанного рудничного воздуха;
- вторичная низкопотенциальная теплота утилизации вентиляционного метана на установках «VOCSIDIZER».

Источники ВНТ шахты имеют разную структуру и разную температуру. Они, как правило, удалены друг от друга на поверхности и в шахте. Многие из них постоянно перемещаются. Это обуславливает достаточно сложную схему отбора и утилизации ВНТ, что приводит к большим капитальным затратам. Для снижения капитальных затрат и сохранения экологического и энергетического эффекта акцент может быть смещен на применение только основных источников ВНТ, таковыми являются: вторичная теплота утилизации метана, получаемого при дегазации; вторичная теплота утилизации угольного шлама; низкопотенциальная теплота откачиваемых из шахты вод; низкопотенциальная теплота отработанного вентиляционного воздуха или вторичная низкопотенциальная теплота от сжигания метана на установках «VOCSIDIZER» содержащегося в отработанном вентиляционном воздухе.

Ниже приведена оценки энергетического потенциала, запасов ВНТ выделенных для рассмотрения, на основе упрощенных расчётных зависимостей для типовых параметров силового и энергетического оборудования, а также с учётом известных из литературы характеристик процессов образования возобновляемых источников энергии и вторичных энергоресурсов при подземной добыче угля с глубиной разработки более 800 м, Предложенная методика, позволяет оценить общий экологический и энергетический потенциала, запасов ВНТ для условий любой шахты, специализирующейся на подземной добыче угля, в зависимости от ее конкретных характеристик.

2.3.1 Вторичная теплота утилизации дегазационного метана

Широко распространена технология утилизации дегазационного метана с помощью газотурбинных и газопоршневых электрогенераторов. Они используют в качестве топлива дегазационный метан, а в качестве окислителя остаточный кислород, содержащийся в вентиляционной струе. В России освоен серийный выпуск этих установок. Они комплектуются всем необходимым оборудованием. Их КПД достигает 36 %.

$$W_{\text{м}} = 0,278 \cdot q_{\text{мет}} \cdot Q_{\text{н мет}}^{\text{р}} \cdot (1 - \eta_{\text{г}}), \quad (21)$$

где $W_{\text{м}}$ – количество ВНТ от утилизации дегазационного метана, кВт·ч/т;

$q_{\text{мет}}$ – плановое удельное метановыделение при проведении дегазационных мероприятий, м³/т;

$Q_{\text{н мет}}^{\text{р}}$ – низшая теплота сгорания метана, МДж/м³;

$\eta_{\text{г}}$ – КПД газотурбинного или газопоршневого электрогенератора [73, 74].

2.3.2 Вторичная теплота утилизации угольного шлама и отходов углеобогащения

Угольный шлам, утилизируемый механической уборкой и отходы углеобогащения могут быть использованы после соответствующей подготовки в водогрейных котлах с пылеугольными горелками, а при применении орошения, водяных завес и смыва пыли с поверхности горных выработок из неё могут быть получены водоугольные топливные смеси и суспензии которые служат топливом для котлов с жидкостными горелками.

$$W_{\text{п}} = 0,278 \cdot q_{\text{п}} \cdot Q_{\text{пп}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{вк}}, \quad (22)$$

где $W_{\text{п}}$ – количество ВНТ от утилизации угольного шлама и отходов углеобогащения, кВт·ч/т;

$q_{\text{п}}$ – удельное количество утилизированного угольного шлама, кг/т;

$Q_{нп}^p$ – низшая теплота сгорания угля, МДж/кг;

$\eta_{вк}$ – КПД водогрейного котла.

2.3.3 Низкопотенциальная теплота шахтных вод

Как было сказано выше для шахт Донбасса, в среднем, на каждую добытую тонну угля приходится откачивать до 10 м^3 шахтных вод, а при глубине разработки более 800 м её температура превышает плюс 30°C .

Тогда

$$W_{шв} = 0,278 \cdot 10^{-6} \cdot c \cdot m_{шв} \cdot \Delta T_{шв}, \quad (23)$$

где $W_{шв}$ – количество ВНТ, которое может быть получено при утилизации тепла шахтных вод, кВт·ч/т;

c – удельная теплоёмкость воды, Дж/кг·К;

$m_{шв}$ – количество откачиваемой воды, приведенное к 1 т добытого угля, кг/т;

$\Delta T_{шв}$ – разность температур на водосборнике низшего горизонта и на выходе теплообменника аппарата утилизации ВНТ, К [75].

2.3.4 Низкопотенциальная теплота отработанного рудничного воздуха

При подземной добыче угля в горных выработках необходимо поддерживать необходимый тепловой режим, обусловленный требованиями технологического процесса, ПБ и другими нормативными документами. Для этого необходима интенсивная циркуляция свежего воздуха, подаваемого с поверхности системой вентиляции шахты.

Тогда

$$W_{орв} = 0,278 \cdot 10^{-6} \cdot c_{рвоз} \cdot m_{рвоз} \cdot \Delta T_{рвоз}, \quad (24),$$

где $W_{\text{орв}}$ – количество ВНТ от утилизации тепла отработанного рудничного воздуха, кВт·ч/т;

$c_{\text{рвоз}}$ – удельная теплоёмкость отработанного рудничного воздуха, Дж/кг·К;

$m_{\text{рвоз}}$ – количество отработанного рудничного воздуха, приведенное к 1 т добытого угля, кг;

$\Delta T_{\text{рвоз}}$ – разность температур отработанного рудничного воздуха на выходе из ствола и на выходе теплообменника аппарата утилизации ВНТ (при использовании энергосистемы «VOCSIDIZER» – на выходе из установки и на выходе теплообменника аппарата утилизации ВНТ), К [76, 77, 78].

Выводы по разделу 2

1. В условиях рассматриваемой шахты, за годовой цикл работы, для добычи 1 т угля в среднем, потребляется $W_{1\text{т}} = 84,5$ кВт·ч электроэнергии от внешнего источника (тепловой электрической станции), при этом образовывается следующее количество вредных выбросов:

– парниковых газов $V_{\text{CO}_2\text{-эквиваленте}} = 1125,7$ кг/т (с учётом выбросов метана, водяных паров и углекислого газа, приведённых к CO_2 эквиваленту);

– оксидов азота $\text{NO}_x = 127,04 \cdot 10^3$ мг/т;

– выход летучей золы $A_3 = 9,13$ кг/т;

–низкопотенциальное тепловое загрязнение $Q_{\text{тз}\Sigma} = 1263,9$ МДж/т.

Большинство этих выбросов приходится на тепловой электрической станции при производстве электроэнергии, необходимой для функционирования угледобывающего предприятия. При этом потребляется кислорода $V_{\text{O}_2} = 76,6$ кг/т.

2. Техногенная составляющая ВНТ шахты, это в основном тепловые потери электрооборудования – часть подводимой электрической энергии, которая трансформируется в теплоту и отводится от оборудования в окружающую среду. Из результатов испытаний опытных образцов шахтного электропривода видно, что тепловой поток отводимый от испытуемых образцов в окружающую среду,

колеблется в значительных пределах, порядка 3 % подводимой мощности. Доля техногенной составляющей от общего потока ВНТ шахты не превышает 2 %, а поэтому сделан вывод о нецелесообразности создания отдельной инфраструктуры для использования только техногенной составляющей ВНТ. Однако техногенную составляющую подземного комплекса, необходимо учитывать на стадии проектирования шахты для поддержания теплового режима горных выработок в пределах, регламентируемых нормативно-правовыми документами.

3. Исследования и анализ энергетического хозяйства угледобывающего предприятия и технологии подземной добычи угля показывает, что ВНТ шахты могут иметь различную структуру, разную температуру и располагаться на достаточно большом расстоянии друг от друга, на поверхности и под землёй. Техногенные источники теплоты могут перемещаться, это обуславливает сложную схему отбора вторичных энергоресурсов и их трансформацию в ВНТ, а затем в электроэнергию. Это может привести к большим капитальным затратам. Для сокращения этих затрат тепловая схема должна предусматривать использование только основных источников ВНТ, при этом сохранив максимальный экологический и энергетический эффект. Тогда основными источниками ВНТ являются: вторичная теплота сжигания дегазационного метана; вторичная теплота утилизации угольного шлама; низкопотенциальная теплота водоотлива; низкопотенциальная теплота отработанного вентиляционного воздуха или вторичная низкопотенциальная теплота метана содержащегося в отработанном рудничном воздухе, утилизируемом на когенерационных установках катализационного окисления «VOCSIDIZER».

4. На основе упрощенных расчётных зависимостей для типовых параметров силового и энергетического оборудования, а также с учетом известных из литературы характеристик процессов образования возобновляемых источников энергии и вторичных энергоресурсов при подземной добыче угля с глубиной разработки более 800 м, разработана методика, которая позволяет выполнить предварительную оценку вредных выбросов загрязняющих веществ, теплового загрязнения и на их основе энергетического потенциала запасов ВНТ (которые

могут быть использованы для производства электроэнергии), для условий любого угледобывающего предприятия, специализирующегося на подземной добыче угля, в зависимости от его конкретных характеристик, с целью дальнейшего анализа возможности утилизации, трансформации и возвращения в хозяйственный оборот в виде электроэнергии возобновляемых источников энергии и вторичных энергоресурсов обследуемого предприятия при энергоаудите.

5. Максимально, суммарные запасы ВНТ для условий ГП «Шахта им. А.Ф. Засядько», на основании характеристик, представленных в интернет ресурсах составят $W_{\Sigma} = 3380$ МДж/т, с мощностью теплового потока более 218 МВт. Запасы ВНТ хоть и являются оценочными, могут быть использованы для электро и теплогенерации, а при достижении КПД электрогенерации 10 %, превышают потребление электроэнергии от внешнего источника, необходимой для угледобычи (95,8 кВт·ч/т).

РАЗДЕЛ 3

ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗАЦИИ СНИЖЕНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ ГОРОДА ПРИ РАБОТЕ УГОЛЬНЫХ ШАХТ

Большинство экологически вредных факторов, являются возобновляемыми источниками энергии и вторичными энергоресурсами. Они могут быть утилизированы и трансформированы во ВНТ, а затем в электроэнергию посредством паротурбинной установки замкнутого цикла на низкокипящем рабочем теле. Поэтому в данном разделе синтезированы все возможные сочетания паротурбинной установки на низкокипящем рабочем теле и тепловых машин обратного цикла и выполнено сравнение их эффективности на основании сопоставления КПД идеального цикла Карно.

3.1 Выбор рабочего тела тепломашинной установки и условий для первичного анализа

Анализ выполнен для следующих условий. Источником теплоты с более высоким температурным уровнем – нагревателем является теплоноситель (вода), поступающий от источников ВНТ шахты с максимальной температурой плюс 110 °С. Максимальную температуру нагрева рабочего тела принимаем плюс 100 °С. Источником тепла с более низким температурным уровнем – холодильником, могут служить породы на глубине от 30 до 100 метров, со средней температурой плюс 12 °С и атмосферный воздух при его температуре ниже плюс 12 °С. Годовой цикл работы энергогенерирующей станции делится на два периода, весенне-летне-осенний, когда холодильником являются горные породы с практически постоянной температурой и осенне-зимне-весенний период, когда отвод тепла от тепловых машин осуществляется в атмосферу.

Поэтому минимальную температуру рабочего тела, принимаем на $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ выше температуры холодильника. Для увеличения температурного потенциала между нагревателем и холодильником рассматриваемые схемы включают паротурбинную установку замкнутого цикла на низкокипящем рабочем теле, в качестве потребителя ВНТ (тепловая машина прямого цикла) и тепловую машину обратного цикла (например, парокомпрессионную или абсорбционную холодильную машину и/или тепловой насос. Низкокипящим рабочим телом выбран фреон R407с. Данный хладагент является экологически безопасной, зеотропной смесью, он используется в некоторых моделях современных тепловых насосов. Смесью зеотропная – механическая смесь хладагентов, используемых в качестве рабочего тела, имеющими разную температуру насыщения при одном давлении. При определённых условиях они разделяются на составляющие. Температура, при которой последняя капля жидкой смеси испаряется – называется температурой насыщения при данном давлении. Это точка росы зеотропного хладагента. При одной температуре, составляющие хладагента не конденсируются. Температура насыщения конденсации – это температура, при которой последняя частица пара конденсируется при данном давлении. Температура начала кипения зеотропного хладагента называется точка, когда первая частица зеотропной смеси испаряется. Таковым является хладагент R407с. Это много компонентный газ, в состав которого входят следующие компоненты в определенном соотношении: R125 (25 %), R32 (23 %) и R134a (52 %). Каждый из них отвечает за обеспечение своего отдельного свойства. R125 – способствует увеличению производительности, R32 – исключает возгорание, R32 – определяет рабочее давление в рабочем контуре. Температурный глайд данного хладагента составляет $7\text{ }^{\circ}\text{C}$. Поэтому для использования его в качестве низкокипящего рабочего тела во втором контуре энергогенерирующего комплекса предусмотрено устройство поддерживающее давление за пределами температурного глайда в зависимости от рабочей температуры.

На сегодняшний день технология производства, хранения и транспортировки хладагентов хорошо отработана. Например, одна из фирм Китая,

торгующих хладагентами предлагает поставки R407с до 100000 т в год, при стоимости 123 рос. руб./кг. Поэтому хорошо изучены и представлены в виде справочных материалов термодинамические характеристики и теплотехнические свойства данного низкокипящего рабочего тела, используемого, как в холодильной технике, так и в энергетике. Фреон R407с относится к списку разрешённых «Монреальским протоколом» веществ.

3.2 Обоснование целесообразности использования геотермальной нейтральной зоны горных пород

Тепло на поверхность Земли поступает от внешнего (экзогенного) и внутреннего (эндогенного) источников. Земная поверхность получает энергию, излучаемую Солнцем в течение всего года. Кроме тепла, поступающего с солнечным излучением, Земля получает энергию, поступающую из её недр. На глубине не более 1-2 м происходят суточные изменения температуры. Сезонные колебания температуры распространяются до глубины 20-25 м. Этой пояс постоянной годовой температуры (нейтральный слой), его температура равна средней годовой температуре воздуха на поверхности. Для региона Донбасса нейтральный слой находится на глубине 30 м и его температура составляет 8 °С. В практике геологических и гидрогеотермических исследований геотермический градиент обычно определяют для интервала 100 м и в среднем для земной коры этот градиент равен 3 °С [79]. Поэтому среднюю температуру холодильника на глубине от 30 до 100 м принимаем равной плюс 12 °С. Практика эксплуатации тепловых насосов с геотермальными зондами показывает, что через погонный метр скважины может быть отведено 70 Вт тепловой энергии при расстоянии между скважинами 5 м [80]. Для работы энергогенерирующего комплекса (в условиях ГП «Шахта им. А.Ф. Засядько») необходимо отводить тепловой поток $Q = 195,7$ МВт с температурой теплоносителя 22 °С. Для этого требуется 39938 скважин с геотермальными зондами. Скважины могут быть выполнены по семиточечной схеме (рисунок 3.1). Современное передвижное оборудование для

бурения геотермальных скважин для тепловых насосов выполняет такую скважину за 4 час при стоимости буровых работ и обустройства скважины под ключ 243 рос. руб./пог.м. Для снижения площадей отчуждаемых территорий, в местах где позволяют вмещающие породы, в соответствии со строительными нормами и правилами, кусты скважин могут быть выполнены под фундаментами зданий и сооружений. Длина коммуникаций при этом составляет менее 200 км [81, 82, 83, 84, 85, 86, 87].

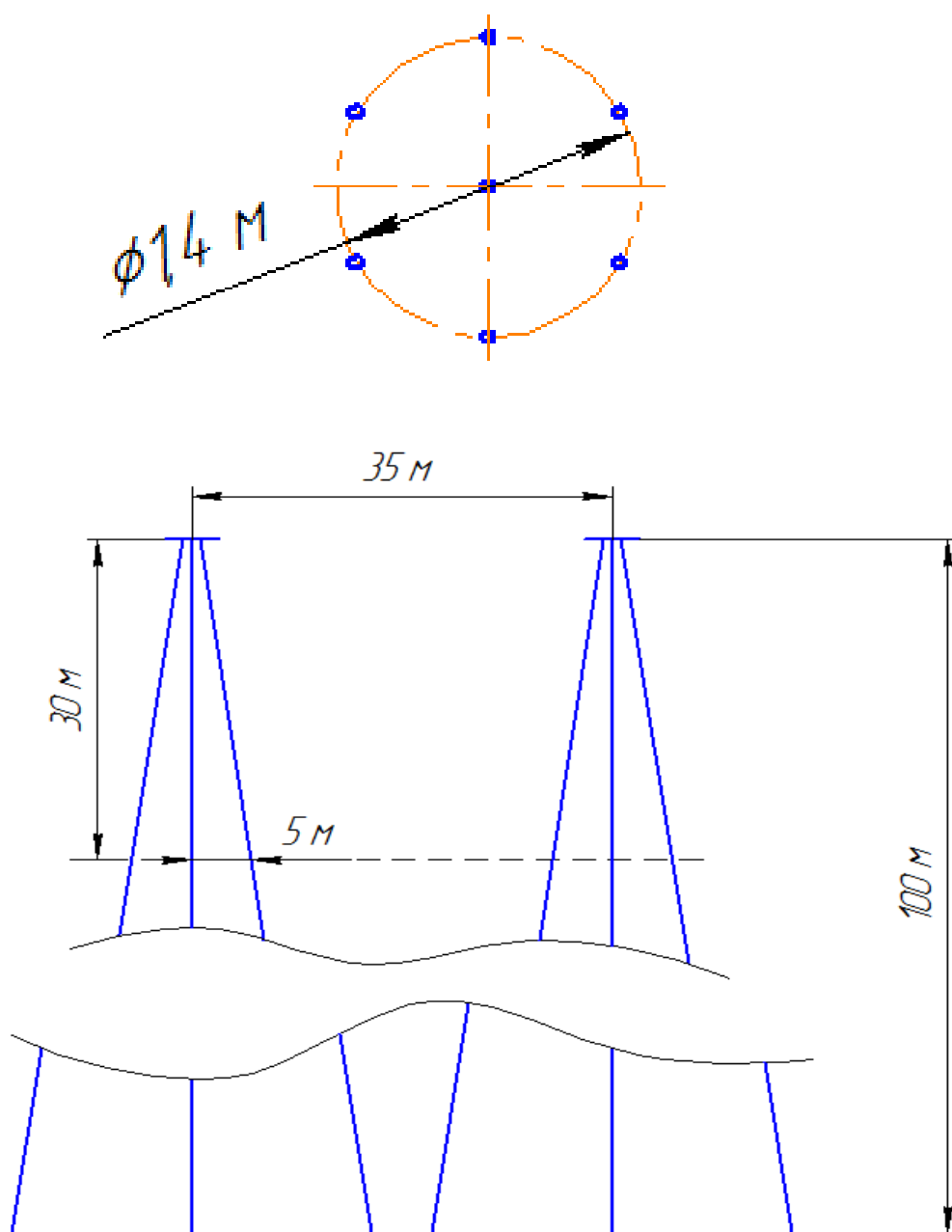


Рисунок 3.1 – Семиточечная кустовая схема скважин с геотермальными зондами

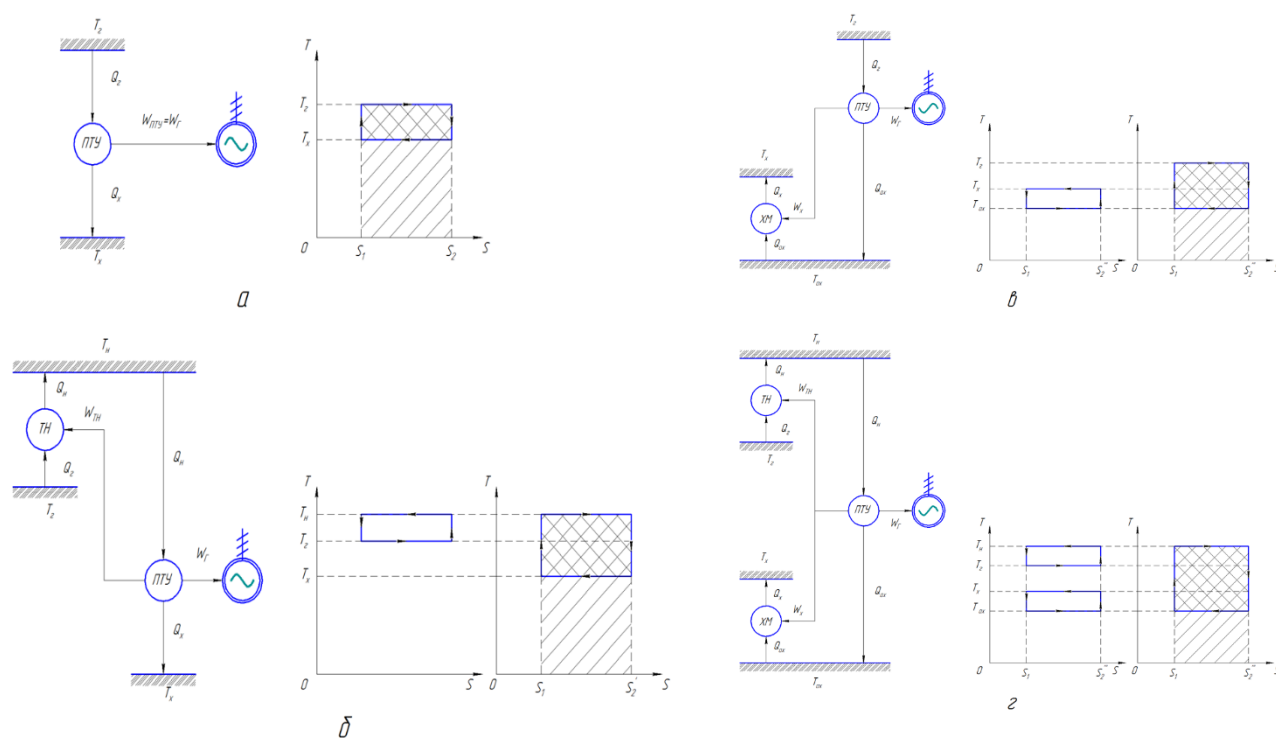
3.3 Синтез возможных сочетаний тепловых машин прямого и обратного циклов и сравнение их эффективности

3.3.1 Синтез возможных сочетаний тепловых машин прямого и обратного циклов

Для функционирования любой тепловой машины необходимы источник тепла с более высоким температурным уровнем – нагреватель с температурой T_g и источник тепла с более низким температурным уровнем – холодильник с температурой T_x [88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95]. Однако различная температура источников теплоты угольной шахты, их удалённость друг от друга, как на поверхности, так и в горных выработках, а также ввиду, очевидно, малого теплоперепада между нагревателем и холодильником приходится искать способы повышения температурного потенциала энергогенерирующей установки. В рамках научного обоснования наилучшего способа для сокращения вредных выбросов горнодобывающего предприятия за счёт производства электроэнергии с использованием ВНТ синтезированы все возможные сочетания паротурбинной установки на низкокипящем рабочем теле и тепловых машин обратного цикла и выполнено сравнение их эффективности на основании сопоставления КПД идеального цикла Карно. Проанализированы все возможные сочетания термодинамических схем на базе, как тепловой машины прямого цикла, так и тепловой машины обратного цикла (например, паротурбинных установок, тепловых насосов и холодильных машин) с низкокипящим рабочим телом, выступающие потребителем ВНТ в качестве первичного источника. Для традиционной паротурбинной установки с идеальным циклом Карно и постоянными параметрами низкокипящего рабочего тела, найдены основные энергетические характеристики.

Поскольку, с одной стороны, температуру рабочего тела можно увеличить по сравнению с T_g за счёт использования теплового насоса, а температуру конденсации можно уменьшить по сравнению с T_x за счёт отвода теплоты с помощью холодильной машины, а с другой стороны, для обеспечения работы

машин обратного цикла требуются затраты энергии, вопрос об эффективности и целесообразности использования машин обратного цикла в рамках энергогенерирующего комплекса на базе паротурбинной установки не является однозначным и потребовал исследования [96, 97]. Все возможные сочетания паротурбинной установки и машин обратного цикла представлены на рисунке 3.2.



- а) термодинамическая схема паротурбинной установка с идеальным циклом Карно;
- б) термодинамическая схема паротурбинной установки и теплового насоса с идеальным циклом Карно;
- в) термодинамическая схема паротурбинной установка и холодильной машины с идеальным циклом Карно;
- г) термодинамическая схема паротурбинной установки, теплового насоса и холодильной машины с идеальным циклом Карно

Рисунок 3.2 – Термодинамические схемы синтезированных энергогенерирующих комплексов

На рисунке 3.2 для каждого из предложенных сочетаний энергогенерирующего комплекса, также построен цикл в Т-S координатах.

3.3.2 Сравнение эффективности синтезированных комплексов на основании сопоставления КПД идеального цикла Карно

Представим промежуточные выкладки и итоговые выражения для определения КПД идеального цикла Карно, для всех предложенных сочетаний.

Для термодинамической схемы паротурбинной установки с идеальным циклом Карно (смотри рисунок 3.2 а).

$$W_{\text{ПТУ}} = W_{\text{ЭГ}} = (T_{\Gamma} - T_{\text{X}}) \cdot (S_2 - S_1); \quad (25)$$

$$Q_{\Gamma} = T_{\Gamma} \cdot (S_2 - S_1); \quad (26)$$

$$\eta_{\text{ТМУ}} \frac{W_{\text{ЭГ}}}{Q_{\Gamma}} = \frac{(T_{\Gamma} - T_{\text{X}}) \cdot (S_2 - S_1)}{T_{\Gamma} (S_2 - S_1)} = \frac{T_{\Gamma} - T_{\text{X}}}{T_{\Gamma}}, \quad (27)$$

где $W_{\text{ПТУ}}$ – работа на валу паротурбинной установки;

$W_{\text{ЭГ}}$ – работа на входном валу электрогенератора;

Q_{Γ} – количество ВНТ, необходимое для получения $W_{\text{ЭГ}}$;

$\eta_{\text{ТМУ}}$ – КПД тепломашинной установки на входном валу электрогенератора;

T_{Γ} – температура испарения рабочего тела;

T_{X} – температура конденсации рабочего тела;

S_1 и S_2 – энтропия системы при адиабатном сжатии и расширении соответственно.

Для термодинамической схемы паротурбинной установки и теплового насоса с идеальным циклом Карно (смотри рисунок 3.2 б).

$$W_{\text{ПТУ}} = (T_{\text{H}} - T_{\text{X}}) \cdot (S_2' - S_1); \quad (28)$$

$$W_{\text{ЭГ}} = (T_{\text{H}} - T_{\text{X}}) \cdot (S_2' - S_1) - (T_{\text{H}} - T_{\Gamma}) \cdot (S_2' - S_1) = (T_{\Gamma} - T_{\text{X}}) \cdot (S_2' - S_1); \quad (29)$$

$$Q_{\text{H}} = T_{\text{H}} \cdot (S_2' - S_1); \quad (30)$$

$$\eta_{\text{ТМУ}} = \frac{W_{\text{ЭГ}}}{Q_{\text{H}}} = \frac{(T_{\Gamma} - T_{\text{X}}) \cdot (S_2' - S_1)}{T_{\text{H}} (S_2' - S_1)} = \frac{T_{\Gamma} - T_{\text{X}}}{T_{\text{H}}}, \quad (31)$$

где Q_H – количество теплоты на выходе тепловых насосов;

T_H - температура конденсации рабочего тела тепловых насосов;

S_2' – энтропия системы при адиабатном расширении.

Для термодинамической схемы паротурбинной установки и холодильной машины с идеальным циклом Карно (смотри рисунок 3.2 в).

$$W_{ПТУ} = (T_{\Gamma} - T_{OX}) \cdot (S_2'' - S_1); \quad (32)$$

$$W_{ЭГ} = (T_{\Gamma} - T_{OX}) \cdot (S_2'' - S_1) - (T_X - T_{OX}) \cdot (S_2'' - S_1) = (T_{\Gamma} - T_X) \cdot (S_2'' - S_1); \quad (33)$$

$$Q_{\Gamma} = T_{\Gamma} \cdot (S_2'' - S_1); \quad (34)$$

$$\eta_{ТМУ} = \frac{W_{ЭГ}}{Q_{\Gamma}} = \frac{(T_{\Gamma} - T_X) \cdot (S_2'' - S_1)}{T_{\Gamma} (S_2' - S_1)} = \frac{T_{\Gamma} - T_X}{T_{\Gamma}}, \quad (35)$$

где T_{OX} – температура испарения рабочего тела холодильной машины;

S_2'' – энтропия системы при адиабатном расширении.

Для термодинамической схемы паротурбинной установки, холодильной машины и теплового насоса с идеальным циклом Карно (смотри рисунок 3.2 г).

$$W_{ПТУ} = (T_H - T_{OX}) \cdot (S_2''' - S_1); \quad (36)$$

$$\begin{aligned} W_{ЭГ} &= (T_H - T_{OX}) \cdot (S_2''' - S_1) - (T_X - T_{OX}) \cdot (S_2''' - S_1) - (T_H - T_{\Gamma}) \cdot (S_2''' - S_1) = \\ &= (T_{\Gamma} - T_X) \cdot (S_2''' - S_1); \end{aligned} \quad (37)$$

$$Q_H = T_H \cdot (S_2''' - S_1); \quad (38)$$

$$\eta_{ТМУ} = \frac{W_{ЭГ}}{Q_H} = \frac{(T_{\Gamma} - T_X) \cdot (S_2''' - S_1)}{T_H (S_2''' - S_1)} = \frac{T_{\Gamma} - T_X}{T_H}, \quad (39)$$

где S_2''' – энтропия системы при адиабатном расширении.

$$Q_{\Gamma} = \frac{W_{ЭГ}}{\eta_{ТМУ}}. \quad (40)$$

Из анализа итоговых выражений для определения КПД очевидно, что он максимален и одинаков для термодинамических схем, представленных на рисунок 3.2 а и рисунок 3.2 в.

В виду того, что аппаратная часть схемы на базе одной лишь паротурбинной установки проще, именно она выбрана для дальнейшей разработки и определения реальных характеристик энергетической эффективности.

3.3.3 Исследование динамики изменения внешних факторов, влияющих на основные энергетические характеристики энергогенерирующих комплексов

Поскольку имеет место изменение температуры холодильника в течение года, выполнен анализ изменения во времени КПД идеального цикла во времени. В весенне-летне-осенний период $T_X = 12+10 = +22$ °С (график 1, рисунок 3.3). В осенне-зимне-весенний период, для ЭС с изменяемыми параметрами:

$$T_X = \frac{T_{a1} \cdot n_1 + \dots + T_{ak} \cdot n_k}{n_\Sigma} + 10, \quad (41)$$

где T_X – среднемесячное значение температуры холодильника в осенне-зимне-весенний период, °С; (график 2, рисунок 3.3),

$T_{a1} \dots T_{ak}$ – измеряемые значения температуры воздуха, °С;

$n_1 \dots n_k$ – количество измерений в месяц с данным значением температуры;

n_Σ – общее количество измерений в месяц.

Измерения температуры выполнялись каждые три часа. Зависимости представленные в виде графика, построенного по среднемесячным значениям $\eta_{ТМУ}$ за год для традиционной паротурбинной установки и энергогенерирующего комплекса с изменяемыми параметрами, показывают, что максимальное значение $\eta_{ТМУ}$ для энергогенерирующего комплекса с изменяемыми параметрами низкикипящего рабочего тела в зависимости от внешних факторов за годовой цикл, почти на 10 % выше чем у традиционной паротурбинной установки.

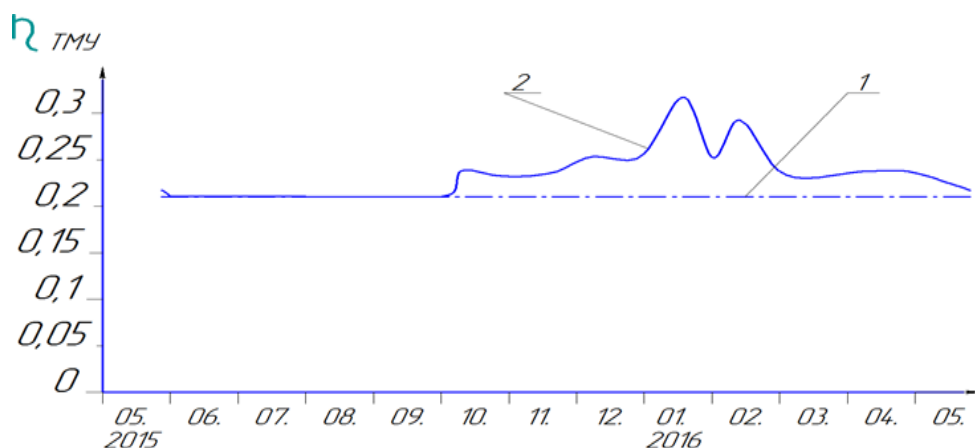


Рисунок 3.3 – Изменение КПД энергогенерирующего комплекса с

идеальным циклом Карно в зависимости от температуры атмосферного воздуха.

Данные метеорологических измерений в Донецке за 2015 и 2016 гг., для анализа изменения базовых энергетических характеристик термодинамических схем, исследуемых выше, в зависимости от изменения температуры наружного воздуха, используемого в качестве нагревателя и холодильника, опирается на [98, 99, 100].

3.4 Обоснование максимально возможного снижения вредных выбросов в атмосферу при использовании энергогенерирующего комплекса шахты

Как было установлено выше, в условиях ГП «Шахта им. А.Ф. Засядько», суммарное количество потребляемого кислорода и вредных выбросов из различных источников (выброс парниковых газов в CO_2 эквиваленте, выход золы, тепловое загрязнение), отнесенное к 1 т добытого угля составляет: $V_{\text{O}_2} = 53,6 \frac{\text{м}^3}{\text{т}}$; $V_{\text{CO}_2\text{эквивалент}} = 1125,7 \frac{\text{кг}}{\text{т}}$; $A_3 = 9,13 \frac{\text{кг}}{\text{т}}$; $Q_{\text{тз}\Sigma} = 1263,9 \frac{\text{МДж}}{\text{т}}$. При получении этих результатов выбросы метана и водяных паров при помощи специальных коэффициентов пересчета ($K_{\text{CH}_4} = 21$, $K_{\text{H}_2\text{O}} = 2,5$) учтены в выбросах $\text{CO}_2\text{эквивалент}$. Приведенные запасы ВНТ шахты, которые могут быть получены при утилизации этих загрязняющих веществ представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты оценки запасов ВНТ для условий рассматриваемой шахты

Наименование источника	Способ получения теплоты	Удельные запасы теплоты, МДж/т	Мощность теплового потока, МВт	Температура источника, °С
Дегазационный метан	Сжигание в газопоршневых установках типа JMS 620	$W_m = 0 \div 72,2$ МДж/т	$Q_1 = 0 \div 4,7$	110
Угольный шлам и отходы углеобогащения	Сжигание в котлах с пылеугольными горелками и горелками на водоугольной эмульсии	$W_{\Pi} = 90 \cdot 28 = 2520$ МДж/т	$Q_2 = 162,8$	110
Шахтные воды	Природный геотермальный и техногенный характер	$W_{шв} = 304,7$ МДж/т	$Q_3 = 19,7$	49
Отработанный рудничный воздух	Природный геотермальный и техногенный характер (при применении установок «VOCSIDIZER»)	$W_{орв} = 47,2$ МДж/т, (При использовании установок «VOCSIDIZER», $W_{орв} = 519,4$ МДж/т)	$Q_4 = 3$ ($Q_4 = 33,7$)	26 (66)

Тогда

$$W_{\Sigma} = W_m + W_{\Pi} + W_{шв} + W_{орв}, \quad (42)$$

где W_{Σ} – максимально, суммарные запасы ВНТ в условиях ГП «Шахта им. А.Ф. Засядько», МДж/т.

$$W_{\Sigma} = 35,9 + 2520 + 304,7 + 519,4 = 3380 \text{ МДж/т.}$$

Мощностью теплового потока при этом достигает более 218 МВт.

Для обеспечения испарения и перегрева низкокипящего рабочего тела, для паротурбинной установки проанализирован вариант схемы нагрева низкокипящего рабочего тела с последовательным повышением

температуры первичных источников (рисунок 3.4). В режиме с наибольшим потреблением ВНТ (когда температура холодильника составляет $+12\text{ }^{\circ}\text{C}$, с перегревом пара в испарителе-пароперегревателе паротурбинной установки и подводом теплоты вблизи критической точки, без использования установки «VOCSIDIZER»), количество ВНТ, которое может быть использовано при данной схеме в условиях рассматриваемой шахты составит $Q_{\Sigma} = 192721\text{ кВт}$.

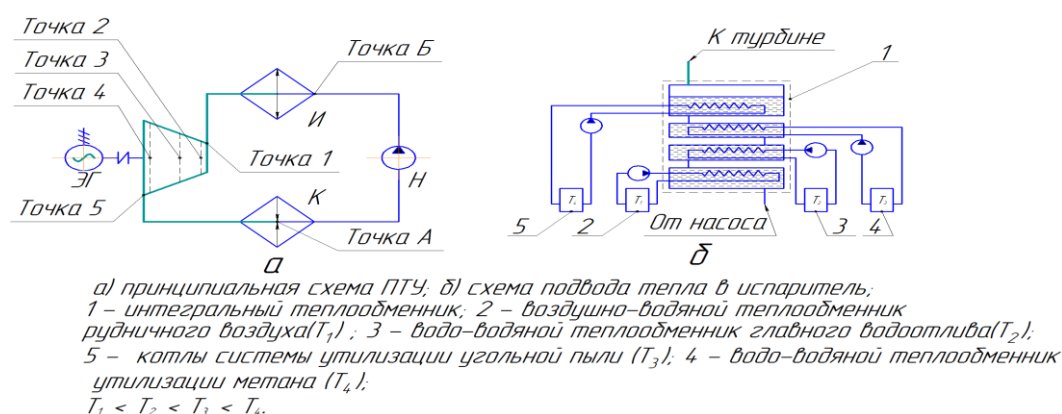


Рисунок 3.4 – Принципиальная схема и схема подвода тепла

Температура воздуха на выходе из ствола $T_1 = +26\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $Q_4 = 3000\text{ кВт}$, температура низкокипящего рабочего тела на выходе из конденсатора $+22\text{ }^{\circ}\text{C}$. Использовать низкопотенциальное тепло отработанного рудничного воздуха в условиях данной шахты, при данном уровне развития техники крайне сложно, из-за малого перепада температур ($4\text{ }^{\circ}\text{C}$) и, как следствие, огромных габаритов (площадь поверхности теплообмена составит, порядка $40 \cdot 10^3\text{ м}^2$). Таким образом, для максимально возможного снижения вредных выбросов в атмосферу, обоснована необходимость создания, комбинированного энергогенерирующего комплекса, использующего весь поток ВНТ.

Выводы по разделу 3

1. Проведенный упрощенный анализ показывает, что термический КПД обратимого идеального цикла Карно, для термодинамических схем паротурбинной установки (рисунок 3.1 а) и паротурбинной установки и холодильной машины (рисунок 3.1 в) – одинаков, а для термодинамических схем

паротурбинной установки и теплового насоса (рисунок 3.1 б) и паротурбинной установки, теплового насоса и холодильной машины (рисунок 3.1 г) будет ниже, чем для термодинамической схемы паротурбинной установки (рисунок 3.1 а). Поэтому основные энергетические характеристики определялись только для термодинамической схемы паротурбинной установки (рисунок 3.1 а).

2. Среднесуточные изменения температуры атмосферного воздуха в осенне-зимне-весенний период могут колебаться в значительных пределах (от 4 до 12 °С), следовательно, и температуры холодильника энергогенерирующего комплекса, что значительно влияет на КПД комплекса с изменяемыми параметрами низкокипящего рабочего тела.

3. Измерения температуры выполнялись каждые три часа. Расчёты представленные в виде графика, построенного по среднемесячным значениям $\eta_{\text{ТМУ}}$ с идеальным циклом Карно, за год для традиционной паротурбинной установки и энергогенерирующего комплекса с изменяемыми параметрами, показывают, что максимальное значение $\eta_{\text{ТМУ}}$ для энергогенерирующего комплекса с изменяемыми параметрами низкокипящего рабочего тела в зависимости от внешних факторов за годовой цикл, почти на 10% выше, чем у традиционной паротурбинной установки.

4. Установлено, что суммарное количество потребляемого кислорода и вредных выбросов из различных источников (выброс парниковых газов в CO_2 эквиваленте, выход золы, тепловое загрязнение), отнесенное к 1 т добытого угля составляет:

$$\begin{aligned} V_{\text{O}_2} &= 53,6 \frac{\text{м}^3}{\text{т}}; & V_{\text{CO}_2\text{эквивалент}} &= 1125,7 \frac{\text{кг}}{\text{т}}; & A_3 &= 9,13 \frac{\text{кг}}{\text{т}}; \\ Q_{\text{тз}\Sigma} &= 1263,9 \frac{\text{МДж}}{\text{т}}. \end{aligned}$$

5. Установлено, что для максимально возможного снижения вредных выбросов в атмосферу, необходимо освоение всего поток ВНТ, образующегося при подземной добыче угля от разных источников с различной температурой, что невозможно осуществить только за счет испарения низкокипящего рабочего тела в паротурбинной установке. Необходима разработка, гибридного энергогенерирующего комплекса, использующего весь поток ВНТ.

РАЗДЕЛ 4

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩИХ СТАНЦИЙ, ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ВТОРИЧНОЙ И НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНОЙ ТЕПЛОТЫ В УСЛОВИЯХ УГОЛЬНОЙ ШАХТЫ

Выполнен анализ нескольких альтернативных схем электрогенерации, которые, работая параллельно с паротурбинной установкой на низкокипящем рабочем теле, позволили бы максимально освоить доступные запасы ВНТ [101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109].

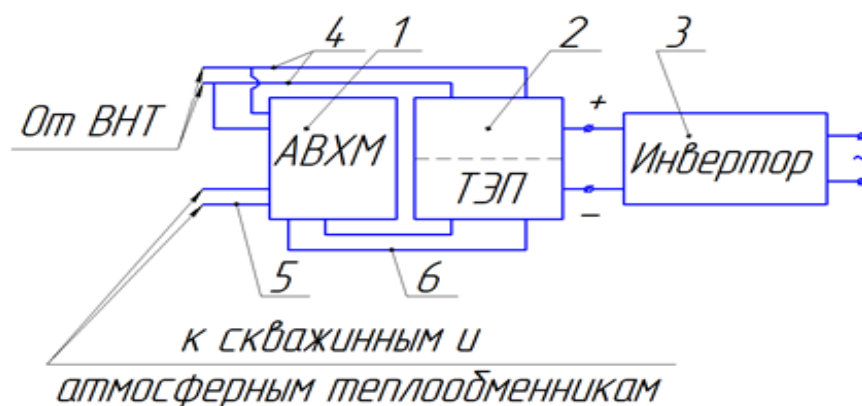
4.1 Установка с термоэлектрическим преобразователем и холодильной машиной

Данный комплекс представляет собой синтез термоэлектрического преобразователя с инвертором и холодильной машиной, например, типовой абсорбционной бромистолитиевой холодильной машины, используемой в шахтных системах кондиционирования (рисунок 4.1). Абсорбционная бромистолитиевая холодильная машина, используется для поддержания температуры на выходе термоэлектрического преобразователя плюс 2 °С. При температуре атмосферного воздуха ниже плюс 2 °С, установка отключается от системы кондиционирования, при этом эффективность использования ВНТ максимальна.

Термоэлектрический преобразователь новой архитектуры (рисунок 4.2), содержит одну термобатарею 1, образованную электрически соединенными термопарами 2, каждая из которых состоит из двух ветвей 3 из разнородных токопроводящих материалов (например, из хромеля и копеля), снабженную

теплоэлектроизоляционными элементом 4, теплопередающими элементами 5 и токосъемниками 6.

Теплоэлектроизоляционные элемент 4 выполнены из материала с коэффициентом теплопроводности, меньшим наименьшего коэффициента теплопроводности материала ветвей 3 термопары 2 (например, из гетинакса) в виде слоя, расположенного на поверхности термобатареи 1 со стороны подвода тепла от теплоносителя.



- 1 – абсорбционная бромистолитиевая холодильная машина,
 2 – термоэлектрический преобразователь, 3 – инвертор, 4 – линия нагревателя,
 5 – линия холодильника, 6 – линия охлаждения

Рисунок 4.1 – Энергогенерирующий комплекс с термоэлектрическим преобразователем и абсорбционной бромистолитиевой холодильной машиной

Теплопередающий элемент 5, выполненный из материала с коэффициентом теплопроводности, превышающим наибольший коэффициент теплопроводности материала ветвей 3 термопар 2 (например, из меди) и удельным электросопротивлением, равным, по крайней мере, удельному электросопротивлению материала токосъемников 6, расположен в теплоэлектроизоляционном слое 4 с возможностью теплового контакта с теплоносителем линии нагревателя и контактом с поверхностью ветвей 3 каждой

термопары 2 в местах соединения ветвей 7. Токосъёмники 6 выполнены из материала с малым удельным электрическим сопротивлением (например, меди), и подсоединены к свободным торцам термобатарей 1.

На поверхности термобатарей 1 со стороны отвода тепла размещён теплопроводящий электроизоляционный слой 8 из материала с коэффициентом теплопроводности, превышающим наибольший коэффициент теплопроводности материала ветвей 3 термопар 2, (например, выполненное из оксида алюминия), контактирующий с теплоносителем линии охлаждения 10.

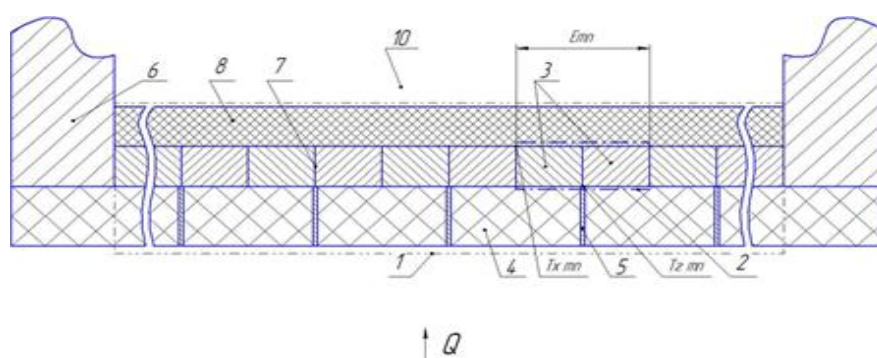


Рисунок 4.2 – Термоэлектрический преобразователь новой архитектуры

Устройство работает следующим образом.

При подаче тепла вся поверхность термоэлектрический преобразователь в зоне подвода теплового потока нагревается, но так как коэффициент теплопроводности теплопередающего элемента на много выше чем коэффициент теплопроводности теплоэлектроизоляционного элемента (например, теплопередающий элемент выполнен из меди с $\lambda = 385 \text{ Вт/м}\cdot\text{К}$, а теплоэлектроизоляционный элемент из гетинакса с $\lambda = 0,147 \text{ Вт/м}\cdot\text{К}$) плотность теплового потока, подводимого через теплопередающий элемент к месту соединения ветвей термопары значительно превышает плотность теплового потока, проходящего через теплоэлектроизоляционный элемент, чем и обеспечивается ориентированно-сосредоточенная подача тепла к месту соединения ветвей термопары. Пройдя через ветви термопар (например, изготовленных из хромеля с $\lambda = 17,6 \text{ Вт/м}\cdot\text{К}$ и константана с $\lambda = 24,6 \text{ Вт/м}\cdot\text{К}$) и

защитное теплопроводящее электроизоляционное покрытие (например, выполненное из оксида алюминия с $\lambda = 40 \text{ Вт/м}\cdot\text{К}$) тепловой поток значительно рассеивается и отводится теплоносителем в зоне охлаждения через всю поверхность термоэлектрического преобразователя. Температура на поверхности теплопроводящего электроизоляционного покрытия изменяется по гиперболическому закону, поэтому разность температур в точках $T_{г.тп}$ и $T_{х.тп}$ (рисунок 4.2), которая формирует ЭДС термопары, может достигать значительной величины по сравнению с прототипом (например, при разности температур теплоносителей 100°C , $\Delta T = T_{г.тп} - T_{х.тп}$ может достигать единиц, а то и десятков $^\circ\text{C}$, следовательно, и электродвижущая сила для металлических термопар будет порядка $10^{-2} - 10^{-4} \text{ В}$). Размеры элементов термоэлектрического преобразователя подбираются таким образом, чтобы получить максимальную удельную электрическую мощность, с сохранением высокого КПД, снизив при этом до возможного минимума (определяется расчётом) материалоемкость преобразователя. Ожидаемый КПД термоэлектрического преобразователя составляет более 20 % при минимальной материалоемкости.

4.2 Гравитационная установка

Запас ВНТ, представленный в разделе 2, является потенциальным и не учитывает потерь в первичных и вторичных преобразователях энергии, а также при транспортировке теплоносителей. Он зависит от рабочих термодинамических циклов, термодинамической схемы трансформации теплоты, параметров использованного оборудования. Проанализируем схему, представленную на рисунке 4.3.

Энергогенерирующий элемент – гидротурбина 6 с электрогенератором 7. ВНТ с утилизированными потерями в электрогенераторе подводится к испарителю 4 по линии 1. Рабочее тело транспортируется к конденсатору 5 на верхний горизонт по паропроводу 3 в виде пара. Подача жидкой фазы рабочего тела из конденсатора к гидротурбине происходит по гидравлической линии 2.

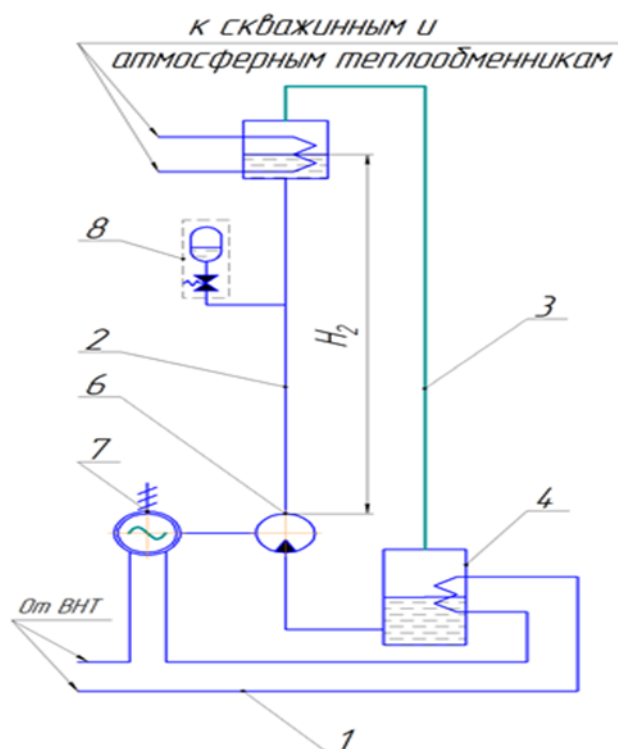


Рисунок 4.3 – Гравитационная установка

Регулирующий элемент 8 меняет параметры рабочего тела в зависимости от температуры холодильника. Для первичного анализа принимаем: температуру холодильника – $T_x = +12^\circ\text{C}$, температуру ВНТ – T_n в зависимости от глубины, при геотермальной ступени 3°C на каждые 100 м и температуре нейтральной зоны 8°C на глубине 30 м, удельную мощность на муфте электрогенератора $N_{\text{ТМУ}} = 1$ кВт, гидравлическими потерями в элементах схемы пренебрегаем.

Тогда

$$\eta_{\text{ТМУ}} = \frac{N_{\text{ТМУ}}}{Q_{\text{ВНТ}}}, \quad (43)$$

где $\eta_{\text{ТМУ}}$ – КПД на муфте электрогенератора;

$Q_{\text{ВНТ}}$ – удельное потребление ВНТ (кВт);

$$N_{\text{ПОТ}} = \frac{N_{\text{ТМУ}}}{\eta_{\text{ГТ}}}, \quad (44)$$

где $N_{\text{ПОТ}}$ – удельная мощность потока перед гидротурбиной, кВт;

$\eta_{\text{ГТ}}$ – КПД серийно выпускаемых турбин турбобуров, $\eta_{\text{ГТ}} = 0,5$;

$$G = \frac{N_{\text{ПОТ}} \cdot \rho}{9,81 \cdot H}, \quad (45)$$

где G – массовый расход рабочего тела, кг/с;

ρ – плотность рабочего тела, кг/м³;

H – расстояние по вертикали от зеркала рабочего тела в конденсаторе до входа в гидротурбину, м;

$$Q_{\text{ВНТ}} = c \cdot G \cdot [(T_{\text{н}} - 5^{\circ}\text{C}) - (T_{\text{х}} + 5^{\circ}\text{C})] + r \cdot G, \quad (46)$$

где c – удельная теплоёмкость жидкой фазы рабочего тела, $\frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$;

r – удельная теплота парообразования рабочего тела, $\frac{\text{Дж}}{\text{кг}}$ [3].

Выполняем расчёт для H_2O и R407c с шагом по H 100 м, при начальном значении $H = 700$ м. Результаты расчёта, представленные в виде графика на рисунке 4.3.

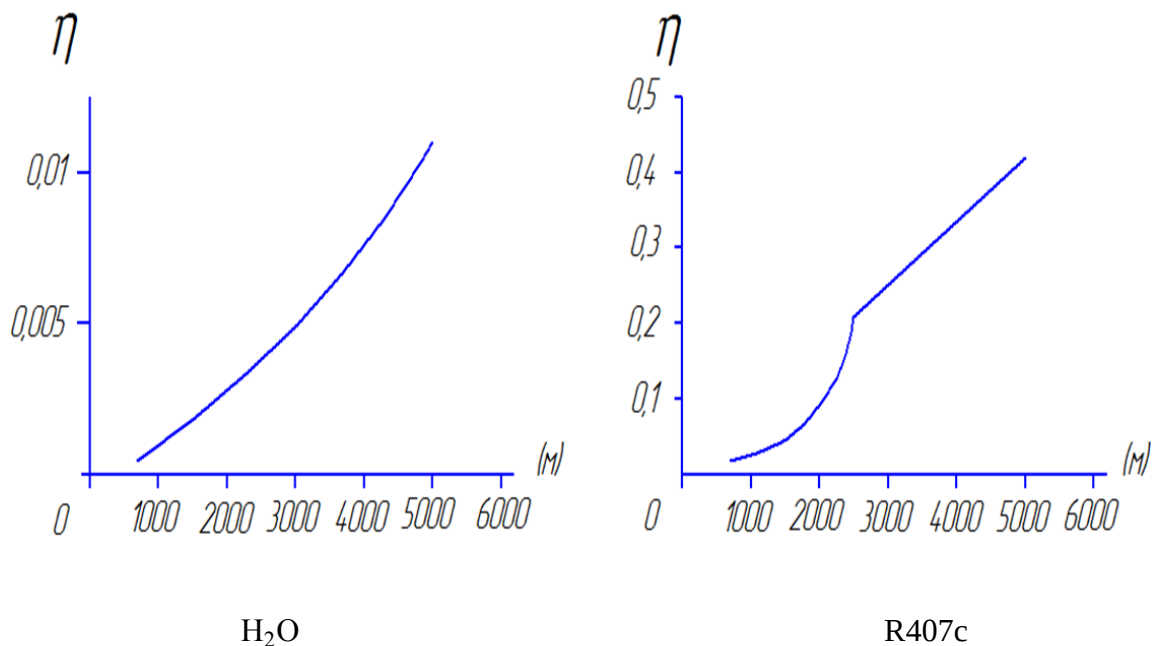


Рисунок 4.3 – КПД гравитационной установки в зависимости от глубины

4.3 Эрлифтная установка

Как было сказано выше, для функционирования тепловой машины необходимы источник тепла с более высоким температурным уровнем – нагреватель и источник тепла с более низким температурным уровнем – холодильник. Поступающая от источников ВНТ шахты вода (промежуточный теплоноситель), является нагревателем. Его температура составляет плюс 110 °С. Холодильником могут служить породы на глубине от 30 до 100 м со средней температурой плюс 12 °С и атмосферный воздух при его температуре ниже плюс 12 °С. Предлагаемая схема тепломашинной установки (рисунок 4.4) включает два контура: водяной контур и контур низкокипящего рабочего тела. Водяной контур состоит из колонны эрлифта 6 со смесителем, теплообменника – компенсатора тепловых потерь 6.1, разделительного бака накопителя 7 со стабилизатором давления 8 и исполнительного устройства стабилизатора 11, линии подачи воды на гидротурбину и водяной гидротурбины 9.1, линии подачи воды 2 в колонну эрлифта. В качестве низкокипящего рабочего тела используется фреон R407с. Контур низкокипящего рабочего тела состоит из колонны эрлифта 6 со смесителем, разделительного бака накопителя 7, паровой линии низкокипящего рабочего тела с теплообменником – регенератором 5.1, конденсатора – регенератора 5 с теплообменником конденсатора и градирней 5.2, гидравлической линии подачи фреона 3 на гидротурбину, гидротурбины низкокипящего рабочего тела 9.2, линии подачи фреона на испаритель, испарителя – пароперегревателя 4 с теплообменником 1 подвода ВНТ и паровой линии подачи низкокипящего рабочего тела на смеситель эрлифта. Выходные валы гидротурбины 9.1 и гидротурбины 9.2, механически связаны с валом электрогенератора 10. Для возможности утилизации тепловых потерь при электрогенерации, генератор 10 выполнен водоохлаждаемым и его система охлаждения включена в схему подвода теплоносителя ВНТ.

Проанализируем работу установки в соответствии с термодинамическим циклом контура низкокипящего рабочего тела представленном на рисунке 4.5, в

P-S координатах. При подводе теплоты в испарителе-пароперегревателе, низкокипящее рабочее тело испаряется и достигает параметров перегретого сухого пара (Точка В-Точка Г-Точка 1). Выходя из смесителя в колонне эрлифта, пар расширяется по изотерме (Точка 1-Точка 2). Проходя через теплообменник – регенератор, пар отдаёт часть теплоты конденсату (Точка 2-Точка 3).

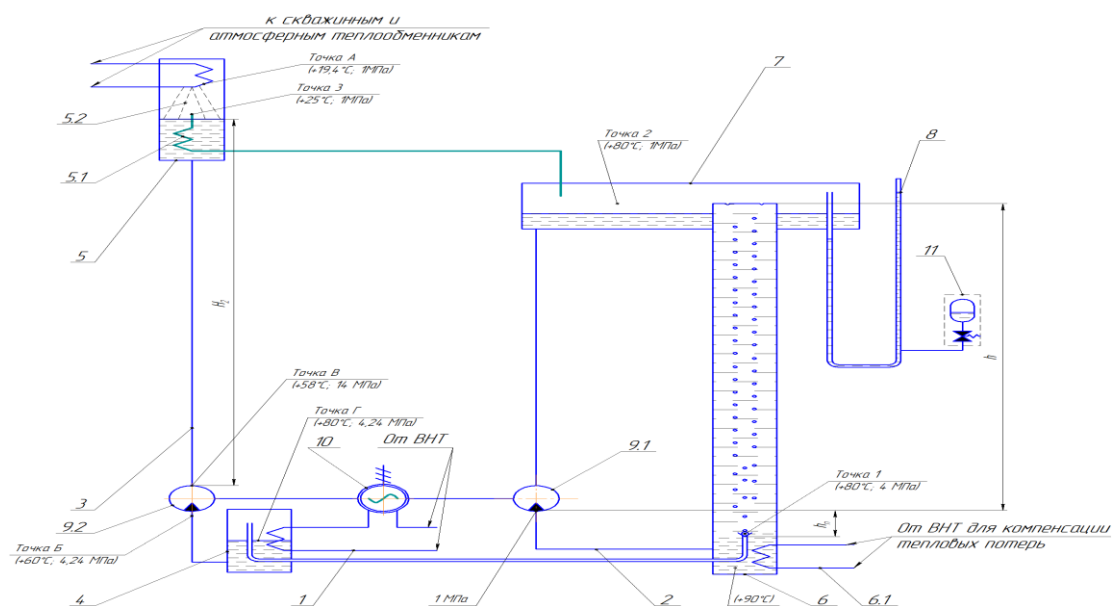


Рисунок 4.4 – Эрлифтная энергогенерирующая установка

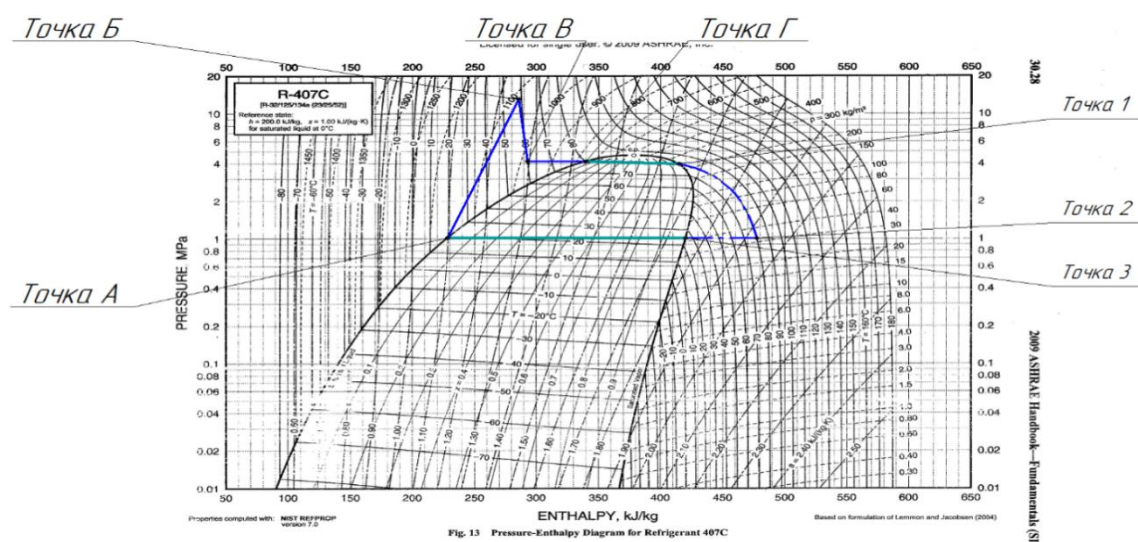


Рисунок 4.5 – Термодинамический цикл эрлифтной энергогенерирующей установки

Часть теплоты, так же отдаётся конденсату в градирне (Точка 3-Точка А). Оставшаяся теплота отводится теплообменником конденсатора (Точка А). Нагрев сконденсированного низкокипящего рабочего тела осуществляется в градирне, в регенеративной части конденсатора (Точка А-Точка Б), за счёт диссипации в гидротурбине низкокипящего рабочего тела (Точка Б-Точка В) и завершается в испарителе-пароперегревателе.

Из работы [5]:

$$q_{\max} = \left(\frac{2}{\alpha} - 1\right) \cdot \left(1 + \frac{\rho_{\text{H}_2\text{O}} \cdot g \cdot h_p}{2 \cdot p_7}\right) \cdot \left(\frac{M_{\text{R407c}}^3}{M_{\text{H}_2\text{O}}^3}\right), \quad (47)$$

где $q_{\max}$ – оптимальное значение удельного расхода низкокипящего рабочего тела, соответствующего максимальной подаче эрлифта, $\frac{M_{\text{R407c}}^3}{M_{\text{H}_2\text{O}}^3}$;

α – отношение расстояния по вертикали от выхода гидротурбины до смесителя к расстоянию по вертикали от выхода гидротурбины до поверхности излива,

$$\alpha = \frac{h_n}{H}, \quad (48)$$

где h_n – расстояния по вертикали от выхода гидротурбины до смесителя, м;

$$h_n = h \cdot K, \quad (49)$$

где h – расстояния по вертикали от выхода гидротурбины до поверхности излива, м,

$$h = \frac{\frac{p}{0,1} - 5}{K - 1}, \quad (50)$$

где p – рабочее давление низкокипящего рабочего тела на выходе из смесителя (Точка 1), кг/см^2 , $p = 42,4 \text{ кг/см}^2$;

K – коэффициент погружения, $K = 2,2$;

$$h = \frac{\frac{42,4}{0,1} - 5}{2,2 - 1} = 381;$$

$$h_n = 381 \cdot 2,2 = 838 \text{ м.}$$

H_2 – высота эрлифтной ступени, м;

$$H_2 = h_n + h, \quad (51)$$

$$H_2 = 381 + 838 = 1219 \text{ м;}$$

$$\alpha = \frac{838}{1219} = 0,682;$$

$$\rho_{H_2O} \text{ – плотность воды, } \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \rho_{H_2O} = 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$g \text{ – ускорение свободного падения, } \frac{\text{м}}{\text{с}^2}, g = 9,81 \frac{\text{м}}{\text{с}^2};$$

$$q_{\max} = \left(\frac{2}{0,682} - 1 \right) \cdot \left(1 + \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 838}{2 \cdot 1 \cdot 10^6} \right) = 9,84 \frac{\text{м}_{R407c}^3}{\text{м}_{H_2O}^3}.$$

$$q_{\max}^m = q_{\max} \cdot \gamma_{HPT}, \quad (52)$$

где $q_{\max}^m$ – оптимальный удельный массовый расхода низкокипящего рабочего тела, $\frac{\text{м}_{R407c}^3}{\text{м}_{H_2O}^3}$;

γ_{HPT} – удельный вес перегретого пара низкокипящего рабочего тела над поверхностью излива, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, $\gamma_{HPT} = 32 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

$$q_{\max}^m = 9,84 \cdot 32 = 314,9 \frac{\text{м}_{R407c}^3}{\text{м}_{H_2O}^3};$$

$$Q_{BHT \text{ уд}} = c_{cp} \cdot \Delta T_{эп} \cdot q_{\max}^m + r \cdot q_{\max}^m, \quad (53)$$

где $Q_{\text{ВНТ уд}}$ – количество ВНТ необходимое для подъёма 1 м^3 воды до уровня излива, кВт;

$c_{\text{ср}}$ – средняя удельная теплоёмкость жидкой фазы рабочего тела, $\frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$;

$$c_{\text{ср}} = 3,35 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

$\Delta T_{\text{эп}}$ – разность температур низкокипящего рабочего тела в испарителе и конденсаторе, °С, $\Delta T_{\text{эп}} = 20 \text{ }^{\circ}\text{С}$;

r – удельная теплота парообразования рабочего тела, $\frac{\text{Дж}}{\text{кг}}$, $r = 70,16 \frac{\text{Дж}}{\text{кг}}$;

$$Q_{\text{ВНТ уд}} = 3,37 \cdot 20 \cdot 314,9 + 70,16 \cdot 314,9 = 43324 \text{ кВт}.$$

$$N_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{q_{\text{H}_2\text{O}} \cdot g \cdot (h-1)}{1000} \cdot \eta_r, \quad (54)$$

где $N_{\text{H}_2\text{O}}$ – удельная мощность на выходном валу гидротурбины 9.1, кВт;

$q_{\text{H}_2\text{O}}$ – массовый расход воды, кг/с, $q_{\text{H}_2\text{O}} = 1000 \text{ кг/с}$;

$$N_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{q_{\text{H}_2\text{O}} \cdot g \cdot (h-1)}{1000} \cdot \eta_r = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot (381-1)}{1000} \cdot 0,5 = 2609,5 \text{ кВт};$$

$$N_{\text{R407c}} = \frac{q_{\text{R407c}} \cdot g \cdot (H_2 - p)}{1000} \cdot \eta_r, \quad (55)$$

где N_{R407c} – удельная мощность на выходном валу гидротурбины 9.2, кВт;

q_{R407c} – массовый расход низкокипящего рабочего тела приведённый к расходу воды, кг/с, $q_{\text{R407c}} = q_{\text{max}}^m = 314,9 \text{ кг/с}$;

$$N_{\text{R407c}} = \frac{314,9 \cdot 9,81 \cdot (1400 - 424)}{1000} \cdot 0,5 = 2110,5 \text{ кВт};$$

$$N_{\text{уд}} = (N_{\text{H}_2\text{O}} + N_{\text{R407c}}) \cdot \eta_3, \quad (56)$$

где $N_{\text{уд}}$ – удельная мощность электрогенерации, кВт;

$\eta_{\text{э}}$ – КПД электрогенераторов, $\eta_{\text{э}} = 0,95$;

$$N_{\text{уд}} = (2609,5 + 2110,5) \cdot 0,95 = 4484 \text{ кВт.}$$

$$\eta = \frac{N_{\text{уд}}}{Q_{\text{ВНТ уд}}}, \quad (57)$$

где η – КПД установки;

$$\eta = \frac{4484}{43324} = 0,1;$$

$$N = N_{\text{уд}} \cdot \frac{Q_{\text{ВНТ э}}}{Q_{\text{ВНТ уд}}}, \quad (58)$$

где N – полная мощность электрогенерации, кВт;

$Q_{\text{ВНТ э}}$ – доступные запасы ВНТ для утилизации в эрлифтной установке, кВт,

$$Q_{\text{ВНТ э}} = 97400 \text{ кВт};$$

$$N = 4484 \cdot \frac{97400}{43324} = 10080,8 \text{ кВт} = 10,08 \text{ МВт.}$$

Выводы по разделу 4

1. Для разработки технологии изготовления и производства термопарной поверхности данного типа необходимо использование нанотехнологий, что в наших условиях, требует значительных материальных затрат.

2. КПД гравитационной установки растёт за счёт увеличения гидростатической энергии жидкой фазы рабочего тела, зависящей от H и повышения температуры вмещающих пород;

3. КПД гравитационной установки тем выше, чем меньше разность температур жидкой фазы рабочего тела в испарителе и конденсаторе;

4. Величина H ограничивается разностью давлений насыщенного пара рабочего тела в испарителе и конденсаторе гравитационной установки;

температура ВНТ должна быть, как можно ближе к критической температуре рабочего тела, но не превышать её.

5. Работа по подъёму воды в эрлифтной установке осуществляется, практически, без затрат ВНТ за счёт разности плотности составляющих БРТ (теплота затрачивается только на восполнение тепловых потерь оборудования и при наличии теплоизоляции не превышает 5% потребляемого ВНТ).

6. Данная установка позволяет максимально снизить низкопотенциальное тепловое загрязнение используя регенерацию теплоты в термодинамической схеме тепломашинной установки за счёт гидростатического столба жидкой фазы БРТ обусловленного глубиной шахтного ствола.

7. Однако, из расчёта видно, что реальный КПД такой установки достаточно низок и не превышает 10 % при значительно более сложном конструктивном исполнении по сравнению с гравитационной установкой.

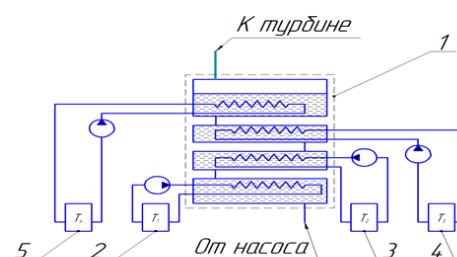
РАЗДЕЛ 5

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТРАДИЦИОННОЙ ПАРОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ НА НИЗКОКИПАЩЕМ РАБОЧЕМ ТЕЛЕ И ДВУХКОНТУРНОГО КОМБИНИРОВАННОГО ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩЕГО КОМПЛЕКСА

Выполнен сравнительный анализ повышения экологической безопасности атмосферы за счёт уменьшения вредных выбросов при использовании ВНТ в качестве первичного источника при производстве электроэнергии с помощью традиционной паротурбинной установки на низкокипящем рабочем теле и двухконтурного энергогенерирующего комплекса. [110, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118].

5. 1 Сравнительный анализ схем подвода тепла от источников

Проанализирован вариант схемы с параллельным отбором теплоты от первичных источников с различными температурами и транспортировки её к интегральному теплообменнику с последовательным нагревом низкокипящего рабочего тела в точке трансформации в электрическую энергию (рисунок 5.1).



*Схема подвода тепла в испаритель ТМУ;
1 – интегральный теплообменник; 2 – воздушно-водяной теплообменник
рудничного воздуха (T_1); 3 – водо-водяной теплообменник главного водоотлива (T_2);
5 – котлы системы утилизации угольной пыли (T_3); 4 – водо-водяной теплообменник
утилизации метана (T_4);
 $T_1 < T_2 < T_3 < T_4$.*

Рисунок 5.1 – Схема с параллельным отбором теплоты

$$Q_{3-4} = (i_{Г3} - i_A) \cdot G_{1,2}, \quad (59)$$

где Q_{3-4} – количество низкопотенциального тепла, которое может быть использовано в паровой турбине на низкокипящем рабочем теле, кВт;

$i_{Г3}$ – энтальпия низкокипящего рабочего тела на входе в теплообменник главного водоотлива, КДж/кг, $i_{Г3} = 264,6$ КДж/кг;

$i_A = 232,6$ – энтальпия низкокипящего рабочего тела, при его температуре $T_X = +22$ °С, на теплообменнике конденсатора, КДж/кг, $i_A = 232,6$ КДж/кг;

$G_{1,2}$ – необходимый расход низкокипящего рабочего тела, кг/с, $G_{1,2} = 921,2$ кг/с;

$$Q_{3-4} = (264,6 - 232,6) \cdot 921,2 = 29478 \text{ кВт}.$$

Так как температура воздуха на выходе из ствола плюс 26 °С, а температура низкокипящего рабочего тела выходящего из конденсатора плюс 22 °С, использовать низкопотенциальное тепло отработанного рудничного воздуха в данных условиях нецелесообразно из-за малого перепада температур и как следствие, больших габаритов и стоимости теплообменника. Найдём количество ВНТ, которое может быть использовано в данных условиях подобрав оптимальный расход и энтальпию низкокипящего рабочего тела на входе в теплообменник главного водоотлива:

$$i_{Г3} = \frac{Q_3}{G_{1,2}} + i_A, \quad (60)$$

где Q_3 – низкопотенциальная теплота подводимая в теплообменнике главного водоотлива, кВт, $Q_3 = 19700$ кВт.

$$i_{Г3(1)} = \frac{19700}{921,2} + 232,6 = 254 \text{ КДж/кг}, \quad G_{1,2(1)} = \frac{31100 + 141900}{452,4 - 254} = 872 \text{ кг/с};$$

$$i_{Г3(2)} = \frac{19700}{872} + 232,6 = 255,2 \text{ КДж/кг}, G_{1,2(1)} = \frac{31100+141900}{452,4-255,2} = 877,3 \text{ кг/с};$$

$$i_{Г3(3)} = \frac{19700}{877,3} + 232,6 = 255,1 \text{ КДж/кг}; G_{1,2(3)} = \frac{31100+141900}{452,4-255,1} = 876,8 \text{ кг/с};$$

$$Q_{\Sigma} = (i_1 - i_A) \cdot G_{1,2(3)}, \quad (61)$$

где Q_{Σ} – максимальное суммарное количество ВНТ, которое может быть использовано при данной схеме подвода тепла, кВт;

i_1 – энтальпия низкокипящего рабочего тела на входе в турбину, КДж/кг,
 $i_1 = 452,4 \text{ КДж/кг}$.

$$Q_{\Sigma} = (452,4 - 232,6) \cdot 876,8 = 192721 \text{ кВт}.$$

Для более полного использования запасов основных источников ВНТ, предлагается схема гибридной, двухконтурного энергогенерирующего комплекса с отдельным подводом теплоты к каждому контуру от различных источников, регенерацией теплоты отводимой от первого контура при отсутствии массообмена между контурами (рисунок 5.2).

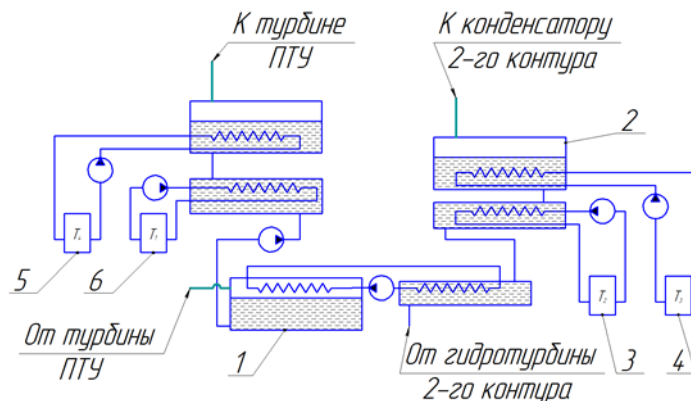


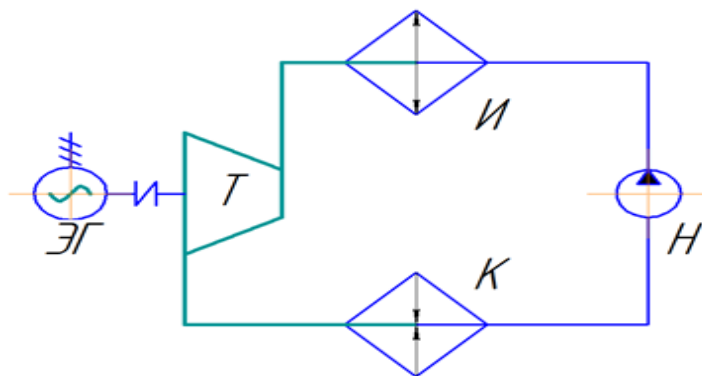
Схема подвода тепла в двухконтурном ЭК.
 1 – конденсатор ПТУ; 2 – испаритель 2-го контура; 3 – воздушно-водяной теплообменник рудничного воздуха (T_1); 4 – водо-водяной теплообменник главного водоотлива (T_2); 5 – котлы системы утилизации угольной пыли (T_3); 6 – водо-водяной теплообменник утилизации метана (T_4).

Рисунок 5.2 – Схема с отдельным подводом теплоты к каждому контуру от различных источников

Традиционная паротурбинная установка на низкокипящем рабочем теле и принятый двухконтурный энергогенерирующий комплекс, является основным элементом, трансформирующим ВНТ в электроэнергию.

5.2 Расчёт и анализ реальных энергетических характеристик традиционной паротурбинной установки на низкокипящем рабочем теле

Ввиду, очевидно, малого теплоперепада, для расчёта приняты паротурбинная установка с пароперегревателем, с одновенечной, с одной ступенью скорости, конденсационной, осевой турбиной работающей на перегретом паре. Принципиальная схема традиционной паротурбинной установки представлена на рисунке 5.3. Термодинамический цикл установки представлен на рисунке 5.4.



ЭГ – электрогенератор; Т – паровая турбина; К – конденсатор; И – ипаритель; Н – насос

Рисунок 5.3 – Принципиальная схема традиционной паротурбинной установки на низкокипящем рабочем теле

Запасы ВНТ, выбранного для анализа предприятия, составляют $Q_{\text{ВНТ}} = 218,5$ МВт, с температурами источников от плюс 26 °С до плюс 110 °С и температурами холодильника от минус 24 °С до плюс 12°С. Исходя из этого построим термодинамические циклы и выполним тепловой расчёт для тепло-

машинной установки в состав которой входит паротурбинная установка на низкокипящем рабочем теле с одновенечной, с одной ступенью скорости, конденсационной, осевой турбиной работающей на перегретом паре с водо-фреоновым теплообменником.

Построим термодинамический цикл тепломашинной установки работающей на перегретом паре для теплового режима с температурой нагревателя плюс 110 °С и с температурой холодильника плюс 12 °С.

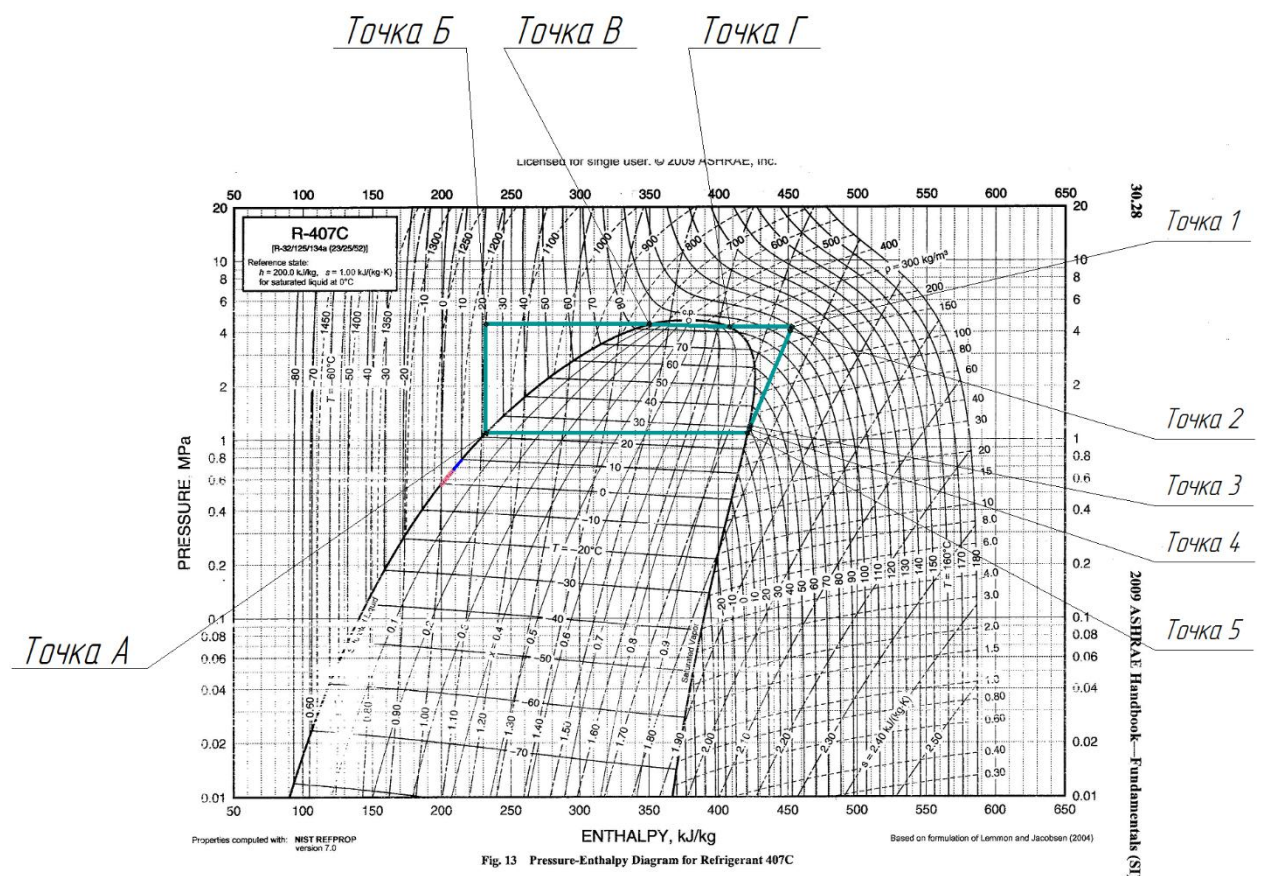


Рисунок 5.4 – Термодинамический цикл традиционной паротурбинной установки на низкокипящем рабочем теле

Участок А – Б: подача конденсата в ИТ – испаритель.

Участок Б – 1: нагрев конденсата, кипение, превращение во влажный насыщенный пар и перегрев пара.

Участок 1 – 5: расширение пара в паротурбинной установке приближающееся к адиабатному.

Участок 5 – А: конденсация пара в конденсаторе.

Точка А – Параметры низкокипящего рабочего тела на выходе из конденсатора: $T_A = +22\text{ }^{\circ}\text{C}$; $p_A = 1,15\text{ МПа}$.

Точка Б – Параметры низкокипящего рабочего тела на входе в ИТ-испаритель: $T_B = +22\text{ }^{\circ}\text{C}$; $p_B = 4,5\text{ МПа}$.

Точка В – Параметры низкокипящего рабочего тела в точке кипения в ИТ-испарителе: $T_B = 84\text{ }^{\circ}\text{C}$; $p_B = 4,5\text{ МПа}$.

Точка Г – Параметры низкокипящего рабочего тела в точке насыщения на входе в пароперегреватель: $T_G = 84\text{ }^{\circ}\text{C}$; $p_B = 4,37\text{ МПа}$.

Точка 1 – Параметры низкокипящего рабочего тела на входе в паротурбинную установку: $T'_G = +100\text{ }^{\circ}\text{C}$; $p'_0 = 4,37\text{ МПа}$.

Точка 5 – Параметры низкокипящего рабочего тела на входе в конденсатор:
 $T'_K = +22\text{ }^{\circ}\text{C}$; $p'_K = 1,15\text{ МПа}$; $h'_K = 420,05 \frac{\text{КДж}}{\text{кг}}$.

Для теплового расчёта проточной части паротурбинной установки, из рисунка 5.4 необходимо определить параметры низкокипящего рабочего тела на участке 2-5.

Точка 2.

Давление пара перед соплами:

$$p_0 = 0,95 \cdot p'_0, \quad (62)$$

$$p_0 = 0,95 \cdot 4,37 = 4,1\text{ МПа}$$

Температура пара перед соплами – $T'_G = +97\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Энтальпия пара перед соплами – $h_0 = 452 \frac{\text{КДж}}{\text{кг}}$.

Теоретический удельный объём пара перед соплами – $v_0 = 0,0063\text{ м}^3/\text{кг}$.

Точка 4.

Падение давления в выходной коробке и выхлопном патрубке турбины:

$$\Delta p = p'_K \cdot \lambda \cdot \left(\frac{c_{\text{вп}}}{100} \right)^2, \quad (63)$$

где λ – коэффициент сопротивления выхлопного патрубка, принимаем 0,06;
 $c_{\text{вп}}$ – скорость пара в выходном сечении выхлопного патрубка турбины, м/с,
 для конденсационной турбины принимаем $c_{\text{вп}} = 110$ м/с;

$$\Delta p = 1,15 \cdot 0,06 \cdot \left(\frac{110}{100} \right)^2 = 0,0083 \text{ МПа.}$$

Давление за рабочими лопатками венца рабочего колеса:

$$p_k = p'_k + \Delta p, \quad (64)$$

$$p_k = 1,15 + 0,0083 = 1,23 \text{ МПа}$$

T_k – температура пара за рабочими лопатками венца рабочего колеса, °С,
 $T_k = +29$ °С;

h_k – энтальпия пара за рабочими лопатками венца рабочего колеса, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$,
 $h_k = 422 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$

Точка 3.

Теплоперепад идеальной турбины:

$$H_{0\text{ид}}^T = h_0 - h'_k; \quad (65)$$

$$H_{0\text{ид}}^T = 452 - 420,5 = 31,95 \text{ кДж/кг.}$$

Располагаемый (перерабатываемый) теплоперепад ступени:

$$H_0^T = h_0 - h_k; \quad (66)$$

$$H_0^T = 452 - 422 = 30 \text{ кДж/кг.}$$

В сопловой решётке должен быть переработан теплоперепад:

$$H_{0c} = H_0^T \cdot (1 - \rho); \quad (67)$$

где ρ – степень реактивности для активной ступени, принимаем 0,03;

$$H_{0c} = 30 \cdot (1 - 0,03) = 29,1 \text{ кДж/кг.}$$

Тогда энтальпия пара за сопловой решёткой на входе в рабочую решётку:

$$h_p = h_0 - H_{0c}; \quad (68)$$

$$h_p = 452 - 29,1 = 422,9 \text{ кДж/кг.}$$

p_p – давление пара за сопловой решёткой на входе в рабочую решётку,
 $p_p = 1,28 \text{ МПа.}$

T_p – температура пара за сопловой решёткой на входе в рабочую решётку,
 $T_p = +31 \text{ }^\circ\text{C.}$

Диаметр рабочего колеса определяется величиной теплового перепада H_0^T и отношением U/C_a ,

где C_a – условная теоретическая изозэнтропная скорость истечения пара из сопел:

$$C_a = \sqrt{2000 \cdot H_0^T}, \quad (69)$$

$$C_a = \sqrt{2000 \cdot 29,1} = 241,2 \text{ м/с.}$$

По результатам исследования в работе [119], для поддержания максимального значения η'_{oi} принимаем $U/C_a = 0,4$.

Тогда окружная скорость вращения диска рабочего колеса по среднему диаметру:

$$U = \left(\frac{U}{C_a}\right) \cdot C_a; \quad (70)$$

$$U = 0,4 \cdot 241,2 = 96,5 \text{ м/с.}$$

Средний диаметр рабочего колеса:

$$d = \frac{U}{\pi \cdot n_M}, \quad (71)$$

где $n_M = 50 \text{ с}^{-1}$ – частота вращения генератора;

$$d = \frac{96,5}{3,14 \cdot 50} = 0,61 \text{ м.}$$

Тепловой поток, отдаваемый промежуточным теплоносителем в испарителе:

$$Q_{\text{ВНТ и}} = Q_{\text{ВНТ}} \cdot \eta_T, \quad (72)$$

где η_T – КПД интегрального теплообменника, из [12] принимаем равным 0,95;

$$Q_{\text{ВНТ и}} = 166500 \cdot 0,95 = 158175 \text{ кВт.}$$

Расхода пара в данном режиме:

$$G = \frac{Q_{\text{ВНТ и}}}{h_0 - h_A}, \quad (73)$$

$$G = \frac{158175}{452 - 232} = 719 \text{ кг/с.}$$

c – средняя удельная теплоёмкость жидкой фазы рабочего тела в интервале температур от T_B до T'_G , $\frac{\text{КДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$, $c = 1,637 \frac{\text{КДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$;

r – удельная теплота парообразования рабочего тела при T_G , $\frac{\text{КДж}}{\text{кг}}$,
 $r = 149,1 \frac{\text{КДж}}{\text{кг}}$;

c' – средняя удельная теплоёмкость перегретого пара рабочего тела в интервале температур от T_G до T'_G , $\frac{\text{КДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$, $c' = 1,483 \frac{\text{КДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$.

Учитывая возможные дополнительные потери в решетках, принимаем снижение U/C_a на $\sim 3\%$:

$$\left(\frac{U}{C_a}\right)_{\text{опт}} = \left(\frac{U}{C_a}\right) \cdot 0,97; \quad (74)$$

$$\left(\frac{U}{C_a}\right)_{\text{опт}} = 0,4 \cdot 0,97 = 0,388.$$

$$C_{a'} = \frac{U}{\left(\frac{U}{C_a}\right)_{\text{опт}}}, \quad (75)$$

где $C_{a'}$ – уточнённая условная теоретическая изоэнтروпийная скорость истечения пара из сопел, м/с;

$$C_{a'} = \frac{135,23}{0,388} = 348,53 \text{ м/с.}$$

Теоретическая скорость выхода пара из сопловой решетки:

$$c_{1t} = \sqrt{1-\rho} \cdot C_{a'}, \quad (76)$$

$$c_{1t} = \sqrt{1-0,03} \cdot 348,53 = 343,26 \text{ м/с.}$$

Скорость звука на выходе из сопловой решётки при изоэнтропийном истечении:

$$a_{1t} = \sqrt{k_1 \cdot p_p \cdot v_{1t}}, \quad (77)$$

где для данного режима:

k_1 – показатель изоэнтروпы на выходе из сопловой решётки для перегретого пара, $k_1 = 1,3$;

v_{1t} – теоретический удельный объём пара за соплами, м³/кг, $v_{1t} = 0,0714 \text{ м}^3/\text{кг}$;

$$a_{1t} = \sqrt{1,3 \cdot 0,33 \cdot 10^6 \cdot 0,0714} = 175,02 \text{ м/с.}$$

Число Маха для теоретического процесса в соплах:

$$M_{1t} = \frac{c_{1t}}{a_{1t}}, \quad (78)$$

$$M_{1t} = \frac{343,26}{175,02} = 1,96.$$

Так как $M_{1t} > 1,4$ – режим истечения пара из сопловой решетки сверхкритический (сверхзвуковой).

Применяем профиля решёток с сужающимися каналами.

Площадь выхода пара из сопловой решетки при сверхкритическом истечении:

$$F_c = \frac{G'}{\sqrt{\left(\frac{2}{k_1+1}\right)^{\frac{k_1+1}{k_1-1}} \cdot k_1 \cdot \frac{p_0}{v_0}}}, \quad (79)$$

где G' – расход пара с учётом утечек через уплотнения турбины, кг/с;

$$G' = G + G_{yt}, \quad (80)$$

где G_{yt} – количество пара, утекающее через уплотнения турбины, кг/с;

$$G_{yt} = G \cdot 0,01, \quad (81)$$

$$G_{yt} = 845,9 \cdot 0,01 = 8,45 \text{ кг/с};$$

$$G' = 845,9 + 8,45 = 854,35 \text{ кг/с};$$

$$F_c = \frac{854,35}{\sqrt{\left(\frac{2}{1,3+1}\right)^{\frac{1,3+1}{1,3-1}} \cdot 1,3 \cdot \frac{1,9 \cdot 10^6}{0,0147}}} = 0,1126 \text{ м}^2.$$

α_{19} – эффективный угол выхода потока из сопловой решётки, для одновенечной ступени принимаем, $\alpha_{19} = 14^\circ (\sin 14^\circ = 0,242)$.

Угол выхода потока из сопловой решётки α_1 :

$$\sin \alpha_1 = \sin \alpha_{19} \cdot \frac{c_{кр}}{c_{1t}} \cdot \frac{v_{1t}}{v_{кр}}, \quad (82)$$

где $c_{кр}$ – критическая скорость потока, м/с;

$$c_{кр} = \sqrt{\frac{2 \cdot k}{k+1} \cdot p_0 \cdot v_0}, \quad (83)$$

$$c_{кр} = \sqrt{\frac{2 \cdot 1,3}{1,3+1} \cdot 1,9 \cdot 10^6 \cdot 0,0147} = 177,69 \frac{\text{м}}{\text{с}};$$

$p_{кр}$ – давление низкокипящего рабочего тела в критической точке, МПа;

$$p_{кр} = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}} \cdot p_0, \quad (84)$$

где $k = k_1 = 1,3$;

$$p_{кр} = \left(\frac{2}{1,3+1} \right)^{\frac{1,3}{1,3-1}} \cdot 1,9 = 1,037 \text{ МПа}.$$

Тогда из диаграммы состояния $v_{кр} = 0,024 \text{ м}^3/\text{кг}$.

Находим угол α_1 :

$$\sin \alpha_1 = \sin \alpha_{13} \cdot \frac{c_{кр}}{c_{1t}} \cdot \frac{v_{1t}}{v_{кр}}, \quad (85)$$

где $\sin \alpha_{13} = 0,242$;

$$\sin \alpha_1 = 0,242 \cdot \frac{177,69}{343,26} \cdot \frac{0,0714}{0,024} = 0,3727;$$

$$\alpha_1 = 21,88^\circ.$$

$$\varepsilon \cdot l = \frac{F_c}{\pi \cdot d \cdot \sin \alpha_1}, \quad (86)$$

где $\varepsilon \cdot l$ – произведение высота сопловой решётки на степень парциальности ε , м;

$$\varepsilon \cdot l = \frac{0,0364}{3,14 \cdot 0,861 \cdot 0,3727} = 0,036 \text{ м},$$

т.к. $\varepsilon \cdot l > 0,02$ поэтому принимаем $\varepsilon = \varepsilon_{\max} = 0,9$.

Принимаем наиболее близкий по характеристикам профиль С-90-15Р.

Параметры профиля:

– угол входа в сопло $\alpha_0 = 90^\circ$;

– хорда $b_1 = 42 \text{ мм} = 0,042 \text{ м}$;

- оптимальный относительный шаг опт $t_{1\text{опт}}^* = \frac{t_1}{b_1} = 0,6$;
- толщина выходной кромки $\Delta_{\text{кр с}} = 0,8$ мм;
- $\alpha_{19} = 17^\circ$.

$$l_1 = \frac{F_c}{\pi \cdot d \cdot \varepsilon \cdot \sin \alpha_{19}}, \quad (87)$$

где l_1 – длина профиля, м;

$$l_1 = \frac{0,0364}{3,14 \cdot 0,861 \cdot 0,9 \cdot 0,2924} = 0,0512 \text{ м.}$$

Тогда в относительной форме толщина кромки:

$$\Delta_{\text{кр с}}^* = \frac{\Delta_{\text{кр с}}}{t_{1\text{опт}} \cdot b_1 \cdot \sin \alpha_{19}}, \quad (88)$$

$$\Delta_{\text{кр с}}^* = \frac{0,8}{0,6 \cdot 42 \cdot 0,2924} = 0,109.$$

t_1 – шаг сопловой решётки, м.

$$t_1 = t_{1\text{опт}} \cdot b_1, \quad (89)$$

$$t_1 = 0,6 \cdot 42 = 25,2 \text{ мм} = 0,026 \text{ м.}$$

z_c – число сопловых лопаток.

$$z_c = \frac{\pi \cdot d}{b_1 \cdot t_{1\text{опт}}}, \quad (90)$$

$$z_c = \frac{3,14 \cdot 0,861}{0,042 \cdot 0,6} = 107,28.$$

Принимаем $z_c = 107$.

V_1 – коэффициент кинематической вязкости, $\text{м}^2/\text{с}$, $V_1 = 0,078 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$.

Re_c – число Рейнольдса за сопловой решёткой.

$$\text{Re}_c = \frac{c_{1t} \cdot b_1}{V_1}, \quad (91)$$

$$\text{Re}_c = \frac{343,26 \cdot 0,042}{0,078 \cdot 10^{-5}} = 184 \cdot 10^5.$$

Коэффициента расхода сопловой решётки:

$$\mu_1 = 0,982 - 0,005 \frac{b_1}{l_1} + \Delta\mu_M + \Delta\mu_{\text{Re}}, \quad (92)$$

где

$$\Delta\mu_M = 0,01 \cdot M_{1t}^2 - 0,005 \cdot M_{1t}^3, \quad (93)$$

$$\Delta\mu_M = 0,01 \cdot 1,96^2 - 0,005 \cdot 1,96^3 = 0,00077;$$

$$\Delta\mu_{\text{Re}} = -8 \cdot \text{Re}_c^{0,5}, \quad (94)$$

$$\Delta\mu_{\text{Re}} = \frac{-8}{\sqrt{184 \cdot 10^5}} = -0,00187;$$

$$\mu_1 = 0,982 - 0,005 \cdot \frac{0,042}{0,0512} + 0,00077 - 0,00187 = 0,977.$$

Коэффициент скорости сопловой решетки:

$$\varphi = 0,98 - 0,009 \cdot \frac{b_1}{l_1}, \quad (95)$$

$$\varphi = 0,98 - 0,009 \cdot \frac{42}{51,2} = 0,973$$

c_1 – скорость действительная выхода пара из сопловой решетки, м/с.

$$c_1 = \varphi \cdot c_{1t}, \quad (96)$$

$$c_1 = 0,973 \cdot 343,26 = 291,9 \text{ м/с.}$$

Угол α_1 направления скорости c_1 :

$$\alpha_1 = \arcsin\left(\frac{\mu_1}{\varphi} \cdot \sin\alpha_{1\varphi}\right), \quad (97)$$

$$\alpha_1 = \arcsin\left(\frac{0,977}{0,973} \cdot 0,2924\right) = 17,1^\circ.$$

w_1 – относительная скорость входа потока в рабочую решётку, м/с.

$$w_1 = \sqrt{c_1^2 + U^2 - 2 \cdot U \cdot c_1 \cdot \cos\alpha_1}, \quad (98)$$

$$w_1 = \sqrt{291,9^2 + 135,23^2 - 2 \cdot 291,9 \cdot 135,23 \cdot 0,9559} = 156,72 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

β_1 – угол входа потока в рабочую решетку.

$$\beta_1 = \arccos\left(\frac{c_1 \cdot \cos\alpha_1 - U}{w_1}\right), \quad (99)$$

$$\beta_1 = \arccos\left(\frac{291,9 \cdot 0,9559 - 135,23}{156,72}\right) = 23,4^\circ;$$

$$\cos\beta_1 = 0,9175.$$

w_{2t} – теоретическая относительная скорость выхода потока из решетки, м/с.

$$w_{2t} = \sqrt{w_1^2 + \rho \cdot C_a}, \quad (100)$$

$$w_{2t} = \sqrt{156,72^2 + 0,03 \cdot 338,08} = 156,75 \text{ м/с}.$$

a_{2t} – скорость звука на выходе из рабочей решетки, м/с.

$$a_{2t} = \sqrt{k_2 \cdot p_k \cdot v_{2t}}, \quad (101)$$

где k_2 – показатель изоэнтропы на выходе из рабочей решётки, $k_2 = 1,221$;

v_{2t} – теоретический удельный объем пара за венцом рабочей решётки, $\text{м}^3/\text{кг}$, $v_{2t} = 0,073 \text{ м}^3/\text{кг}$;

$$a_{2t} = \sqrt{1,221 \cdot 0,314 \cdot 10^6 \cdot 0,073} = 167,3 \text{ м/с}.$$

M_{2t} – число Маха на выходе из рабочей решётки.

$$M_{2t} = \frac{w_{2t}}{a_{2t}}, \quad (102)$$

$$M_{2t} = \frac{156,75}{167,3} = 0,93.$$

Так как $M_{2t} < 1,4$ – режим истечения пара из рабочей решетки докритический (дозвуковой), поэтому применяем профиля решёток с сужающимися каналами.

F_p – площадь выхода пара из рабочей решетки, м^2 .

$$F_p = \frac{G' \cdot v_{2t}}{\mu_2 \cdot w_{2t}}, \quad (103)$$

где μ_2 – коэффициент расхода рабочей решётки, $\mu_2 = 0,97$;

$$F_p = \frac{854,35 \cdot 0,073}{0,97 \cdot 156,75} = 0,410 \text{ м}^2$$

l_2 – высота рабочей решетки, мм.

$$l_2 = l_1 + \Delta l, \quad (104)$$

где Δl – перекрыша, мм, $\Delta l = 3 \text{ мм}$.

$$l_2 = l_1 + \Delta l = 51,2 + 3 = 54,2 \text{ мм}.$$

ε – эффективный угол выхода из рабочей решетки для степени парциальности.

$$\varepsilon = \frac{p_k}{p_p}, \quad (105)$$

$$\varepsilon = \frac{0,314}{0,33} = 0,95.$$

$$\beta_{23} = \arcsin\left(\frac{F_p}{\pi \cdot d \cdot \varepsilon \cdot l_2}\right), \quad (106)$$

$$\beta_{23} = \arcsin\left(\frac{0,410}{3,14 \cdot 0,861 \cdot 0,95 \cdot 0,0542}\right) = 72,83^\circ;$$

$$\sin\beta_{23} = 0,9554.$$

$\Delta\beta$ – поворот потока в рабочей решетке.

$$\Delta\beta = 180^\circ - (\beta_1 + \beta_{23}), \quad (107)$$

$$\Delta\beta = 180 - (23,4 + 72,83) = 83,77^\circ;$$

$$\sin\Delta\beta = 0,9941.$$

Принимаем профиль рабочей решётки Р-23-14А.

Параметры профиля:

– хорда $b_2 = 25,9$ мм;

– оптимальный относительный шаг $t_{2\text{опт}}^* = \frac{t_2}{b_2} = 0,67$;

– толщина выходной кромки $\Delta_{\text{кр } p} = 0,8$ мм.

$\Delta_{\text{кр } p}^*$ – толщина кромки в относительной форме.

$$\Delta_{\text{кр } p}^* = \frac{\Delta_{\text{кр } p}}{t_{2\text{опт}}^* \cdot b_2 \cdot \sin\beta_{23}}, \quad (108)$$

$$\Delta_{\text{кр } p}^* = \frac{0,8}{0,67 \cdot 25,9 \cdot 0,9554} = 0,048.$$

t_2 – шаг рабочей решётки, мм.

$$t_2 = t_{2 \text{ опт}} \cdot b_2, \quad (109)$$

$$t_2 = 0,67 \cdot 25,9 = 17,4 \text{ мм} = 0,0174 \text{ м.}$$

z_p – число сопловых лопаток.

$$z_p = \frac{\pi \cdot d}{b_2 \cdot t_{2 \text{ опт}}}, \quad (110)$$

$$z_p = \frac{3,14 \cdot 0,861}{0,0259 \cdot 0,67} = 155,8.$$

Принимаем $z_p = 155$.

ν_2 – коэффициент кинематической вязкости за рабочей решёткой, $\text{м}^2/\text{с}$,
 $\nu_2 = 0,083 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}.$

Re_p – число Рейнольдса за рабочей решёткой.

$$Re_p = \frac{w_{2t} \cdot b_2}{\nu_2}, \quad (111)$$

$$Re_p = \frac{156,75 \cdot 0,0259}{0,083 \cdot 10^{-5}} = 48,9 \cdot 10^5.$$

μ_2 – уточнённый коэффициента расхода рабочей решётки.

$$\mu_2 = 0,965 - 0,01 \frac{b_2}{l_2} + \Delta\mu_M + \Delta\mu_{Re} + \Delta\mu_{\Delta\beta}, \quad (112)$$

где

$$\Delta\mu_M = 0,01 \cdot M_{2t}^2 - 0,005 \cdot M_{2t}^3, \quad (113)$$

$$\Delta\mu_M = 0,01 \cdot 0,93^2 - 0,005 \cdot 0,93^3 = 0,00463;$$

$$\Delta\mu_{Re} = -8 \cdot Re_p^{0,5}, \quad (114)$$

$$\Delta\mu_{Re} = \frac{-8}{\sqrt{48,9 \cdot 10^5}} = -0,0036;$$

$$\Delta\mu_{\Delta\beta} = -0,02+0,027\cdot\sin\Delta\beta, \quad (115)$$

$$\Delta\mu_{\Delta\beta} = -0,02+0,027\cdot0,9941 = 0,00684;$$

$$\mu_2 = 0,965-0,01\cdot\frac{0,0259}{0,0542}+0,00463-0,0036++0,00684 = 0,968.$$

F_p – уточнённая площадь выхода пара из рабочей решетки, м^2 .

$$F_p = \frac{G' \cdot v_{2t}}{\mu_2 \cdot w_{2t}}, \quad (116)$$

$$F_p = \frac{276,34 \cdot 0,073}{0,968 \cdot 156,75} = 0,410 \text{ м}^2.$$

Уточнённый эффективный угол выхода из рабочей решётки для степени парциальности:

$$\varepsilon = \frac{0,314}{0,33} = 0,95;$$

$$\beta_{2\alpha} = \arcsin\left(\frac{0,133}{3,14 \cdot 0,861 \cdot 0,95 \cdot 0,0542}\right) = 72,77^\circ;$$

$$\sin\beta_{2\alpha} = 0,9551.$$

Уточнённый поворот потока в рабочей решетке:

$$\Delta\beta = 180-(23,4+72,77) = 83,83^\circ;$$

$$\sin\Delta\beta = 0,9942.$$

ψ – коэффициент скорости рабочей решетки.

$$\psi = 0,972-[0,0037+0,0002\cdot(\Delta\beta-90)]\cdot\left(1,4+\frac{b_2}{l_2}\right), \quad (117)$$

$$\psi = 0,972 - [0,0037 + 0,0002 \cdot (83,83 - 90)] \cdot \left(1,4 + \frac{25,9}{54,2}\right) = 0,981.$$

w_2 – действительная скорость выхода пара из рабочей решетки в относительном движении, м/с.

$$w_2 = w_{2t} \cdot \psi, \quad (118)$$

$$w_2 = 156,75 \cdot 0,981 = 153,81 \text{ м/с.}$$

Угол β_2 направления скорости w_2 :

$$\beta_2 = \arcsin\left(\frac{0,968}{0,981} \cdot 0,9551\right) = 70,47^\circ;$$

$$\sin\beta_2 = 0,9424;$$

$$\cos\beta_2 = 0,3343.$$

c_2 – скорость действительная выхода пара из рабочей решетки, м/с.

$$c_2 = \sqrt{w_2^2 - U^2 - 2 \cdot U \cdot (w_2 \cdot \cos\beta_2 - U)}, \quad (119)$$

$$c_2 = \sqrt{153,81^2 - 135,23^2 - 2 \cdot 135,23 \cdot (153,81 \cdot 0,3343 - 135,23)} = 167,44 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

ΔH_c – потери энергии в сопловой решетке, кДж/кг.

$$\Delta H_c = (1 - \varphi^2) \cdot \left(H_{0c} + \frac{c_1^2}{2000}\right), \quad (120)$$

$$\Delta H_c = (1 - 0,973^2) \cdot \left(55,44 + \frac{291,9^2}{2000}\right) = 5,22 \text{ кДж/кг.}$$

ΔH_p – потери энергии в рабочей решетке, кДж/кг.

$$\Delta H_p = (1 - \psi^2) \cdot \frac{w_{2t}^2}{2000}, \quad (121)$$

$$\Delta H_p = (1 - 0,981^2) \cdot \frac{156,75^2}{2000} = 0,46 \text{ кДж/кг.}$$

ΔH_{bc} – потери энергии с выходной скоростью, кДж/кг.

$$\Delta H_{bc} = 0,5 \cdot c_2^2, \quad (122)$$

$$\Delta H_{bc} = \frac{0,5 \cdot 167,44^2}{1000} = 14,01 \text{ кДж/кг.}$$

η'_{oi} – внутренний относительный КПД.

$$\eta'_{oi} = 1 - \frac{\Delta H_c + \Delta H_p + \Delta H_{bc}}{H_0^T}, \quad (123)$$

$$\eta'_{oi} = 1 - \frac{5,22 + 0,46 + 14,01}{57,15} = 0,655.$$

$H_{и}$ – использованный теплоперепад, кДж/кг.

$$H_{и} = H_0^T \cdot \eta'_{oi}, \quad (124)$$

$$H_{и} = 30 \cdot 0,655 = 19,7 \text{ кДж/кг.}$$

$N_{m\Sigma}$ – мощность на муфте электрогенератора, кВт.

$$N_{m\Sigma} = G' \cdot H_{и} \cdot \eta_{тм}, \quad (125)$$

$$N_{m\Sigma} = 791 \cdot 19,7 \cdot 0,98 = 15232 \text{ кВт.}$$

$W_{k\Sigma}$ – энергия на муфте электрогенератора за годовой цикл в данном режиме, кВт·ч.

$$W_{k\Sigma} = N_{m\Sigma} \cdot 8760, \quad (126)$$

где 8760 – годовой цикл, час;

$$W_{k\Sigma} = 10145 \cdot 8760 = 88870200 \text{ (кВт·ч).}$$

N_3 – мощность электрогенерации, кВт.

$$N_{\text{Э}} = N_{\text{м}\Sigma} \cdot \eta_{\text{Э}}, \quad (127)$$

$\eta_{\text{Э}} = 0,92$ – КПД электрогенератора;

$$N_{\text{Э}} = 15232 \cdot 0,92 = 14014 \text{ кВт.}$$

$\eta_{\Sigma\text{ТМУ}}$ – полный максимальный КПД электрогенерации.

$$\eta_{\Sigma\text{ТМУ}} = \frac{N_{\text{Э}}}{Q_{\text{ВНТ}}}, \quad (128)$$

$$\eta_{\Sigma\text{ТМУ}} = \frac{14014}{165500} = 0,085.$$

Среднегодовой $\eta_{\Sigma\text{ТМУ}} = 0,085$.

5.3 Расчёт и анализ реальных энергетических характеристик двухконтурного комбинированного электрогенерирующего комплекса

Как было упомянуто, для полного освоения запасов основных источников ВНТ, разработана и исследована схема гибридного, двухконтурного энергогенерирующего комплекса. На рисунке 5.5 представлена принципиальная схема, а на рисунке 5.6 представлен термодинамический цикл второго контура данного комплекса. Подвод теплоты к каждому контуру осуществляется от источников с разной температурой отдельно. Теплота, отводимая от первого контура, регенерируется. Массообмен между контурами не осуществляется. Первый контур представляет традиционную паротурбинную установку на низкокипящем рабочем теле. Второй контур – гравитационную установку.

$Q_{\text{ВНТ}\Sigma}$ – располагаемое количество ВНТ, кВт, $Q_{\text{ВНТ}\Sigma} = 218550$ кВт.

$Q_{\text{ВНТ и}}$ – количество ВНТ подводимое к низкокипящему рабочему телу в испарителе-пароперегревателе первого контура и традиционной паротурбинной установки, кВт;

$$Q_{\text{ВНТ и}} = 0,95 \cdot Q_{\text{ВНТ}\Sigma}, \quad (129)$$

$$Q_{\text{ВНТ и}} = 218550 \cdot 0,95 = 207623 \text{ кВт.}$$

Давление пара перед соплами $p_2 = 0,95 \cdot 4,35 = 4,14 \text{ МПа}$. Коэффициент сопротивления выхлопного патрубка (принимаем) – $\lambda = 0,06$. Скорость пара в выходном сечении выхлопного патрубка турбины (для конденсационной турбины принимаем) – $c_{\text{вп}} = 110 \text{ м/с}$.

Падение давления в выходной коробке и выхлопном патрубке турбины:

$$\Delta p = 1,14 \cdot 0,06 \cdot \left(\frac{110}{100} \right)^2 = 0,083 \text{ МПа.}$$

Давление за рабочими лопатками венца рабочего колеса:

$$p_4 = 1,14 + 0,083 = 1,22 \text{ МПа.}$$

Теплоперепад идеальной турбины:

$$H_{0\text{ид}}^T = 452,4 - 420,5 = 31,9 \text{ кДж/кг.}$$

Энтальпия пара за рабочими лопатками венца рабочего колеса (из диаграммы состояния низкокипящего рабочего тела):

$$i_4 = 421,8 \text{ кДж/кг.}$$

Располагаемый (перерабатываемый) теплоперепад ступени:

$$H_0^T = 452,4 - 421,8 = 30,6 \text{ кДж/кг.}$$

Степень реактивности для активной ступени принимаем $\rho = 0,03$.

Теплоперепад перерабатываемый в сопловой решётке:

$$H_{0c} = 30,6 \cdot (1 - 0,03) = 29,7 \text{ кДж/кг.}$$

Энтальпия пара за сопловой решёткой:

$$i_3 = 452,4 - 29,7 = 422,7 \text{ кДж/кг.}$$

Давление пара за сопловой решёткой (из диаграммы состояния низкокипящего рабочего тела): $p_3 = 1,27$ МПа.

Условная теоретическая изоэнтропная скорость истечения пара из сопел:

$$C_a = \sqrt{2000 \cdot 30,6} = 247,4 \text{ м/с.}$$

Отношение условной теоретической изоэнтропной скорости и окружной скорости диска рабочего колеса принимаем $\frac{U}{C_a} = 0,4$.

Окружная скорость вращения диска рабочего колеса по среднему диаметру:

$$U = 0,4 \cdot 247,4 = 98,8 \text{ м/с.}$$

Частоту вращения генератора принимаем $n_m = 25 \text{ с}^{-1}$.

Расхода пара в данном режиме:

$$G = \frac{207623}{452,4 - 232,6} = 944,5 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Внутренний относительный КПД паровой турбины (расчётный): $\eta'_{oi} = 0,826$.

Использованный теплоперепад:

$$H_{и} = 30,6 \cdot 0,826 = 25,3 \text{ КДж/кг.}$$

Механический КПД паровой турбины принимаем $\eta_{тм} = 0,98$.

КПД электрогенератора принимаем $\eta_g = 0,95$.

Мощность электрогенерации паровой турбины:

$$N_{ПТ} = 944,5 \cdot 25,3 \cdot 0,98 \cdot 0,95 = 22249 \text{ кВт.}$$

Основные результаты расчёта представлены в таблице 5.1 и 5.2.

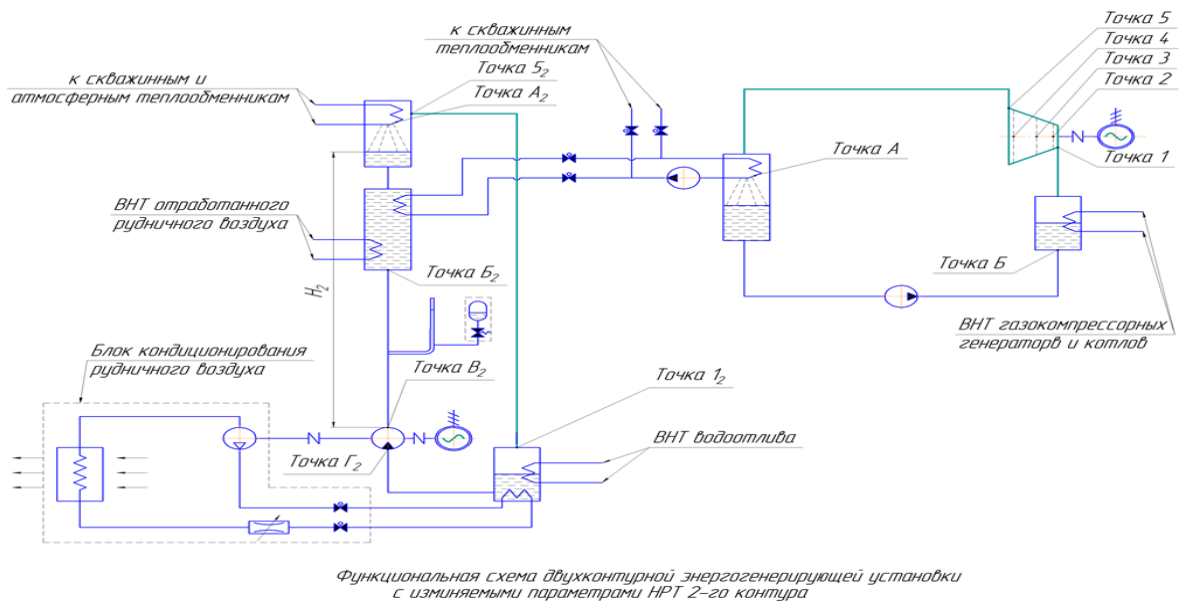


Рисунок 5.5 – Схема гибридного, двухконтурного энергогенерирующего комплекса

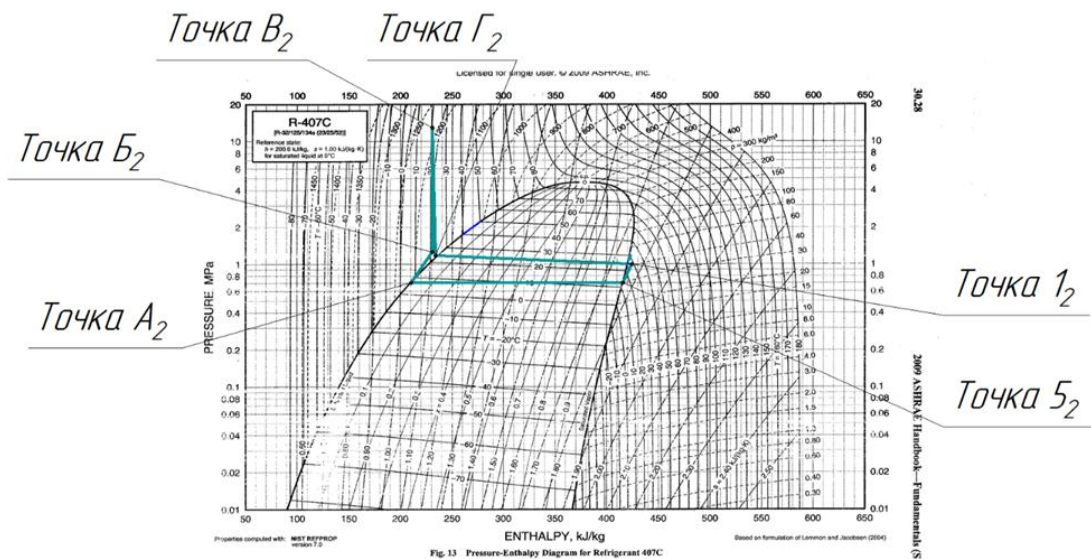


Рисунок 5.6 – Термодинамический цикл второго контура гибридного, двухконтурного энергогенерирующего комплекса

Термодинамический цикл первого контура энергогенерирующего комплекса аналогичен термодинамическому циклу традиционной паротурбинной установки на низкокипящем рабочем теле. Поэтому в данном разделе представлен термодинамический цикл только второго контура.

Таблица 5.1 – Термодинамические параметры точек цикла энергогенерирующего комплекса

Точка	Положение на схеме (рисунки 5.5-5.6)	Параметр	Единица измерения	Значение	
				Трад. ПТУ	Гибридная ТМУ
А	На теплообменнике конденсатора	i_A	КДж/кг	232,6	232,6
		T_A	°С	+22	+22
A ₂	На теплообменнике конденсатора	i_{A2}	КДж/кг	-	210
		T_{A2}	°С	-	+7
B ₂	На входе в гидротурбину	p_{B2}	МПа	-	14
1	На входе в ПТУ	p_1	МПа	4,36	4,36
		i_1	кДж/кг	452,4	452,4
		γ_1	кг/м ³	192	192
1 ₂	На выходе из испарителя	p_{12}	МПа	-	1,03
		i_{12}	кДж/кг	-	423,8
		γ_{12}	кг/м ³	-	42
5	На выходе из ПТУ	p_5	МПа	1,14	1,14
		i_5	кДж/кг	420,5	420,5
5 ₂	На входе в конденсатор	p_{52}	МПа	-	0,72
		i_{52}	кДж/кг	-	415

Таблица 5.2 – Результаты термодинамического расчёта энергогенерирующего комплекса

№	Параметр и формула	Единицы измерения	Значения
			Гибридная ТМУ
1	2	3	4
1	$Q_{ВНТ\Sigma}$ – располагаемое количество ВНТ подводимое к первому контуру	кВт	198850
2	H_2 – расстояние по вертикали от зеркала конденсата до входа в гидротурбину	м	1278
3	$Q_{ВНТ\Sigma\text{ср}}$ – располагаемое количество ВНТ среднегодовое	кВт	208700
4	Количество ВНТ подводимое к НРТ в испарителе-пароперегревателе первого контура $Q_{ВНТ\text{и}} = 0,95 \cdot Q_{ВНТ\Sigma}$	кВт	188908
5	Давление пара перед соплами $p_2 = 0,95 \cdot p_1$	МПа	4,14
6	i_2 – энтальпия пара перед соплами	кДж/кг	451,2
7	λ – коэффициент сопротивления выхлопного патрубка (принимаем)	–	0,06
8	$c_{вп}$ – скорость пара в выходном сечении выхлопного патрубка турбины (для конденсационной турбины принимаем)	м/с	110

Продолжение таблицы 5.2

1	2	3	4
9	Падение давления в выходной коробке и выхлопном патрубке турбины $\Delta p = p_5 \cdot \lambda \cdot \left(\frac{c_{вп}}{100}\right)^2$	МПа	0,083
10	Давление за рабочими лопатками венца рабочего колеса $p_4 = p_5 + \Delta p$	МПа	1,22
11	i_4 – энтальпия пара за рабочими лопатками венца рабочего колеса	кДж/кг	421,8
12	Температурный перепад идеальной турбины $H_{0ид}^T = i_1 - i_5$	кДж/кг	31,9
13	Располагаемый (перерабатываемый) температурный перепад ступени $H_0^T = i_1 - i_4$	кДж/кг	30,6
14	ρ – степень реактивности для активной ступени (принимается)	–	0,03
15	Температурный перепад перерабатываемый в сопловой решётке $H_{0с} = H_0^T \cdot (1 - \rho)$	–	29,7
16	Энтальпия пара за сопловой решёткой $i_3 = i_1 - H_{0с}$	-	422,7
17	p_3 – давление пара за сопловой решёткой	МПа	1,27
18	Условная теоретическая изоэнтропная скорость истечения пара из сопел $C_a = \sqrt{2000 \cdot H_0^T}$	м/с	247,4
19	$\frac{U}{C_a}$ – отношение условной теоретической изоэнтропной скорости и окружной скорости диска рабочего колеса (принимается)	–	0,4
20	Окружная скорость вращения диска рабочего колеса по среднему диаметру $U = \left(\frac{U}{C_a}\right) \cdot C_a$	м/с	98,8
21	n_m – частота вращения генератора (принимается)	c^{-1}	25
22	Средний диаметр рабочего колеса $d = \frac{U}{\pi \cdot n_m}$	м	1,26
23	Расхода пара в данном режиме $G = \frac{Q_{внт\ и}}{i_1 - i_A} = \frac{188908}{452 - 232}$; $G' = G + G \cdot 0,01$	кг/с	858,7 867,3
24	Количество теплоты, подводимое к НРТ в испарителе-пароперегревателе 2-го контура $Q_{и2} = G \cdot (i_5 - i_A) \cdot 0,95 + Q_3 = 867,3 \cdot (420,5 - 232) + 98500$	кВт	183186
25	Расхода пара в данном режиме во втором контуре $G_2 = \frac{Q_{и2}}{i_{12} - i_{A2}} = \frac{163496}{423,8 - 210}$	кг/с	856
26	η'_{oi} – внутренний относительный КПД паровой турбины	-	0,826
27	Использованный температурный перепад $H_{и} = H_0^T \cdot \eta'_{oi}$	кДж/кг	25,3
28	$\eta_{тм}$ – механический КПД паровой турбины	-	0,98
29	$\eta_э$ – КПД электрогенератора	-	0,95
30	Мощность электрогенерации паровой турбины $N_{пт} = G' \cdot H_{и} \cdot \eta_{тм} \cdot \eta_э = 867,3 \cdot 25,3 \cdot 0,98 \cdot 0,95$	кВт	20429
31	η_r – гидравлический КПД контура	-	0,65

Продолжение таблицы 5.2			
1	2	3	4
32	Мощность электрогенерации гидроагрегата $N_{R407c} = \frac{G_2 \cdot g \cdot H_2}{1000} \cdot \eta_{\Gamma} \cdot \eta_{\Delta} =$ $= \frac{856 \cdot 9,81 \cdot 1278}{1000} \cdot 0,65 \cdot 0,95$	кВт	8905
33	Суммарная мощность электрогенерации $N_{\Sigma} = N_{\text{ПТ}} + N_{R407c}$	кВт	29334
34	Суммарный среднегодовой КПД установки $\eta_{\Sigma} = \frac{N_{\Sigma}}{Q_{\text{ВНТ}\Sigma\text{сг}}} = \frac{26807}{208700}$	-	0,14

[120-124].

Из результатов проведенного анализа видно, что использование предложенного двухконтурного энергогенерирующего комплекса, позволяет полностью утилизировать весь поток ВНТ шахты. Кроме того, более 40 % источников, утилизируемых вредных выбросов можно назвать «экологически чистыми», так как их трансформация в электроэнергию, во втором контуре энергогенерирующего комплекса в условиях угольной шахты, не связана с горением углеродсодержащих компонентов, выбросами метана, углекислого газа, водяных паров и потреблением кислорода и как следствие, значительно снижаются приведенные вредные выбросы.

Выводы по разделу 5

1. Для максимально возможного снижения вредных выбросов в атмосферу, за счёт освоения всего поток ВНТ (в том числе и низкопотенциального тепла отработанного рудничного воздуха) наиболее простой и экономичной является схема двухконтурного энергогенерирующего комплекса с отдельным подводом теплоты к каждому контуру от источников с разной температурой и регенерацией теплоты отводимой от первого контура при отсутствии массообмена между контурами.

2. Использование предложенного двухконтурного энергогенерирующего комплекса, позволяет полностью утилизировать весь поток ВНТ, максимальный КПД такой установки достигается при снижении температуры атмосферного

воздуха ниже минус 2 °С и составляет 14 %, мощность электрогенерации при этом достигнет 29,3 МВт, что больше, чем на треть превышает потребности в электроэнергии рассматриваемой шахты.

3. В весенне-летне-осенний период охлаждение подаваемого в шахту воздуха осуществляется за счёт низкопотенциальной теплоты, подводимой ко второму контуру энергогенерирующего комплекса, без затрат электроэнергии, что значительно повышает безопасность работ в глубоких шахтах и снижает энергозатраты на кондиционирование рудничного воздуха.

4. Более 40 % источников, утилизируемых вредных выбросов можно назвать «экологически чистыми», так как их трансформация в электроэнергию, во втором контуре энергогенерирующего комплекса в условиях угольной шахты, не связана с горением углеродсодержащих компонентов, выбросами метана, углекислого газа, водяных паров и потреблением кислорода и как следствие, значительно снижаются приведенные вредные выбросы.

РАЗДЕЛ 6

ОЦЕНКА СНИЖЕНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЭНЕРГОГЕНЕРИРУЮЩЕГО КОМПЛЕКСА В ПРОЦЕССЕ УГЛЕДОБЫЧИ

Экологические проблемы городов, связаны с чрезмерной концентрацией на сравнительно небольших территориях населения, транспорта и промышленных предприятий, с образованием антропогенных ландшафтов, очень далеких от состояния экологического равновесия. Донбасс в этом плане не является исключением. На его территории, в населённых пунктах, в городах и посёлках находятся многие предприятия тяжёлой промышленности, а также, добывающие и энергогенерирующие кластеры топливно-энергетического комплекса. Для выработки энергии необходимой для нормального функционирования городской инфраструктуры, требуется большое количество ископаемого топлива. Как было сказано выше, угольная промышленность загрязняет атмосферный воздух, водные объекты, является источником образования огромного количества отходов. Основные вредные выбросы при угледобыче подземным способом, изучаемые и анализируемые в этой работе, являются выбросы метана и ВНГ. В условиях ГП «Шахта им. А.Ф. Засядько», за годовой цикл работы, для добычи 1 т угля в среднем, потребляется $W_{1т} = 8\,4,5$ кВт·ч электроэнергии от внешнего источника – тепловой электрической станции, при этом образовывается следующее количество вредных выбросов:

– метана в CO_2 эквивалент $V_{\text{CH}_4} = 717,1$ кг/т;

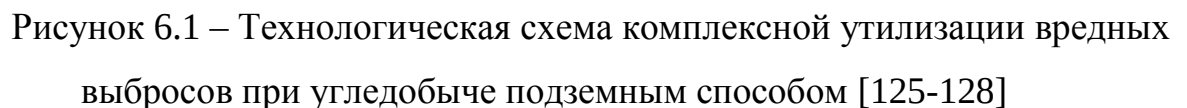
– водяных паров в CO_2 эквивалент $V_{\text{H}_2\text{O}} = 313,3$ кг/т;

– углекислого газа $V_{\text{CO}_2} = 95,3$ кг/т;

Σ парниковых газов суммарно в CO_2 эквивалент $V_{\text{ПГ}} = 1125,7$ кг/т;

– оксидов азота $\text{NO}_x = 127,04 \cdot 10^3$ мг/т;

6.1 Технологическая схема комплексной утилизации вредных выбросов угольно шахты



Проведём анализ метода снижения вредных выбросов при помощи описанного выше энергогенерирующего комплекса в качестве потребителя ВНТ в

условиях рассматриваемой угольной шахты.

Чтобы добиться значительного и целенаправленного снижения вредных выбросов, нужно решить следующий перечень задач:

- 1) определить количество электроэнергии, необходимое для годовой добычи угля условиях конкретной шахты;
- 2) найти объемы; углекислого газа, водяных паров, золы, выбрасываемых на тепловой электрической станции и потребляемого кислорода в течение года, при выработке электроэнергии, необходимой для годовой добычи угля;
- 3) воспользовавшись разработанной методикой для определения запасов ВНТ шахты, найти «зеленые» запасы источников ВНТ (не содержащие углерод-водородные компоненты вторичные энергоресурсы);
- 4) учитывая характеристики разработанного энергогенерирующего комплекса и системы электрогенерации шахты, найти суммарный объем электроэнергии, который может быть выработан за счёт «зеленых» источников ВНТ;
- 5) найти величину снижения загрязнения атмосферы за годовой цикл работы шахты.

6.2.1 Количество электроэнергии, потребляемое от тепловой электрической станции необходимое для угледобычи за годовой цикл работы шахты

$$W_{\Gamma} = w_{\text{уд}} \cdot \text{Пр}_{\Gamma}, \quad (130)$$

где W_{Γ} – электроэнергия потребляемая шахтой, кВт·ч/год;

$w_{\text{уд}}$ – потребляемая электроэнергия на добычу одной тонны угля от внешнего источника, кВт·ч/т, $w_{\text{уд}} = 84,6$ кВт·ч/т;

Пр_{Γ} – годовая производительность шахты, т/год, $\text{Пр}_{\Gamma} = 2,031 \cdot 10^6$ т/год;

$$W_{\Gamma} = 84,6 \cdot 2,031 \cdot 10^6 = 171,82 \cdot 10^6 \text{ кВт·ч/год.}$$

6.2.2 Уровень экологически вредных выбросов и потребление кислорода при выработке на тепловой электрической станции электроэнергии необходимой для шахты, за годовой цикл угледобычи

Из [7, 8] на выработку 1 кВт·ч электроэнергии на тепловой электрической станции расходуется $B_{уд} = 0,47 \cdot 10^{-3}$ т/кВт·ч реального топлива (антрацита).

B – количество реального топлива необходимое для поддержания годового цикла угледобычи, т.

$$B = W_{г} \cdot B_{уд}, \quad (131)$$

$$B = 171,82 \cdot 10^6 \cdot 0,47 \cdot 10^{-3} = 80,76 \cdot 10^3 \text{ т.}$$

Количество выбрасываемых вредных веществ:

$$V_{CO_2} = 103,13 \cdot 10^6 \text{ м}^3; V_{H_2O} = 34,42 \cdot 10^6 \text{ м}^3; A_3 = 18,57 \cdot 10^3 \text{ т}; NO_x = 75 \text{ т.}$$

Количество потребляемого кислорода:

$$V_{O_2} = 109,35 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

6.2.3 Удельные запасы «экологически чистых» источников ВНТ шахты

В соответствии с разработанной методикой выполним оценку запасов «экологически чистых» источников ВНТ шахты, выделенных для рассмотрения

6.2.3.1 Вторичная теплота утилизации дегазационного метана

Утилизация шахтного метана в газотурбинных и газопоршневых электрогенераторах, использующих в качестве топлива дегазационный метан, а в качестве окислителя, воздух исходящей из шахты вентиляционной струи, достаточно эффективна. Газотурбинные и газопоршневые электрогенераторы серийно выпускаются, как в России, так и за рубежом. В состав таких установок входит весь необходимый комплект оборудования. Их КПД достигает 36 %.

$$W_M = 0,278 \cdot q_{\text{мет}} \cdot Q_{\text{н мет}}^p \cdot (1 - \eta_r), \quad (132)$$

где W_M – количество ВНТ от утилизации дегазационного метана, кВт·ч/т;

$q_{\text{мет}}$ – плановое удельное метановыделение при проведении дегазационных мероприятий, м³/т;

$Q_{\text{н мет}}^p$ – низшая теплота сгорания метана, МДж/м³;

η_r – КПД газотурбинного или газопоршневого электрогенератора.

6.2.3.2 Низкопотенциальная теплота шахтных вод

Глубина разработки многих горнодобывающих предприятиях Донецкого бассейна превышает 800 м. При этом, для добыче одной тонны угля из шахты необходимо удалить до 10 м³ воды с температурой более 30 °С.

$$W_{\text{шв}} = 0,278 \cdot 10^{-6} \cdot c \cdot m_{\text{шв}} \cdot \Delta T_{\text{шв}}, \quad (133)$$

где $W_{\text{шв}}$ – удельное количество ВНТ, которое можно получить из шахтных вод, кВт·ч/т;

c – удельная теплоёмкость воды, Дж/кг·К;

$m_{\text{шв}}$ – количество откачиваемой воды, приведенное к 1 т добытого угля, кг/т;

$\Delta T_{\text{шв}}$ – разность температур на водосборнике низшего горизонта и на выходе теплообменника аппарата утилизации ВНТ, К.

6.2.3.3 Низкопотенциальная теплота отработанного рудничного воздуха

Тепловой режим подземной инфраструктуры шахты необходимо поддерживать, в пределах, предписанных нормативно-правовыми документами ПБ так, как это необходимо для соблюдения технологического процесса при добыче угля подземным способом. Для этого необходимо интенсивное проветривание горных выработок.

$$W_{орв} = 0,278 \cdot 10^{-6} \cdot c_{рвоз} \cdot m_{рвоз} \cdot \Delta T_{рвоз}, \quad (134)$$

где $W_{орв}$ – удельное количество ВНТ, которое может быть получено из отработанного рудничного воздуха, кВт·ч/т;

$c_{рвоз}$ – удельная теплоёмкость отработанного рудничного воздуха, Дж/кг·К;

$m_{рвоз}$ – количество отработанного рудничного воздуха, приведенное к 1 т добытого угля, кг;

$\Delta T_{рвоз}$ – разность температур отработанного рудничного воздуха на выходе из ствола и на выходе теплообменника аппарата утилизации ВНТ (при использовании энергосистемы «VOCSIDIZER» – на выходе из установки и на выходе теплообменника аппарата утилизации ВНТ), К.

«Экологически чистые» удельные запасы источников ВНТ для условий ГП «Шахта им. А.Ф. Засядько» представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – «Экологически чистые» удельные запасы источников ВНТ

Наименование источника	Способ получения теплоты	Удельные запасы теплоты, кВт·ч/т	Мощность теплового потока, МВт	Температура источника, °С
Система охлаждения газопоршневых установок	Излишки теплоты отводимые в летнее время	$W_m = 0 \div 133,7$	$Q_1 = 0 \div 31,1$	110
Шахтные воды	Природный геотермальный и техногенный характер	$W_{вод} = 84,7$	$Q_3 = 19,7$	49
Отработанный рудничный воздух	Природный, геотермальный и техногенный характер (при применении установок «VOCSIDIZER»)	$W_{орв} = 13,1$ (при использовании установок «VOCSIDIZER», 210)	$Q_4 = 3$ ($Q_4 = 48,8$)	26 (86)

6.2.4 Снижение выбросов загрязняющих веществ при использовании электроэнергии полученной за счёт «экологически чистой» составляющей ВНТ

Для полного освоения потока основных источников ВНТ, разработана и исследована схема гибридного, двухконтурного энергогенерирующего комплекса. Эта установка является основным элементом, трансформирующим ВНТ в электроэнергию.

$W_{\Sigma\Gamma}$ – количество электроэнергии, которое может быть выработано энергогенерирующим комплексом за год, кВт·ч.

$$W_{\Sigma\Gamma} = W_{\text{в-л-о}} + W_{\text{окт}} + W_{\text{нояб}} + W_{\text{дек}} + W_{\text{ян}} + W_{\text{фев}} + W_{\text{март}} + W_{\text{апр}}, \quad (135)$$

где $W_{\text{в-л-о}}, W_{\text{окт}}, W_{\text{нояб}}, W_{\text{дек}}, W_{\text{ян}}, W_{\text{фев}}, W_{\text{март}}, W_{\text{апр}}$ – выработка электроэнергии по месяцам, кВт·ч;

$$W_{\Sigma\Gamma} = 58381128 + 11734164 + 11829693 + 13209015 + 13761324 + 12074898 + \\ + 12316488 + 10213902 = 143520612 \text{ кВт·ч.}$$

40 % этой электроэнергии можно считать «экологически чистой», так как трансформация энергии первичных источников ВНТ в условиях рассматриваемой шахты не связанные с углерод содержащими вторичными энергоресурсами.

$$W_{\text{эк}} = W_{\Sigma\Gamma} \cdot 0,4, \quad (136)$$

где $W_{\text{эк}}$ – количество «экологически чистой» электроэнергии, кВт·ч;

$$W_{\text{эк}} = 143520612 \cdot 0,4 = 57408245 \text{ кВт·ч.}$$

Количество реального топлива, необходимого для выработки данного количества электроэнергии на тепловой электрической станции:

$$B = 57,4 \cdot 10^6 \cdot 0,47 \cdot 10^{-3} = 27 \cdot 10^3 \text{ т.}$$

Величина, на которую могут быть снижены вредные выбросы:

$$V_{\text{CO}_2} = 30,13 \cdot 10^6 \text{ м}^3; V_{\text{H}_2\text{O}} = 10,08 \cdot 10^6 \text{ м}^3; A_3 = 5,43 \cdot 10^3 \text{ т}; \text{NO}_x = 75 \text{ т}.$$

Величина, на которую может быть снижено потребление кислорода:

$$V_{\text{O}_2} = 32 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

6.2.5 Анализ величины снижения вредных выбросов в зависимости от изменения внешних факторов

Как было показано выше КПД первого контура не зависит от внешних факторов. КПД второго контура зависит от температуры атмосферного воздуха и в условиях ГП «Шахта им. А.Ф. Засядько» используется для электрогенерации при падении температуры ниже плюс 4 °С. Максимум КПД второго контура достигает при падении температуры атмосферного воздуха ниже минус 2 °С [130].

$$W_{\text{в-л-о}} = N_{\text{эл13}} \cdot (T_{\text{май}} + T_{\text{июнь}} + T_{\text{июль}} + T_{\text{авг}} + T_{\text{сен}}), \quad (137)$$

где $W_{\text{в-л-о}}$ – количество электроэнергии, которое может быть выработано энергогенерирующим комплексом в весенне-летне-осенний период, кВт·ч;

$T_{\text{май}} = T_{\text{июль}} = T_{\text{авг}} = 744$; $T_{\text{июнь}} = T_{\text{сен}} = 720$ – количество часов в месяце, ч;

$$W_{\text{в-л-о}} = 15899 \cdot (744 + 720 + 744 + 744 + 720) = 53881128 \text{ кВт·ч}.$$

На тепловой электрической станции на выработку 1 кВт·ч электроэнергии расходуется от 400 до 500 г реального твердого топлива. (конкретное значение зависит от общего КПД тепловой электрической станции и теплоты сгорания топлива). Для дальнейших расчётов принимаем удельный расход топлива $B_{\text{уд}} = 0,47 \cdot 10^{-3} \text{ т/кВт·ч}$ для антрацита с теплотой сгорания 22 МДж/кг. Тогда количество реального топлива, необходимое для выработки данного количества

электроэнергии на тепловой электрической станции:

$$B = 57,41 \cdot 10^6 \cdot 0,47 \cdot 10^{-3} = 26,98 \cdot 10^3 \text{ т.}$$

Из расчёта горения антрацита с типичным составом горючей массы и уровнем влажности и зольности, обеспечивающим принятую теплоту сгорания установлено, что удельный расход кислорода на сжигание 1 кг рассматриваемого топлива, удельные выходы углекислоты и водяных паров, а также удельный выход золы составляют соответственно: 1,35 м³/кг; 1,254 м³/кг; 0,426 м³/кг; 0,23 кг/кг.

Тогда, сжиганию за год твердого топлива в количестве B , соответствуют следующие показатели снижения загрязнения окружающей среды:

– выбросы углекислоты и водяных паров:

$$V_{\text{CO}_2} = 33,83 \cdot 10^6 \text{ м}^3; V_{\text{H}_2\text{O}} = 11,49 \cdot 10^6 \text{ м}^3;$$

– выход золы $A_z = 6,2 \cdot 10^3 \text{ т.}$

– количество потребляемого кислорода: $V_{\text{O}_2} = 36,42 \cdot 10^6 \text{ м}^3$.

При отсутствии в схеме энергогенерирующего контура с регулируемыми параметрами низкокипящего рабочего тела в зависимости от колебаний температуры атмосферного воздуха в осенне-зимне-весенний период, соответствуют следующие показатели годового снижения загрязнения окружающей среды:

– сокращение выбросов углекислоты $30,13 \cdot 10^6 \text{ м}^3$;

– сокращение выбросов водяных паров $10,08 \cdot 10^6 \text{ м}^3$;

– снижение выбросов золы $5,43 \cdot 10^3 \text{ т.}$

– сокращение потребления кислорода $32 \cdot 10^6 \text{ м}^3$.

Мощность электрогенерации первого контура в весенне-летне-осенний период (с мая по сентябрь) составит $N_{\text{эл1л}} = 15899 \text{ кВт.}$ Мощность электрогенерации первого контура в осенне-зимне-весенний период (с октября по апрель) составит $N_{\text{эл1з}} = 13987 \text{ кВт.}$ Максимальная мощность электрогенерации

второго контура в осенне-зимне-весенний период достигается при падении температуры атмосферного воздуха ниже минус 2 °С и составит $N_{эл23} = 5360$ кВт. Мощность электрогенерации второго контура в осенне-зимне-весенний период при изменении температуры представлена в таблице 6.2.

В осенне-зимне-весенний период, месячная выработка электроэнергии вторым контуром в переходном режиме:

$$W_{пер} = (N_1 \cdot n_1 + \dots + N_k \cdot n_k) \cdot 3, \quad (138)$$

где $W_{пер}$ – количество электроэнергии вырабатываемое при изменении температуры от плюс 4 °С до минус 2 °С (и наоборот), кВт·ч;

$N_1 - N_k$ – мощность электрогенерации при данной температуре воздуха, кВт;

$n_1 \dots n_k$ – количество измерений в месяц с данным значением температуры;

3 – время между измерениями, ч.

$$W_{max} = N_{max} \cdot n \cdot 3, \quad (139)$$

где W_{max} – Месячная выработка электроэнергии вторым контуром при температуре воздуха ниже минус 2 °С, кВт·ч;

N_{max} – максимальная мощность электрогенерации, кВт, $N_{max} = 5360$ кВт;

n – количество измерений в месяц при температуре ниже минус 2 °С.

$$W_{\Sigma 2} = W_{пер} + W_{max}, \quad (140)$$

где $W_{\Sigma 2}$ – месячная выработка электроэнергии вторым контуром в осенне-зимне-весенний период, кВт·ч.

$$W_{\Sigma} = W_{\Sigma 2} + N_{эл13} \cdot T, \quad (141)$$

где W_{Σ} – месячная выработка электроэнергии энергогенерирующим комплексом, кВт·ч;

T – количество часов в месяце, ч.

Результаты расчёта представлены в виде графика на рисунке 6.2 – зависимость изменения мощности электрогенерации второго контура от

температуры атмосферного воздуха в переходный период. Зависимость линейная $N = -9 \cdot t_{\text{атм}} + 5392$, с величиной достоверности аппроксимации $R^2 = 0,99$.

Таблица 6.2 – Мощность электрогенерации второго контура в осенне-зимне-весенний период

Температура атмосферного воздуха, $t_{\text{атм}}, ^\circ\text{C}$	Температура НРТ на выходе из конденсатора, $t_{\text{НРТк}}, ^\circ\text{C}$	Температура НРТ на выходе из испарителя, $t_{\text{НРТи}}, ^\circ\text{C}$	Перепад по зеркалу НРТ в испарителе и конденсаторе $H, \text{м}$	Мощность электрогенерации второго контура, $N_{\text{эл23}}, \text{кВт}$
+4	+9	+17	1266	5306
+2,7	+7,7	+17	1268	5315
+1,8	+6,8	+17	1270	5324
+0,9	+5,9	+17	1272	5333
0	+5	+17	1274	5342
-1,1	+3,9	+17	1276	5351
-2	+3	+17	1278	5360

Изменения мощности генерации электрической энергии второго контура от температуры атмосферного воздуха в период изменения температуры от плюс 12 $^\circ\text{C}$ до минус 2 $^\circ\text{C}$ не превышает 1 %. Для расчёта среднемесячных значений мощности в зависимости от температуры атмосферного воздуха была использована выборка температур в Донецке с октября 2015 г. по сентябрь 2016 г. из архива погоды гидрометеорологического центра ДНР. Время между измерениями температуры атмосферного воздуха – 3 ч.

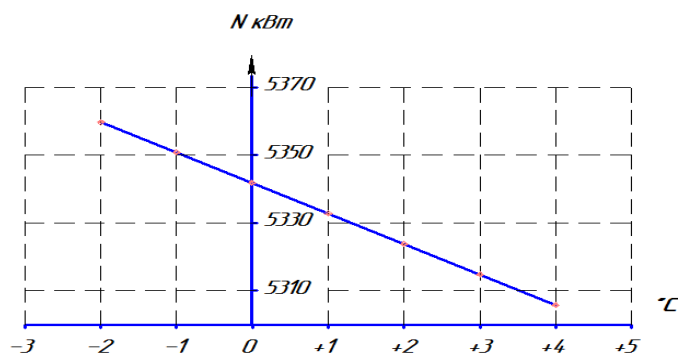


Рисунок 6.2 – Изменения мощности электрогенерации второго контура в зависимости от температуры атмосферного воздуха

Изменения ежемесячного снижения выбросов CO_2 и H_2O за годовой цикл представлены в виде гистограммы на рисунке 6.3.

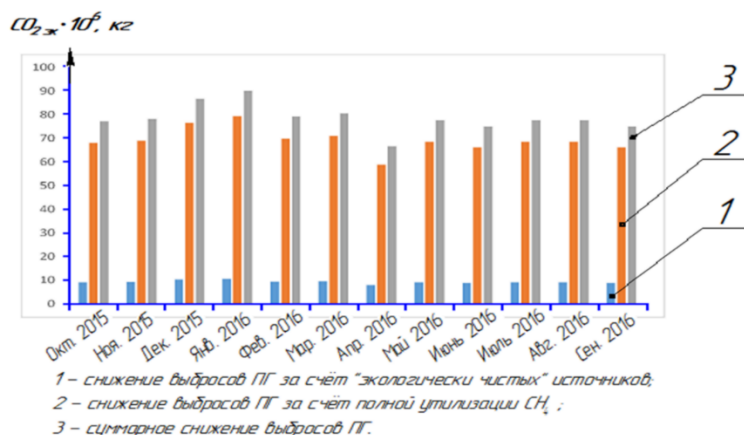


Рисунок 6.3 – Изменения ежемесячного снижения выбросов ПГ за годовой цикл

Для расчёта и построения гистограммы также была использована выборка температур в Донецке с октября 2015 г. по сентябрь 2016 г. из архива погоды гидрометеорологического центра ДНР. Время между измерениями – 3 ч.

Исходя из существующих схем электроснабжения шахты, удельная электрическая мощность, подводимая на входные клеммы электропривода исполнительных устройств шахты, составит:

$$W_{\text{иу}} = Q_{\text{т}} \cdot \eta_{\text{ТЭС}} \cdot \eta_{\text{ЛЭП}} \cdot \eta_{\text{ШЛЭ}} \cdot \eta_{\text{ЭД}}, \quad (142)$$

где $W_{\text{иу}}$ – удельная электрическая мощность, подводимая на входные клеммы электропривода исполнительных устройств шахты, кВт;

$Q_{\text{т}}$ – тепловая мощность, полученная при сжигании топлива на тепловой электрической станции, кВт, $Q_{\text{т}} = 1$ кВт;

$\eta_{\text{ЭГ}} = 0,33 \div 0,4$ – КПД генерирующих агрегатов тепловой электрической станции;

$\eta_{\text{СТЭС}} = 0,9$ – КПД трансформации и передачи электроэнергии на территории тепловой электрической станции (минимально допустимый при проектировании ЛЭП);

$\eta_{\text{ЛЭП}} = 0,9$ – КПД трансформации и передачи электроэнергии от тепловой электрической станции на шахту (минимально допустимый при проектировании ЛЭП);

$\eta_{\text{ШЛЭ}} = 0,9$ – КПД шахтных ЛЭП (минимально допустимый при проектировании ЛЭП);

$$W_{\text{ИУ}} = 1 \cdot 0,37 \cdot 0,9 \cdot 0,9 \cdot 0,9 = 0,27 \text{ кВт},$$

и не превышает 27,5 % от величины тепловой энергии, полученной при сжигании топлива на тепловой электрической станции.

При использовании в системе выработки электроэнергии, непосредственно на шахте, совместно с предложенным энергогенерирующим комплексом (утилизирующим вторичную и низкопотенциальную теплоту шахтных возобновляемых источников энергии и вторичных энергоресурсов), газопоршневые установки JSM-620 (утилизирующими дегазационный метан) и установок «VOCSIDIZER» (утилизирующими метан содержащийся в отработанном рудничном воздухе), на каждую тонну добытого угля энергогенерирующим комплексом вырабатывается в весенне-осенний период $W_{\text{ИУ В-О}} = 83 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т}$, в осенне-весенний период – $W_{\text{ИУ О-В}} = 117 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т}$ электроэнергии, при этом потребляется приведённый тепловой поток вторичной и низкопотенциальной теплоты $Q_{\text{ВН В-О}} = 593 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т}$ и $Q_{\text{ВН О-В}} = 677 \text{ МВт}$ соответственно.

Газопоршневые установки JSM-620 и установками «VOCSIDIZER» в течении всего годового цикла работы на каждую тонну добытого угля вырабатывается $W_{\text{ИУ JSM}} = 11,3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т}$ и $W_{\text{ИУ VOC}} = 40,1 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т}$ электроэнергии соответственно при этом тепловая мощность, полученная при утилизации вторичных энергоресурсов составит $Q_{\text{ВЭР JSM}} = 31,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т}$ и $Q_{\text{ВЭР VOC}} = 95,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т}$ соответственно.

$$\eta_{\Sigma \text{ЭС}} = \frac{W_{\text{ИУ В-О}} + W_{\text{ИУ JSM}} + W_{\text{ИУ VOC}}}{Q_{\text{ВН В-О}} + Q_{\text{ВЭР JSM}} + Q_{\text{ВЭР VOC}}}, \quad (143)$$

где $\eta_{\Sigma ЭС}$ – суммарный КПД систем производства электроэнергии шахты;

в весенне-осенний период:

$$\eta_{\Sigma ЭС} = \frac{83+11,3+40,1}{593+31,4+95,5} = 0,17;$$

в осенне-весенний период:

$$\eta_{\Sigma ЭС} = \frac{117+11,3+40,1}{677+31,4+95,5} = 0,22.$$

Таким образом, при снижении вредных выбросов за счёт утилизации выбросов метана, использование угольного шлама, низкопотенциального теплового загрязнения в более экологически безопасных ЭС шахты, электрическая мощность, подводимая на входные клеммы электропривода исполнительных устройств шахты составит 17 % в весенне-осенний период и 22 % в осенне-весенний период от величины тепловой энергии, полученной при использовании вторичной и низкопотенциальной теплоты образующейся в процессе угледобычи и утилизации шахтных возобновляемых источников энергии и вторичных энергоресурсов в предложенных энергогенерирующих установках вырабатывающих электроэнергию непосредственно на шахте. Это делает конкурентоспособными ЭС шахты по сравнению с тепловой электрической станцией, так как, при производстве электроэнергии на тепловой электрической станции и ее транспорте электрическая мощность, подводимая на входные клеммы электропривода исполнительных устройств шахты, не превышает 27,5 % от величины тепловой энергии, полученной при сжигании топлива которое, в отличие от разработанных ЭС, приобретает по рыночной стоимости.

Кроме того, дополнительным положительным эффектом от создания шахтного энергогенерирующего комплекса является обеспечение возможности уменьшения вредного влияния электрического поля, создаваемого элементами ЛЭП за счет восемнадцатикратного снижения напряженности электрического

поля, достигаемом при: децентрализации электроснабжения шахты, переводе ЛЭП 110 кВ только в резервный режим, переходе внутришахтных сетей на напряжение 6 кВ, вместо 110 кВ используемом при транспорте электроэнергии от тепловой электрической станции.

6.3 Сравнительный анализ укрупнённых экономических показателей угледобычи до и после реализации принятых решений

В РФ в настоящее время активно создаётся кадастр стационарных источников выбросов ПГ. За несвоевременную подачу отчётности о выбросах ПГ штраф, для юридических лиц составляет 80000 рос. руб. Разрабатывается законопроект РФ «О регулировании выбросов парниковых газов». Основные положения (вступает в силу с 2025 г.):

- выдача разрешений на выбросы парниковых газов для регулируемых организаций;
- установление платы (сбор) за выбросы парниковых газов в соответствии с утвержденными ставками (в случае превышения установленного объёма – целевой квоты);
- реализация проектов, предполагающих передачу-приобретение и за счёт сокращенных единиц выбросов ПГ (дополнительность сокращений – избыточная квота);
- зачет затрат на проекты, направленные на сокращение выбросов ПГ в качестве платы за выбросы;
- формирование Фонда поддержки реализации проектов сокращения выбросов (за счёт средств от сбора).

Исходя из зарубежного опыта первоначальная стоимость избыточной квоты может составлять 8 долларов США или 511,3 рос. руб.

Поэтому укрупнённые экономические показатели, определялись на основе методик ценообразования и сметного нормирования в строительстве, сметно-нормативной базы РФ и с учётом предполагаемой стоимости избыточных квот на

выбросы ПГ. Был проведен укрупнённый сравнительный анализ экономических показателей угледобычи на базе имеющегося оборудования и при наличии систем «VOCSIDIZER» и предлагаемого энергогенерирующего комплекса утилизирующего весь поток ВНТ, образующийся в процессе угледобычи. Результаты анализа представлены в таблице 6.3.

Определим также укрупнённо величину предотвращённого экологического ущерба за годовой цикл эксплуатации децентрализованной системы электроснабжения в условиях ГП «Шахта им. А.Ф. Засядько»:

$$Y_{\text{пр}} = Y_{\text{уд}} \cdot [(M1_{\text{ПГ}} - M2_{\text{ПГ}}) \cdot k_{\text{эПГ}} + (M1_{\text{NO}_x} - M2_{\text{NO}_x}) \cdot k_{\text{эNO}_x} - (M1_{\text{П}} - M2_{\text{П}}) \cdot k_{\text{эП}}] \cdot j, \quad (144)$$

где $Y_{\text{пр}}$ – величина предотвращённого экологического ущерба, рос. руб.;

$Y_{\text{уд}}$ – величина экономической оценки удельного ущерба от выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, рос. руб/т, $Y_{\text{уд}} = 47$ рос. руб/т;

$(M1_{\text{ПГ}} - M2_{\text{ПГ}})$ – сокращение выбросов парниковых газов за годовой цикл эксплуатации децентрализованной системы электроснабжения в условиях ГП «Шахта им. А.Ф. Засядько», т, $(M1_{\text{ПГ}} - M2_{\text{ПГ}}) \approx 151000$ т;

$k_{\text{эПГ}}$ – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния атмосферного воздуха территорий экономических районов России для парниковых газов, $k_{\text{эПГ}} = 0,4$;

$(M1_{\text{NO}_x} - M2_{\text{NO}_x})$ – сокращение выбросов оксидов азота за годовой цикл эксплуатации децентрализованной системы электроснабжения в условиях ГП «Шахта им. А.Ф. Засядько», т, $(M1_{\text{NO}_x} - M2_{\text{NO}_x}) = 75$ т;

$k_{\text{эNO}_x}$ – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния атмосферного воздуха территорий экономических районов России для оксидов азота, $k_{\text{эNO}_x} = 16,5$;

$(M1_{\text{П}} - M2_{\text{П}})$ – сокращение выбросов летучей золы за годовой цикл эксплуатации децентрализованной системы электроснабжения в условиях ГП «Шахта им. А.Ф. Засядько», т, $(M1_{\text{П}} - M2_{\text{П}}) \approx 1750$ т;

$k_{\text{эП}}$ – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния атмосферного воздуха территорий экономических районов России для не дифференцированной по составу пыли, $k_{\text{эП}} = 0,7$;

j – индекс-дефлятор, устанавливаемый Минэкономки России для топливно-энергетического комплекса за 2019 г., $j = 1,03$.

$$Y_{\text{пр}} = 47 \cdot (151000 \cdot 0,4 + 75 \cdot 16,5 + 1750 \cdot 0,7) \cdot 1,03 \approx 3,036 \text{ млн. рос. руб.}$$

Таблица 6.3 – Результаты укрупнённого сравнительного экономического анализа

№	Параметр и формула	Единицы измерения	Значения	
			Имеющееся оборуд.	При наличии ЭК
1	$c'_{\text{ПТУ}}$ – удельная стоимость оборудования приведенного к одному кВт установленной мощности ПТУ	рос. руб.	-	$3,2 \cdot 10^5$
2	Стоимость ПТУ на НРТ $C_{\Sigma} = c'_{\text{ПТУ}} \cdot N_{\text{ПТ}}$	рос. руб.	-	$6,4 \cdot 10^9$
3	Стоимость 2-го контура $C_2 = C_K + C_H$	рос. руб.	-	$3,36 \cdot 10^8$
4	Стоимость установки «VOCSIDIZER» C_{VOC}	рос. руб.	-	$1,1 \cdot 10^9$
5	Стоимость энергокомплекса шахты $C_{\Sigma} = C_{\text{ПТУ}} + C_2 + C_{\text{VOC}}$	рос. руб.	-	$7,8 \cdot 10^9$
6	Среднесуточный тариф на электроэнергию	рос. руб. за кВт·ч	2,2	2,2
7	Стоимость электроэнергии за годовой цикл $C_{\Sigma}^{\text{год}} = k_{\text{и}} \cdot N_{\Sigma} \cdot 2,2 \cdot 24 \cdot 365$	рос. руб.	$3,5 \cdot 10^8$ (потребляемой)	$6,8 \cdot 10^8$ (вырабатываемой)
8	Срок окупаемости энергогенерирующего комплекса $T = \frac{C_{\Sigma} + C_{\text{VOC}}}{C_{\Sigma}}$	год	-	5,3
9	Предполагаемая стоимость избыточной квоты $C_{\text{КВ}}$ CO_2 -эквивалента	$\frac{\text{рос. руб.}}{\text{т}}$	-	511,5
10	Снижение выбросов ПГ за годовой цикл в CO_2 – эквиваленте: $\text{CO}_2^{\text{год}}\text{-эквивалент} = \text{CO}_2\text{-эквивалент} \cdot 10^{-3}$	т	-	$1,6 \cdot 10^6$
11	Средства от реализации избыточных квот за годовой цикл $C_{\text{КВ}}^{\text{год}} = C_{\text{КВ}} \cdot \text{CO}_2^{\text{год}}\text{-эквивалент}$	рос. руб.	0	$54,5 \cdot 10^6$
12	Суммарный экономический эффект за годовой цикл после 2025 г. $C_{\Sigma} = C_{\text{КВ}}^{\text{год}} + C_{\Sigma}^{\text{год}}$	рос. руб.	0	$1,47 \cdot 10^9$

[131-133].

Кроме того, при децентрализации электроснабжения шахты и использовании линий электропередач 110 кВ только в качестве резерва, достигается снижение вредного влияния электрического поля за счет восемнадцатикратного снижения напряженности электрического поля.

Выводы по разделу 6

1. При использовании двухконтурной энергогенерирующей установки, как потребителя ВНТ для производства электроэнергии минимальное снижение вредных выбросов составит 30 %, только за счёт «экологически чистых» источников теплоты.

2. При использовании установок катализационного сжигания вентиляционного метана «VOCSIDIZER», выбросы метана в условиях данной шахты снижаются на $21,3 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год}$.

3. Использование двухконтурной установки данного типа, позволяет полностью утилизировать весь поток ВНТ, максимальный КПД такой установки достигается при снижении температуры атмосферного воздуха ниже минус 2 °С и составляет 14 %, мощность электрогенерации при этом достигнет 29,3 МВт, что больше, чем на треть превышает потребности в электроэнергии рассматриваемой шахты.

4. Наличие в схеме энергогенерирующего комплекса, второго контура с регулируемыми параметрами низкокипящего рабочего тела, позволяет снизить вредные выбросы практически на 10 % по сравнению с аналогичной установкой, но с постоянными параметрами низкокипящего рабочего тела. В весенне-летне-осенний период количество выбросов постоянно, в осенне-зимне-весенний период, изменяется в зависимости от температурного режима атмосферного воздуха. Для условий рассмотренной ГП «Шахта им. А.Ф. Засядько», при наличии двухконтурного энергогенерирующего комплекса с регулируемыми параметрами низкокипящего рабочего тела, годовое количество выбросов может быть снижено на: $1,6 \cdot 10^4 \text{ т}$ для парниковых газов в CO_2 -эквиваленте или 75 %; 75 т оксидов азота или 29 %; выбросов лепучей золы на тепловой электрической станции и шахте

$1,7 \cdot 10^3$ т или 12 %. При этом потребление кислорода сократится на $36,42 \cdot 10^6$ м³. При этом, децентрализованная система электроснабжения шахты и тепловой электрической станции конкурентоспособны, так как полезная механическая работа исполнительных устройств шахты не превышает 27,5 % от величины тепловой энергии, полученной при сжигании топлива на тепловой электрической станции, а полезная механическая работа исполнительных устройств шахты составит 17 % в весенне-осенний период и 22 % в осенне-весенний период от величины тепловой энергии, полученной при сжигании топлива в предложенных энергогенерирующих установках шахты и использованной вторичной и низкопотенциальной теплоты образующейся в процессе угледобычи.

5. Суммарный экономический эффект после 2025 года составит $\Sigma = 1,47$ млрд. рос. руб. за годовой цикл. Стоимость второго контура достаточно низка (порядка 336 млн. рублей), его срок окупаемости зависит от тарифа на электроэнергию и составит 1,2 года при тарифе 2,2 рубля за кВт·ч. Срок окупаемости всего энергогенерирующего комплекса – 5,3 года при том же тарифе.

ВЫВОДЫ

В работе решена научно-прикладная задача снижения загрязнения атмосферы угледобывающих регионов в результате использования выбросов горных предприятий в качестве вторичных энергоресурсов для генерации электрической энергии.

1. Теоретически и экспериментально установлено снижение загрязнения атмосферы городов угледобывающих регионов с использованием выбросов в качестве вторичных энергоресурсов для генерации электрической энергии.

2. Разработана методика для оценки удельных значений приведенных вредных выбросов шахты, в которые включены вредные выбросы тепловой электростанции, образующиеся при выработке электроэнергии, потребляемой шахтой. В качестве примера с использованием данной методики для условий ГП «Шахта им. А.Ф. Засядько» выбросы составляют: парниковых газов в CO_2 -эквиваленте $= 1125,7 \text{ кг/т}$, оксидов азота $\text{NO}_x = 127,04 \cdot 10^3 \text{ мг/т}$, выбросы летучей золы $A_z = 6,93 \text{ кг/т}$, тепловое загрязнение окружающей среды $Q_{\text{тз}\Sigma} = 1263,9 \text{ МДж/т}$.

3. В результате экспериментального исследования электрических машин ЭКВД 3,5-36 и ВРВА 160М2-1У2.5 установлены зависимости величины техногенного тепловыделения в зависимости от режимов эксплуатации. С учетом этих данных и характеристик другого шахтного оборудования, обосновано, что техногенная часть теплового загрязнения в условиях рассматриваемой шахты составляет $W_{\text{тех}} = 34,5 \text{ МДж/т}$ и не превышает 2 % от общего количества запасов ВНТ шахты.

4. Установлено, что для максимально возможного снижения вредных выбросов горнодобывающего предприятия в атмосферу в результате освоения всего потока ВНТ наиболее эффективной и экономичной является схема

двухконтурного энергогенерирующего комплекса с отдельным подводом тепла к каждому контуру от различных источников. Расчетным способом установлено, что использование гибридного двухконтурного энергогенерирующего комплекса позволяет полностью использовать весь поток ВНТ горнодобывающего предприятия; максимальный КПД такой установки достигается при снижении температуры атмосферного воздуха ниже минус 2 °С и составляет 14 %, мощность электрогенерации для условий ГП «Шахта им. А.Ф. Засядько» при этом достигнет 29,3 МВт, что больше, чем на треть превышает потребности в электроэнергии данной шахты, переводя её в категорию просьюмера, а излишки полученных энергоносителей (тепловая и электрическая энергия) поставляются для нужд городского хозяйства.

5. При условии утилизации всего метана и использовании двухконтурного энергогенерирующего комплекса вредные выбросы за годовой цикл работы для условий ГП «Шахта им. А.Ф. Засядько» в абсолютных единицах снизятся на: $1,5 \cdot 10^4$ т для парниковых газов в CO_2 -эквиваленте или 67,5 %; 75 т для оксидов азота или 29 %; и выбросов летучей золы на $1,7 \cdot 10^3$ т или 12,4 %. Потребление кислорода сократится на $36,4 \cdot 10^6$ м³ или 33 %.

6. Показано, что дополнительным положительным эффектом от создания шахтного энергогенерирующего комплекса является децентрализация электроснабжения, что уменьшает вредное влияние электрического поля линий электропередач за счет восемнадцатикратного снижения его напряженности, достигаемого разгрузкой внешней линий электропередач при переводе её в резервный режим и переходе внутришахтных сетей, обеспечивающих работу шахты, на напряжение 6 кВ, вместо 110 кВ при транспорте электроэнергии от тепловой электростанции.

7. В результате оценки экономических характеристик реализации предложенной технологии установлено, что суммарный экономический эффект составит $C_{\Sigma\text{эф}} = 1,47$ млрд. руб. за годовой цикл работы децентрализованного энергогенерирующего комплекса шахты. Эколого-экономический эффект от

предотвращенных выбросов в атмосферу для условий ГП «Шахта им. А.Ф. Засядько» с учетом снижения выработки электроэнергии на Старобешевской тепловой электростанции составляет 3,03 млн. рос. руб. в год. При тарифе 2,2 рубля за кВт·ч. срок окупаемости двухконтурного энергогенерирующего комплекса составит 5,3 года.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АБК	административно-бытовой комплекс
АВХМ	абсорбционная бромистолитиевая холодильная машина
ВГП	влагопоглотители
ВНТ	вторичная и низкопотенциальная теплота, не используемая в технологическом цикле и хозяйственной деятельности предприятия
ВНУ	вакуум-насосная установка
ВУТ	водоугольное топливо
ГП	государственное предприятие
ГПП	главная понижающая подстанция
ГФУ	гидрофторуглероды
ГХФУ	гидрохлорфторуглероды
ЕЭС	единые энергосистемы
ЖКХ	жилищно-коммунальное хозяйство
КИУМ	коэффициент использования установленной мощности
КПД	коэффициент полезного действия
КС	кипящий слой
НРТ	низкокипящее рабочее тело
ОАО	открытое акционерное общество
ПБ	правила безопасности
ПГ	парниковые газы
ПТУ	паротурбинная установка
ПУ	пылеугольная топка
ПУТ	пылеугольное топливо
ТМУ	тепломашинная установка
ТЭП	термоэлектрический преобразователь

ФУ	фторуглероды
Х. Х.	холостой ход
ХФУ	хлорфторуглероды
ЦКС	топка с циркулирующим кипящим слоем
ЦУР	Цели устойчивого развития
ЧНПП	частное научно-промышленное предприятие
ЭК	энергогенерирующий комплекс

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. «Интеллектуализация Техносферы: Закономерности и перспективы в контексте универсальной эволюции» Доклад ректора ДонНТУ А.Я. Аноприенко / «Методологии ИИ и когнитивные исследования» // ЮРО НСМИИ РАН – Таганрог, 27.02.2020. - Интернет-источник: <https://cloud.mail.ru/stock/naKxJReAxksfFrnQfBiXeVA2>
2. Ковальчук, М. Природоподобные технологии - новые возможности и новые угрозы [Текст] / М. Ковальчук, О. Нарайкин // Индекс безопасности № 3–4 (118–119), том 22.
3. «Человек и инновации»: доклад о человеческом развитии в Российской Федерации в 2018 г. [Текст] / под ред. С.Н. Бобылева, Л.М. Григорьева. - Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации, 2018.
4. YEFREMOV, I. A. Management Systems in Production Engineering. Направления энергообеспечения и экологической безопасности промышленных горнодобывающих регионов путем создания теплоэнергетических комплексов [Текст] / I.A. YEFREMOV, S.V. PODKOPAEV, O.K. MOROZ // National Technical University, Donetsk. – 2014, № 2 (14), pp. 81- 85.
5. Использование альтернативных источников энергии для питания удаленных от энергосистемы потребителей // Федоровские чтения. 2013. XLIII Международная научно-практическая конференция (Москва, 6-8 ноября 2013г.) [Текст] / Под общ. ред. Б.И. Кудрина, Ю.В. Матюниной. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.- С. 216.
6. Молев, М.Д. Техногенные риски населения больших городов [Текст] / М.Д. Молев, С.А. Масленников // Монография. – Шахты: ИСОиП (филиал) ДГТУ, 2016. – 118 с.
7. Алхасов, А.Б. Геотермальная энергетика: проблемы, ресурсы, технологии [Текст] / А.Б. Алхасов. - М.: Физматлит, 2008. – 376с.

8. Филонова, И.И. Организация системы утилизации вторичных энергетических ресурсов крупнотоннажного промышленного предприятия на основе трансформаторов теплоты [Текст] / И.И. Филонова, Л.В. Плотникова, Г.И. Ефремов // Вестник МГОУ. – 2011. – № 4. – С. 24–28.

9. Дубровский, В.А. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии [Текст] / В.А. Дубровский. – М.: Изд-во Теплотехник, 2011. – 360 с.

10. Асланян, Г.С. Аналитический обзор. Экологически чистые угольные технологии [Текст] / Г.С. Асланян // Центр энергетической политики. – М., 2004.

11. Мекуш, Г.Е. Взаимосвязь между численностью населения трудоспособного возраста и объёмом ВРП на примере Кемеровской области [Текст] / Г.Е. Мекуш, Ю.М. Елгина // Молодой ученый, 2015. — №10.2. —С.15-18.

12. Gabriel Yvon-Durocher. Methane fluxes show consistent temperature dependence across microbial to ecosystem scales [Text] / GabrielYvon-Durocher, Andrew P. Allen // Cambridge Univ, 2014

13. Vaidyanathan Gayathri. How Bad of a Greenhouse Gas Is Methane? [Text] / Gayathri Vaidyanathan // University of Cincinnati, USA, 2015

14. MEGTEC to build world's largest coal mine ventilation methane emissions abatement system in China. - Интернет-источник:

http://www.megtec.com/documents/lr_megtec_to_build_worlds_largest_coal_mine_ventilation_methane_emissions_abatement_system_in_china.pdf

15. Баранов, А.В. Использование отработанного шахтного воздуха с целью разработки энергоэффективных решений [Текст] / А.В. Баранов // Сборник докладов XXI всеукраинская научная конференция аспирантов и студентов.— Донецк, 2011. – С. 11-12.

16. Гафуров, А.М. Выбор низкикипящего рабочего тела по термодинамическим показателям для использования в тепловом двигателе в области температур от 80 до – 55 °С [Текст] / А.М. Гафуров, Р.З. Гатина // Форум молодых учёных. – 2017. – № 5(9). – С. 493–496.

17. Обзор хладагентов [Электронный ресурс]. – Изд. 13. А-501-13.– 35 с.
http://sholod72.ru/wpcontent/uploads/2013/12/Review_refrigerant.pdf
18. Рей Д. Тепловые насосы [Текст] /Д. Рей, Д. Макмайл.- М.: Энергоиздат, 1982. – 224 с.
19. Корягин, М.В. Использование тепловых насосов в системах теплоснабжения [Текст] /М.В. Корягин // Международный студенческий научный вестник, 2016. - № 3-1. – С. 143-145.
20. Багаутдинов, И.З. Преобразование энергии и тепловые насосы / [Текст] / И.З.Багаутдинов, Н.Е. Кувшинов // Инновационная наука. – 2016. – № 3-3 (15). – С. 37–39.
21. Зысин, Н.В. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Часть 1. Возобновляемые источники энергии [Текст] : учебное пособие / Н.В. Зысин, В.В.Сергеев. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2008. – 192 с.
22. Ибраев, А.М. Теоретические основы холодильной техники[Текст] / А.А. Сагдеев, А.М. Ибраев // Нижнекамский химико-технологический институт ФГБОУ ВПО «КНИТУ». - 2012. – 124с.
23. Шубенко, А.Л. Реализация каскадных тепловых схем с применением турбин на низкокипящих рабочих телах [Текст] / А.Л. Шубенко, А.В. Русанов, А.В. Сенецкий, Р.А. Русанов // Вестник НТУ «ХПИ». Серия: Энергетические и теплотехнические процессы и оборудование. Х.: НТУ «ХПИ», 2013. – №12(986). – С. 24-29.
24. Манушин, Э.А. Паротурбинная установка геотермальной электростанции бинарного цикла для геотермальных месторождений камчатского края [Электронный ресурс] / Э.А. Манушин, В.В. Бирюков // Электронный журнал «МГТУ имени Н.Э. Баумана», 2011. – №9.
(<http://technomag.edu.ru/doc/220323.html>)
25. Мелкозёров, М.Г. Паротурбинные установки на низкокипящем рабочем теле [Текст] / М.Г. Мелкозёров, А.А. Зуев, А.В. Делков, А.А. Ходенков // Сибирский государственный аэрокосмический университет;Одесская национальная академия пищевых технологий, 2010. - № 38 (2) – С. 387-392.

26. Лукутин, Б.В. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении: монография [Электронный ресурс] / Б.В. Лукутин, О.А. Суржикова., Е.Б. Шандарова // Москва : Энергоатомиздат. - 2008. – 231 с. – ISBN 978-5-283-03272-9. Режим доступа:

http://window.edu.ru/resource/047/76047/files/Lab_mshini.pdf

27. Щербаков, В.И. Водозаборные сооружения из подземных источников [Текст] / В.И. Щербаков, А.А. Акулышин // LAP Lambert Academic Publishing, 2017. – 192с.

28. ПНСТ 50—2015 Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, IEC/TR 61364(1999).

29. Савельев, И.В. Курс физики. Том 3. Оптика, атомная физика, физика атомного ядра и элементарных частиц [Текст] / В. Савельев // – М.: «Наука», 1989.– 304 с.

30. Косарев, А.В. Тонкоплёночный термоэлектрический преобразователь новой архитектуры и его работа на естественных перепадах температур возобновляемых источников энергии [Электронный ресурс] / А.В. Косарев. – Режим доступа: <https://kzref.org/tonkoplenochnij-termoelektricheskij-preobrazovatele-novoj-arhi.html>

31. Теплоэнергетическая установка [Текст]: пат. 147328 Рос. Федерация / Григорьева О.К., Ибрагимова Л.Ф., Ноздренко Г.В.; – № 2014117393; заявл. 29.04.14; опубл. 10.11.14, Бюл. № 31. – 3 с.

32. Стифеев, Ф.Ф. Определение теоретической расходной характеристики эрлифта [Текст] / Ф.Ф. Стифеев. – 2013. Вып. 6. – С. 117-123. Интернет-источник: http://nbuv.gov.ua/UJRN/vdnaba_2013_6_23

33. Стифеев, Ф.Ф. Исследования режимов работы эрлифта для подъёма пульпы повышенной плотности [Текст] / Ф.Ф. Стифеев // «Вісник» Донецької національної академії будівництва і архітектури. – 2014. - №3. – 107 с.

34. Василевский, М.В. Оценки методов транспортировки жидкостей эрлифтными устройствами [Текст] / М.В. Василевский, В.И. Романдин // Вестник науки Сибири. – 2012. - № 1 (2). С. 120-125.

35. Грядущий, Б.А. Повышение энергетической эффективности угольных шахт Украины [Текст] / Г.Н. Лисовой, В.А. Корсун // Семинар, 2007. - №22.- С. 244-248.

36. Richard Mattus. Vamtoelectricity – first commercial installation MEGTEC Systems. Alabama Symposium on Coalbed Methane [Text] / Richard Mattus. – 2004. – 436р.

37. Майдуков, Г.Л. Ресурсный потенциал шахтного метана в энергетике Украины [Текст] / Г.Л. Майдуков – Уголь Украины. – 2015. – №10. – С.38-45.

38. [Шахта имени А. Ф. Засядько — MiningWiki](http://miningwiki.ru/wiki/%D0%A8%D0%B0%D1%85%D1%82%D0%B0_%D0%B8%D0%BC%D0%B5%D0%BD%D0%B8_%D0%90._%D0%A4._%D0%97%D0%B0%D1%81%D1%8F%D0%B4%D1%8C%D0%BA%D0%BE)

Интернет-источник:

http://miningwiki.ru/wiki/%D0%A8%D0%B0%D1%85%D1%82%D0%B0_%D0%B8%D0%BC%D0%B5%D0%BD%D0%B8_%D0%90._%D0%A4._%D0%97%D0%B0%D1%81%D1%8F%D0%B4%D1%8C%D0%BA%D0%BE

39. Эстеркин, Р.И. Котельные установки. Курсовое и дипломное проектирование [Текст] / Р.И. Эстеркин, А.Б. Бирюков. – Л.: Энергоатомиздат, 1989. – 280 с.

40. Семергей, В.А. Математическая модель выгорания пылеугольного топлива в топке энергетического котла [Текст] / В.А. Семергей // Вестник Донецкого национального технического университета, 2017. – №1(7) – С. 32-37.

41. Романченко, С.Б. Самодиспергация пыли – принципиально новый эффект, выявленный методом лазерных исследований / С.Б. Романченко // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2011. – №7. – С. 378-385

42. РД – 15. Инструкция по борьбе с пылью в угольных шахтах / Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору.– 2011.

43. Васильева, И.В. Мониторинг подземных и поверхностных вод Донбасса и его место в составе мероприятий по охране гидросферы от загрязнений [Электронный ресурс] / И.В. Васильева // Украинский Государственный геологоразведочный институт – Киев, Украина. Режим доступа: (http://geonews.com.ua/userfiles/files/vasilieva_2_2013.pdf)

44. Остапчук, О.Р. Использование петрогеотермальной энергии земли [Электронный ресурс] / О.Р. Остапчук, В.Ю. Стеценко, Г.Г. Пяташкин // «Проблемы экологии» (главный редактор О.А. Минаев) – Донецк: ДонНТУ. - 2008. - №1-2. – С. 197. Режим доступа:

<http://ea.donntu.edu.ua/bitstream/123456789/9263/1/7.pdf>.

45. Прокопов, А.Ю. Исследование теплового режима воздухоподающих стволов шахт Донбасса [Текст] / А.Ю. Прокопов, С.В. Борщевский, К.В. Кулинич. - Интернет ресурс:

<http://pogoda.meta.ua/Donetska/Donetskiy/Donetsk/archive/2016>.

46. Порцевский, А.К. Вентиляция шахт, аэрология карьеров (Аэрология горных предприятий) [Текст] : учебное пособие / А.К. Порцевский. – М.: МГОУ, 2004.– 71 с.

47. СТО 70238424.27.060.01.008 - 2009. Воздухоподогреватели регенеративные вращающиеся РВП-54, РВП-68, РВП-9,8. Групповые технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования. – М.: ЦКБ Энергоремонт, 2010. – 129 с.

48. Пацера, С.Т. Алгоритм имитационно- статистического моделирования случайных погрешностей измерения и контроля толщины зубьев и его программная реализация в NiLabVIEW / С.Т. Пацера, В.И. Корсун, В.А. Дербаба, П.А. Ружин // Системи обробки інформації. «Метрологія, інформаційно-вимірювальні технології та системи», Харків. – 2016. – №6(143) – С. 116–119.

49. Сорока, Е.А. Экспериментальные исследования теплового состояния трансформаторной подстанции типа ТВШП-630/6[Текст] / Е.А. Сорока, И.Я. Чернов, В.М. Грушко // Взрывозащищённое электрооборудование: сб. науч. тр. УкрНИИВЭ. – Донецк: ООО «АИР», 2012. – С. 59-67.

50. Методика теплотехнического эксперимента при исследованиях и испытаниях на нагрев взрывозащищённых трансформаторов передвижных рудничных подстанций ПИЖЦ.670074.799. – Донецк: УкрНИИВЭ, 2012. – 11с.

51. Методика проведения энергетических обследований (энергоаудита) предприятий и организаций угольной отрасли [Текст] – Одобрена на заседании

координационного совета Минэнерго России по энергосбережению и повышению энергоэффективности в угольной промышленности (протокол от 29.05.2012 № 6) – Москва: 2011.

52. Горное дело. Назначение и классификация компрессорных установок
Интернет ресурс: <http://russianminer.ru/index.php?topic=1451.0>

53. Дроздова, Л.Г. Стационарные машины [Текст]: учебное пособие / Л.Г. Дроздова – Владивосток: Издательство ДВГТУ, 2007. – 157 с.

54. Марков, С.И. Электрооборудование и энергоснабжение горных предприятий [Текст] / С.И. Марков. – Экибастуз: ЕКИТИ, 2011. – 198 с.

55. Антоненков, Д.В. О необходимости составления баланса электропотребления горных предприятий. Фёдоровские чтения-2010. Всероссийская научно-практическая конференция (с международным участием) с элементами научной школы для молодёжи [Текст] / М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – С. 67- 69

56. Руководство по дегазации угольных шахт [Текст] – М.:Недра, 1975.

57. Утилизация дегазационного метана на шахтах ОАО «СУЭК – Кузбасс» [Электронный ресурс]: 2017. – Режим доступа: http://www.carbonunitsregistry.ru/reports/SUEK_PDD_rus.pdf

58. ГОСТ 22667 – 82 Газы горючие природные. Расчётный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа Воббе [Электронный ресурс]: 2017. – Режим доступа: www.gosthelp.ru/text/GOST2266782Gazygoryuchie.htm

59. Allam, R.J. New Power Cycle Provides High Efficiency and Lower Cost Electricity Generation from Coal while Eliminating Atmospheric Emissions [Text] / R. J. Allam and et al. // COAL-GEN, 2013.

60. Высоцкий, С.П. Ожидаемые или неожиданные изменения климата [Текст] / С.П. Высоцкий // Научный вестник НИИГД «Респиратор» - 2018, №4(55) – С. 87-98.

61. Обеспечение требуемого состава шахтного воздуха. Охрана труда / [Электронный ресурс]: 2017. – Режим доступа: http://www.ohrana-bgd.ru/gornd/gornd2_14.html

62. Бирюков, А.Б. Пути использования низкопотенциальных возобновляемых источников энергии и вторичных энергоресурсов угольных шахт.[Текст] / А.Б. Бирюков, В.В. Варакута, Д.И. Пархоменко, П.А. Гнитиёв // Вестник МЭИ, 2018. – №.4.

63. O'Keefe The Future of Energy Use. UK/USA, 01-2010 Philip; O'Brien, Geoff; Pearsall, Nicola.EarthscanPBL.p. 224.ISBN 9781844075041.

64. Чумак, И.Г. Холодильные установки [Текст] / И.Г. Чумак, В.П. Чепурненко, С.Г. Чуклин 2-е изд. перераб. и доп. // Лёгкая и пищевая промышленность, - 1981. – С. 344.

65. Варакута, В.В. Оценка эффективности энергогенерирующей станции, утилизирующей вторичную и низкопотенциальную теплоту в условиях угольных шахт, методом термодинамического анализа [Текст] / В.В. Варакута, А.Б. Бирюков, П.А. Гнителиев // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2018. – № 2. – С. 12-20.

66. Юндин, М.А. Токовая защита электроустановок. – СПб.: Издательство «Лань», 2011. – С. 288.

67. Клевцов, А.В. Преобразователи частоты для электропривода переменного тока. 2008 г. – С. 224.

68. Пустоветов, М.Ю. Условие эффективной эксплуатации частотно-регулируемого электропривода [Текст] / М.Ю. Пустоветов // Научное обозрение. – 2016. – №23. – С. 107- 115.102.

69. Абрамов, Б.И. К вопросу выбора типа электропривода для шахтных вентиляторов [Текст] / Б.И. Абрамов, Л.Х. Дацковский, И.К. Кузьмин, Ю.В. Шевырёв // Горный информационно аналитический бюллетень. – 2017. – № 7. – С. 13–21.

70. Китаев, С.В. Повышение энергетической эффективности режимов работы технологического оборудования компрессорных станций магистральных

газопроводов [Текст] / С.В Китаев, Э.С. Иванов, А.Р. Галикеев. – СПб.: Недра, 2016. – 200 с.

71. Шадек, Е.Г. Тригенерация как технология экономии энергоресурсов [Текст] / Е.Г. Шадек. – Энергоснабжение, 2015. № 2.

72. Гатина, Р.З. Возможности использования тепловых отходов промышленности для выработки электроэнергии [Текст] / Р.З. Гатина, Б.Р. Хакимуллин, А.А. Потапов // Форум молодых учёных. – 2017.– № 10(14). – С. 181–184.

73. Финаева, Н.В. Изучение процесса утилизации низкотемпературных вторичных энергетических ресурсов [Текст] / Н.В. Финаева, В.В. Филиппов // Альманах современной науки и образования. – 2008.– № 12. – С. 213–215.

74. Гладков, Р.А. Задачи и вопросы по физике [Текст] : учебное пособие для вузов / Р.А. Гладков, Ф.С. Цодиков; под ред. Р.А. Гладковой. – М.: Физматлит, 2006. – 384 с.

75. Шарабура, Т.А. Усовершенствование процессов термической переработки водоугольного топлива из низкосортного угля и отходов углеобогащения [Текст] / Т.А. Шарабура // Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук – Днепропетровск, 2014.

76. Саполжников, С.З. Техническая термодинамика и теплопередача [Текст] : учебник для вузов / С.З. Саполжников, Э.Л. Китанин – Издательство СПбГТУ, 1999.– 319 с.

77. Бирюков, А.Б. Оценка показателей работы энергогенерирующей станции на НРТ, как потребителя ВНТ в условиях угольной шахты [Текст] / А.Б. Бирюков, В.В. Варакута, П.А. Гнитиёв // Вестник Ивановского государственного энергетического университета, 2018. – № 4. – С.12-19.

78. Норватов, Ю.А. Гидрогеологическое обеспечение горных работ при разработке угольных месторождений подземным способом [Текст] / Ю.А. Норватов, Д.И. Савельев. А.В. Яшина // Горный информационно аналитический бюллетень. – 2014. – № 8. – С. 23–28.

79. Абдулагатов, И.М. Преобразование геотермальной энергии в электрическую с использованием во вторичном контуре сверхкритического цикла [Текст] / И.М. Абдулагатов, А.Б. Алхасов // Теплоэнергетика. – 1988. – №4. – С. 53–56.
80. [Профессиональное бурение геотермальных скважин](http://rostovburenie.ru/drilling/geothermalnoe-otoplenie) - Интернет-источник: <http://rostovburenie.ru/drilling/geothermalnoe-otoplenie>.
81. Гашо, Е.Г. Кольцевые системы с теплонасосной установкой [Текст] / Е.Г. Гашо // Тепловые насосы в современной промышленности и коммунальной инфраструктуре. – М.: Изд-во «Перо», 2016. – С. 78–85.
82. Тарнижевский, Б.В. Состояние и перспективы использования НВИЭ в России [Текст] / Б.В. Тарнижевский // Промышленная энергетика. – 2013. – № 1. – С. 52–56.
83. Лакомов, И.В. Применение теплового насоса в различных схемах сушильных установок [Текст] / И.В. Лакомов, Ю.М. Помогаев // Вестник ВГАУ. Воронеж. – 2016. – № 2(49). – С. 130–135.
84. Lund, P.D. Importance of integrated strategies and innovations for commercial breakthrough of fuel cells / P.D. Lund // International Journal of Hydrogen Energy. – 2010. – Vol. 35. – P. 2602–2605.
85. Bloomquist, Gordon R. "Geothermal Heat Pumps, Four Plus Decades of Experience" Geo-Heat Centre Quarterly Bulletin. [Text] / Gordon R. Bloomquist // Klamath Falls, Oregon: Oregon Institute of Technology. ISSN 0276-1084. USA, 2009. – pp. 13–18.
86. Amal Herez. Geothermal Energy for cooling - Parametric study [Text] / Amal Herez, Mahmoud Khaled // Bourgogne Franche-Comte, Lebanese International University. The Authors. Published by Elsevier Ltd Lebanon/France 2017.
87. Шостаковски, П. Альтернативные источники электрической энергии промышленного применения / П. Шостаковски - Интернет ресурс: www.controlengrussia.com/.../alternativny-e-istochniki-e-lektricheskoy-e-nergii-prom
88. Шестаченко, И.Я. Тепловой расчёт паровых турбин [Текст] : учеб.-метод. пособие к курсовому и дипломному проектированию / И.Я. Шестаченко //

Южно-Российский государственный технический университет.– Новочеркасск: ЮРГТУ, 2007. – 79 с.

89. Гринман, М.И. Перспективы применения энергетических установок с низкикипящими рабочими телами [Текст] / М.И. Гринман, В.А. Фомин // Новости теплоснабжения. – 2010. – № 7. – 10 с.

90. Блинов, А.Н. Энергоэффективность использования ORC-модулей в децентрализованной энергетике РФ [Текст] / А.Н. Блинов, С. Передерий // Леспром. – 2014. - №8(106).

91. Ибрагимова, Л.Ф. Конденсационный энергоблок с фреоновой ступенью и термодинамические характеристики фреонового цикла [Текст] / Л.Ф. Ибрагимова // Энергетика и теплотехника. – Новосибирск, 2015. – Выпуск 19. – С. 76–80.

92. Ноздренко, Г.В. Техничко-экономические показатели новой технологии комбинированного энергоснабжения с ПГУ и термотрансформаторами [Текст] / Г.В. Ноздренко, Григорьева, А.А. Францева, В.А. Серант, В.Г. Томилов, Ю.В. Овчинников // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. 2012. – № 1. – С. 112–115.

93. Гафуров, А.М. Возможности использования органического цикла Ренкина для утилизации низкопотенциальной теплоты [Текст] / А.М. Гафуров // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2014. – №2(21). – С. 20–25.

94. Цанаева, С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций [Текст] : учебное пособие для вузов / под ред. С.В. Цанаева – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 584 с., ил.

95. Конева, Н.С. Современные тенденции развития теплонасосной техники [Текст] / Н.С. Конева, И.М. Пискун // Вестник Полоцкого государственного университета. – 2015. - № 11. - С. 133-139.

96. Захваткин, А.С. Тепловые насосы в системах утилизации вторичных энергетических ресурсов [Текст] / А.С. Захваткин, А.В. Крайнов // Теплофизические основы энергетических технологий: сб. ст. – Томск:

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2011. – С. 330–333.

97. Галимова, Л.В. Абсорбционные холодильные машины и тепловые насосы [Текст] / Л.В. Галимова. – Астрахань : Изд. Астраханского государственного технического университета, 1997. – 227с.

98. Архив погоды в Донецке - Интернет-источник: www.pogoda.meta.ua/Donetska/Donetskiy/Donetsk/archive/2016

99. График качественного регулирования температуры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха / ГП Донбасс теплоэнерго»: архив – 2011.

100. Тверской, Ю.С. Регулирование расхода воздуха в компрессоргазотурбинных установок бинарного энергоблока при изменяющихся климатических условиях [Текст] / Ю.С. Тверской, И.К. Муравьев // Энергетик. – 2017. – № 2. – С. 49–51.

101. Мургин, Г.А. Теплотехнические измерения [Текст]: учеб. для техникумов / Г.А. Мургин. – М.: Энергия, 1979. – 424 с.

102. Буткевич, Г.В. Электрические аппараты [Текст] / Г.В. Буткевич, В.Г. Дегтярев, А.Т. Сливинская 2-е издание, переработанное и дополненное – М.: Высшая школа, 1987. – 158 с.

103. Редько, А.А. Термодинамические параметры геотермальной электрической станции с бинарным сверхкритическим циклом [Текст] / А.А. Редько // Интегрированные технологии и энергосбережение. – 2009. – № 4. – С. 81–85.

104. Кожухов, Р.В. Комбинированная выработка энергии на котельных установках [Текст] / Р.В. Кожухов и др. // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2015. – № 1. – С. 35–41.

105. Способ и устройство для получения электроэнергии с использованием низкопотенциальных энергоносителей [Текст] : пат. Рос. Федерация: RU 2 117 884 C1 / Самхан И.И.; заявл. 14.06.1995, опубл. 20.08.1998.

106. Одноконтурна опалювальна система малої та середньої потужності [Текст]: пат.42849 Україна МПК F 24 D 11/00 F 24 D 3/00/ В.В. Варакута, Д.І. Пархоменко, І.А. Мазурина; Власник ДонНТУ – №200901291; заявл. 16.02.09 опубл.27.07.09.

107. Дубровин, Г.Н. Расчёт тонкоплёночного термоэлектрического модуля, изготовляемого методом импульсного лазерного осаждения. Инженерный журнал: наука и инновации [Электронный ресурс] / Е.С. Герасимова, А.Е. Шупенев // Электронный журнал 2015. – Выпуск 12. <http://engjournal.ru/catalog/mesc/temp/1441.html>

108. Термоэлектрический преобразователь[Текст]: пат. 162553 Рос. Федерация: М Н01L 35/30 Пархоменко Д.И.; заявители и патентообладатели Гридин С.В., Масюк Л.Н., Варакута В.В., Дудченко А.Ю., Максименко Д.И. – №2015152939/28; заявл. 09.12.2015; опубл. 20.06.2016 Бюл. № 17.

109. Одноконтурна опалювальна система малої та середньої потужності [Текст] : пат. 42849 Україна, МПК7 F 24 D 11/00 F 24 D 3/00. / Варакута В.В., Пархоменко Д.И., Мазурина И.А. ; заявитель и патентообладатель ГОУВПО «ДОННТУ». - № 200901291 ; заявл. 16.02.09; опубл. 27.07.09, Бюл. № 14. – 4 с.

110. Курьянов, А.А. Эффективность ПГУ с фреоновой паротурбинной ступенью [Текст] / А.А. Курьянов // Энергетика и теплотехника: сборник научных трудов; под редакцией В.Е. Накорякова. – Новосибирск: Издательство НГТУ, 2011. – Выпуск 16. – С. 73–79.

111. Шарабура, Т.А. Особенности перевода котлов малой и средней мощности на водоугольное топливо [Текст] / Т.А. Шарабура, В.А. Пинчук, Г.Л. Шевченко, А.В. Кузьмин // Сборник научных статей.Современная наука: идеи, исследования, результаты, технологии. – Киев: «НПВК Триакон», 2012. – Выпуск 1 (9). – С. 97-105.

112. Сенецкий, А.В. Энергосбережение на основе применения турбин малой мощности на низкокипящих рабочих телах / [Текст] А.В. Сенецкий // Современные проблемы машиностроения. Конференция молодых учёных и специалистов 3–6 ноября 2010 г.: Тезисы докладов. – Харьков, 2010. – 67 с.

113. Аверин, Н.И. Разработка и исследование способов снижения потерь в турбинных решетках [Текст] / Н.И. Аверин, Е.Ю. Григорьев, А.Е. Зарянкин // Теплоэнергетика «Энергия-2016»: XI Международная научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых учёных. Т. 1. – Иваново: УИУНЛ ИГЭУ. – 2016. – 194 с.

114. Иванов В.Л. Приёмники и аккумуляторы теплового излучения Солнца[Текст]: учебное пособие / В.Л. Иванов. – М.: Издательство МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2007.

115. Рахнов, О.Е. Экологическая эффективность локальных источников энергии (на примере плоских солнечных коллекторов) [Текст] / О.Е. Рахнов. ГОУ ВПО «Московский государственный строительный университет» – Москва, 2010.– 156 с. : ил.

116. Луканин, П.В. Технологические энергоносители предприятия (Низкотемпературные энергоносители) [Текст]: учебное пособие ГОУВПО СПбГГТУРП / П.В. Луканин.– Санкт-Петербург. – 2006. – С. 47-48.

117. Безумов, Е.А. Тепловой расчёт котельного агрегата ТП-8: ВКР [Текст] / Е.А. Безумов, Е.Ю. Темникова // КузГТУ, Кемерово. – 2017

118. Бурцев, С.А. Анализ цикла замкнутой газотурбинной установки с устройством газодинамического энергоразделения Д.М. Кулаков [Текст] / С.А. Бурцев, А.И. Леонтьев // Известия РАН. Энергетика. – 2017. - № 4. С. 151-158.

119. Парогазовая установка электростанции [Текст] :пат. 2605879 Рос. Федерации, МПК2006.01 F01K23/10. / А.А. Кудинов, С.К. Зиганшина, К.Р. Хусаинов; заявитель и патентообладатель – Самарский государственный технический университет – №2015104681/06; опубл. 27.12.2016, Бюл. № 36.

120. Legmann, H. Recovery of low grade heat by means of the ORC process in the cement industry [Электронный ресурс] [Text] / H. Legmann, D. Citrin // – ORMAT International, Inc. – 2010. – Режим доступа:

http://www.ormat.com/media_center.php?did=147&aid=818df6349556350f09466946eb1c7b9b

121. Related Commercial Resources chapter 30 thermophysical properties of Refrigerants. - [tmt.ugal.ro " crios / Support / CCIF / Misc...F09_Ch30. pdf](http://tmt.ugal.ro/crios/Support/CCIF/Misc...F09_Ch30.pdf)

122. Рабенко, В.С. Об особенностях эксплуатации энергоблоков ПГУ в климатических условиях России [Текст] / В.С. Рабенко, И.В. Будаков, В.М. Неуймин // Энергосбережение и водоподготовка. – 2010. – № 6. – С.1–13.

123. Филиппов, С.П. Перспективы применения тепловых насосов в России [Текст] / С.П. Филиппов, М.Д. Дильман, М.С. Ионов // Энергосовет. – 2011. № 5(18).

124. Рустамов, Н.А. Стандартизация для развития энергетики на возобновляемых источниках [Текст] / Н.А. Рустамов // Стандарты и качество. - 2015.- № 6(936). – С. 38-40.

125. Елистратов, В.В. Возобновляемая энергетика [Текст] / В.В. Елистратов // СПб: Наука. - 2013. – 308 с.

126. De Biasi Victor. Cascade waste heat recovery for gas turbine power and efficiency. Gaz Turbine World [Электронный ресурс] [Text] / De Biasi Victor // USA,Sugar Land: WOW Energy, Inc. – 2008. Режим доступа: www.wowenergies.com/GTW%20%202225%20Simple%20Cycle%20Power%20Recovery.pdf

127. Muhammadiyev, M.M., Gidroenergetik qurilmalar. Darslik. “Fanvatehnologiya” nashiryoti [Text] / B.U. Urishev, K.S. Djuraev // Toshkent. – 2015, 320 p.

128. Николаев, В.Г. Национальный кадастр ветроэнергетических ресурсов РФ и методические основы их определения[Текст] / В.Г. Николаев, С.В. Ганага, Ю.И. Кудряшов. - Москва: “Атмограф”, 2008. – 590 с.

129. Шаулева, Н.М. Влияниепогодно-климатических факторов на эксплуатационную надёжностьраспределительных сетей угольных разрезов [Текст] / Н.М. Шаулева, А.Г. Захарова, Д.К. Стариченко // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2010. – № 1. – С.114–116.

130. Алхасов, А.Б. Возобновляемые источники энергии [Текст] / А.Б. Алхасов : Учебное пособие — Москва: Издательский дом МЭИ, - 2016. — 271с.

131. Лукач, Л.М. Учёт денежного сбора за вредные выбросы при реконструкции шахтной котельной в мини-ТЕЦ[Текст] / Л.М. Лукач, С.Ю. Резников, А.Л. Шубенко, Н.Ю. Бабак, М.И. Роговой // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит, 2009. — № 6. — 54с.

132. Болбот, Е.А. Системный анализ рисков внедрения «зелёных» технологий [Текст] / Е.А. Болбот, В.В. Клочков // Экономика природопользования. — М., 2012. - № 1. — С. 78-100.

133. Каныгин, П.С. Экономика освоения альтернативных источников энергии (на примере ЕС) [Текст] / П.С. Каныгин // М.: Русь-Олимп, 2009. — 254 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

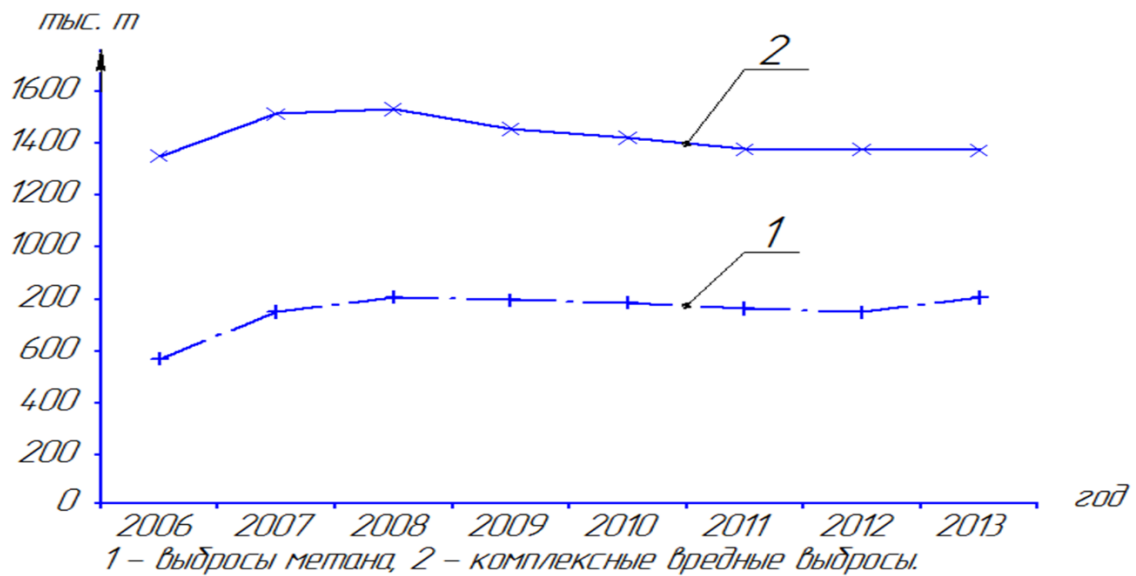


Рисунок А.1 – Динамика суммарных комплексных выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников Кемеровской области за период с 2006 по 2013 годы

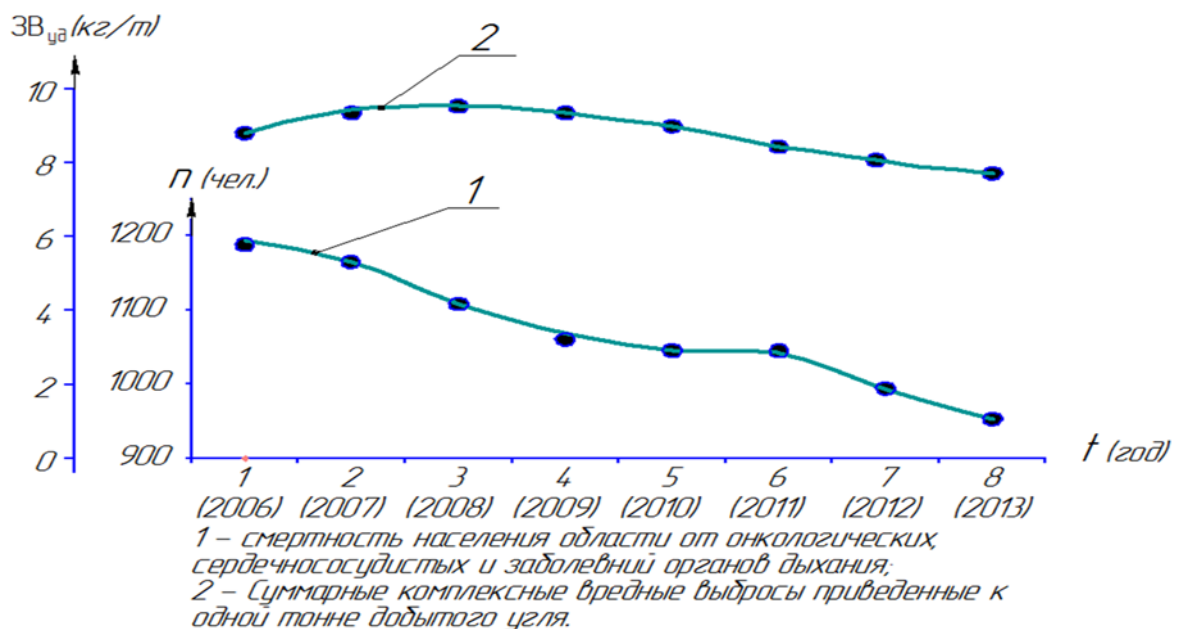


Рисунок А.2 – Зависимость смертности от величины вредных выбросов в Кемеровской области

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Программа и условия испытаний

1а. Область применения и назначение.

1.1а. Настоящая программа и методика предназначена для проведения стендовых испытаний трехфазного асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором типа ЭКВД 3,5-36 с целью:

- экспериментального определения фактических электрических, энергетических, моментных, тепловых и виброакустических характеристик;
- проверки соответствия характеристик требованиям стандартов и НТД.

1.2а. Программа и методика устанавливает:

- объем испытаний и проверок;
- методы испытаний и проверок;
- показатели и нормы, которым должны соответствовать электродвигатели.

1.3а. Программа и методика разработана в соответствии с требованиями:

- ГОСТ183 «Машины электрические вращающиеся. Общие технические требования»;
- ГОСТ22782.0-81 «Электрооборудование взрывозащищенное. Общие технические требования и методы испытаний»;
- ГОСТ22782.6-81 «Электрооборудование взрывозащищенное с видом взрывозащиты «Взрывонепроницаемая оболочка». Технические требования и методы испытаний»;
- ГОСТ Р51330.0-99 «Электрооборудование взрывозащищенное. Общие требования»;
- ГОСТ 28173 «Машины электрические вращающиеся. Номинальные данные и рабочие характеристики»;
- ГОСТ 11828 «Машины электрические вращающиеся. Общие методы испытаний»;
- ГОСТ 7217 «Машины электрические вращающиеся. Двигатели асинхронные. Методы испытаний»;

- ГОСТ 25941 «Машины электрические вращающиеся. Методы определения потерь и коэффициента полезного действия»;
- ГОСТ 16372 «Машины электрические вращающиеся. Допустимые уровня шума»;
- ГОСТ 20815 «Машины электрические вращающиеся. Механическая вибрация некоторых видов машин с высотой оси вращения 56 мм и более. Измерение, оценка и допустимые значения»;
- ГОСТ 16962.1 «Изделия электротехнические. Методы испытаний на устойчивость к климатическим внешним воздействующим факторам»;
- ОСТ 16 0.801.258 «Машины электрические вращающиеся мощностью до 400 кВт. Надежность. Методы ускоренных испытаний»;
- ГОСТ 227-82.6 «Электрооборудование взрывозащищенное с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка». Технические требования и методы испытаний»;
- ГОСТ 11929-87 «Машины электрические вращающиеся. Общие методы испытаний. Определение уровня шума»;
- ГОСТ 16962.2-90 «Методы испытаний на стойкость к механическим внешним воздействующим факторам»;
- ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов, категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды»;
- ГОСТ 20.57.406-81 «Изделия электронной техники, квантовой электроники и электротехнические. Методы испытаний».
- ГОСТ 17516.1-90 «Изделия электротехнические. Общие требования к части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам».
- ГОСТ 3-09-95-95 «Электрооборудование взрывозащищенное и рудничное. Методы испытаний на пылезащищенность (степени защиты IP5х и IP6х)».

– ГСТУЗ-09-153-96 «Машины электрические вращающиеся. Двигатели асинхронные взрывозащищенные и рудничные мощностью до 400 кВт. Надежность. Методы ускоренных испытаний».

2а. Условия испытаний.

2.1а. Испытания проводят при нормальных климатических условиях:

- температуре окружающего воздуха от плюс 7 до плюс 30 °С;
- относительной влажности воздуха от 45 до 85 %;
- атмосферном давлении 84-106,7 кПа (630-800 мм. рт. ст.).

2.2а. Измерение всех электрических величин при испытаниях должно производиться электроизмерительными приборами, в том числе мостами, класса точности не хуже 0,5.

2.3а. Класс точности добавочных сопротивлений, шунтов, измерительных трансформаторов тока и напряжения, применяемых для расширения пределов измерения, должен быть на один класс выше класса точности присоединенных измерительных приборов.

2.4а. Класс точности приборов, предназначенных для измерения сопротивления изоляции обмоток должен быть не хуже 2,5.

2.5а. Лабораторные стеклянные термометры, применяемые для измерения температуры окружающей среды должны иметь цену деления не более 1 К.

2.6а. Все применяемые при испытаниях приборы должны иметь свидетельство об их поверке государственной или ведомственной метрологической службой с действующим сроком годности.

2.7а. Приборы, применяемые при проведении испытаний должны устанавливаться и включаться в схему в соответствии с инструкциями по эксплуатации, техническим описанием и НТД на используемые приборы.

2.8а. Сопротивление проводов от измерительных трансформаторов тока к электроизмерительным приборам должно быть таким, чтобы в сумме с внутренним сопротивлением применяемых приборов и переключающих устройств, входящих в эти цепи, не превышало предельно допустимого сопротивления нагрузки на применяемые трансформаторы тока.

2.9а. Электроизмерительные приборы следует подбирать так, чтобы измеряемые значения находились в пределах от 30 до 90 % шкалы.

2.10а. Измерение мощности в цепи трехфазного тока должно производиться по схеме двух или трех ваттметров.

2.11а. При измерении мощности трехфазного тока способом двух ваттметров измеряемые токи и напряжения должны быть не ниже 30 % от пределов применяемых ваттметров по току и напряжению.

2.12а. При всех способах включения предел измерения ваттметров должен выбираться так, чтобы возможное кратковременное повышение напряжения и длительность такого повышения не превышало предельных значений, указанных в НТД на применяемые ваттметры.

3а. Программа испытаний.

Испытания проводятся на опытном образце, прошедшем приемо-сдаточные испытания по ГОСТ183.

Испытания проводятся в объеме и последовательности, указанной в таблице Б.1.

Таблица Б.1 – Объём и последовательность испытаний

№ п\п	Вид испытаний и проверок	Метод испытания
1	2	3
3.1а	Внешний осмотр, проверка размеров на соответствие чертежу, определение массы двигателя.	4.1а
3.2а	Измерение сопротивления изоляции обмотки относительно корпуса машины	4.2а
3.3а	Измерение активного сопротивления обмотки статора при постоянном токе в практически холодном состоянии.	4.3а
3.4а	Испытание изоляции обмотки относительно корпуса машины на электрическую прочность.	4.4а
3.5а	Испытание междувитковой изоляции обмотки на электрическую прочность.	4.5а
3.6а	Определение тока и потерь холостого хода.	4.6а
3.7а	Определение тока и потерь короткого замыкания.	4.7а
3.8а	Испытание при повышенной частоте вращения.	4.8а
3.9а	Испытание на нагревание в режиме S1.	4.9а
3.10а	Определение коэффициента полезного действия, коэффициента мощности и скольжения.	4.10а
3.11а	Испытание на кратковременную перегрузку по току.	4.11а

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3
3.12a	Определение максимального вращающего момента.	4.12a
3.13a	Определение начального пускового вращающего момента и начального пускового тока.	4.13a
3.14a	Измерение вибрации.	4.14a
3.15a	Измерение уровня шума.	4.15a
3.16a	Испытание на воздействие влажности воздуха.	4.16a
3.17a	Испытание на воздействие верхнего значения температуры среды при эксплуатации.	4.17a
3.18a	Испытание на воздействие верхнего значения температуры среды при транспортировании и хранении.	4.18a
3.19a	Испытание на воздействие нижнего значения температуры среды при эксплуатации.	4.19a
3.20a	Испытание на воздействие нижнего значения температуры среды при транспортировании и хранении.	4.20a
3.21a	Испытание на устойчивость при воздействии синусоидальной вибрации (испытание на виброустойчивость).	4.21a
3.22a	Испытание на прочность при воздействии синусоидальной вибрации (испытание на вибропрочность).	4.22a
3.23a	Испытание на ударную устойчивость.	4.23a
3.24a	Испытание на надежность.	4.24a
3.25a	Испытание на подтверждение степени защиты от внешних воздействий IP54.	4.25a
3.26a	Испытание кожуха вентилятора на IP20.	4.26a
3.27a	Испытание на стойкость к удару бойка.	4.27a
3.28a	Испытание крутящим моментом проходных изоляторов и шпилек.	4.28a
3.29a	Проверку материалов на негорючесть и трудногорючесть.	4.29a
3.30a	Определение давление взрыва.	4.30a
3.31a	Испытания на взрывоустойчивость.	4.31a
3.32a	Испытание оболочки на взрывонепроницаемость.	4.32a