

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Политехнический институт
Энергетический факультет
Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»
Направление подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

ВЫПУСКНАЯ
КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ПРОВЕРЕНА

Рецензент,
Начальник районной котельной
АО «ЧОКЭ» КЭТС

_____ В.В. Пашнин
« ____ » _____ 2019 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
«Промышленной теплоэнергетики»
к.т.н., доцент

_____ К.В. Осинцев
« ____ » _____ 2019 г.

**Совершенствование системы утилизации теплоты уходящих газов ГПА
Guascor SFGM-560 АО «ЧОКЭ» Копейские электротепловые сети с
целью повышения эффективности его работы**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01.2019.068.01 ПЗ ВКР

Консультант по разделу
«Безопасность жизнедеятельности»,
к.т.н., доцент

_____ И.П. Палатинская
« ____ » _____ 2019 г.

Руководитель работы,
к.т.н., доцент

_____ С.В. Пашнин
« ____ » _____ 2019 г.

Консультант по разделу
«Экономика и управление»,
старший преподаватель

_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2019 г.

Автор работы,
студент группы П-479

_____ Д.С. Гомзякова
« ____ » _____ 2019 г.

Нормоконтролер,
старший преподаватель

АННОТАЦИЯ

Гомзякова Д.С. Совершенствование системы утилизации теплоты уходящих газов ГПА Guascor SFGM-560 АО «ЧОКЭ» Копейские электротепловые сети с целью повышения эффективности его работы. – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, Э, 2019, 80 с., 7 ил., библиогр. список – 58 наим., 5 листов чертежей ф.А1, 2 демонстрационных листа ф.А1

В выпускной квалификационной работе предложен вариант повышения эффективности работы газопоршневого агрегата Guascor SFGM-560, установленного на АО «Челябоблкоммунэнерго» в г. Копейск за счёт замены хладагента в системе охлаждения двигателя.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, 10-ти глав, заключения и библиографического списка.

Во введение приведено описание «Челябоблкоммунэнерго», рассмотрены проблемы энергетики.

В первой главе разобрана актуальность совершенствования системы утилизации теплоты уходящих газов ГПА за счет замены хладагента в системе охлаждения двигателя.

Во второй главе произведен обзор литературных источников, на основании которых сделана ВКР.

В третьей главе сравнении произведено сравнение отечественных и зарубежных газопоршневых установок.

В четвертой главе произведен тепловой расчет рабочего процесса двигателя внутреннего сгорания, тепловой баланс двигателя и расчет системы охлаждения ДВС.

Разработаны разделы «Энергосбережение», «Безопасность жизнедеятельности», «Экология», «КИП и автоматика», «Экономика и управление».

В графической части ВКР представлено 7 листов чертежей формата А1: план АО «ЧОКЭ» КЭТС, разрез двигателя Guascor SFGM-560, тепловая схема МИНИ-ТЭЦ, котел-утилизатор, функциональная схема автоматики, демонстрационный лист по научной части, демонстрационный лист по экономико-управленческой части работы.

Чертежи выполнены с применением системы автоматизированного проектирования «КОМПАС».

					ОГЛАВЛЕНИЕ				
					В.01.2019.01.068 ПЗ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Гомзякова Д.С.			Совершенствование системы утилизации теплоты уходящих газов ГПА Guascor SFGM-560 АО «ЧОКЭ» Копейские электротепловые сети с целью повышения эффективности его работы				5
Провер.	ВВЕДЕНИЕ								3
Н. Контр.		Алабугина Р.А.			13.03.01.2019.008.01 ПЗ		ЮУрГУ		Лист
Утверд.		Осипов В.В.					Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»		

1	ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ ТЕМЫ.....	8
2	ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	10
3	СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ АНАЛОГОВ.....	12
4	СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....	17
4.1	Описание газопоршневого агрегата.....	17
4.2	Тепловой расчет рабочего процесса ДВС.....	18
4.3	Тепловой баланс двигателя.....	27
4.4	Расчет системы охлаждения.....	29
4.5	Расчет котла-утилизатора Termojet.....	33
5	НАУЧНАЯ ЧАСТЬ.....	36
5.1	Описание установки.....	36
5.2	Расчет системы охлаждения с хладагентом – антифриз Coolstream..	37
6	ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	45
7	ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ.....	49
8	КИП И АВТОМАТИКА.....	55
9	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	59
10	ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ.....	68
10.1	Смета капитальных и текущих затрат.....	68
10.2	Срок окупаемости.....	71
10.3	Качественный анализ вариантов проектных решений.....	72
10.4	Оценка движущих и сдерживающих сил модернизации ГПА.....	73
10.5	Планирование целей проекта.....	75
10.6	График Ганта.....	76
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	77
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	78

ВВЕДЕНИЕ

АО «Челябоблкоммунэнерго» является крупным предприятием и имеет в своем составе 5 филиалов и 6 участков. АО «Челябоблкоммунэнерго» эксплуатирует огромное по масштабам и социальной значимости энергетическое хозяйство. Протяженность тепловых сетей достигает 332 км. Предприятие имеет в своем составе 120 котельных, которые вырабатывают 1,25 млн. Гкал тепловой энергии в год.

История ОАО «Челябоблкоммунэнерго» началась еще в начале 70-х годов					Лист
13.03.01.2019.068.01 ПЗ					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	6

двадцатого столетия со сбора воедино бесхозного городского и сельского энергетического хозяйства, энергоустановок, тепловых и электрических сетей, разбросанных по городам и районам области.

Данное предприятие является конкурентными и выполняет все функции гарантирующего поставщика энергии: надежное и бесперебойное энергоснабжение потребителей, многолетняя работа с постоянными потребителями и глубокое знание их особенностей.

АО «ЧОКЭ» отличается наличием базы данных и сочетанием государственного регулирования видов деятельности по передаче энергии и ее сбыту. Главные черты предприятия – ответственность и способность воздействия на сокращение всех видов потерь, включая коммерческие, технологическое единство производственных служб эксплуатации сетей, средств измерения и учета.

Сегодня АО «Челябоблкоммунэнерго» готово и имеет возможность:

- обслуживать внутренние системы электро- и тепло- снабжения без всякой прибыли для себя, но имея в виду внедрение энергосберегающих технологий в будущем;
- производить строительство миникотельных;
- осуществлять отладку и реконструкцию систем теплоснабжения в городах и поселках области;
- составлять программы на 5-10 лет по повышению эффективности эксплуатации существующих котельных и сетевых комплексов по всех имеющихся филиалах [46].

АО «Челябоблкоммунэнерго» развивалось вместе с экономикой страны и прошло несколько этапов реорганизации и преобразований. Уникальность компании состоит в том, что она, являясь субъектом ЖКХ, разрабатывает стратегию модернизации собственного бизнеса, включая проектирование, строительство «под ключ» котельных и тепловых сетей, наладку объектов теплоснабжения и их дальнейшую эксплуатацию.

Миссия АО «Челябоблкоммунэнерго» заключается в обеспечении потребителей электрической и тепловой энергией и обеспечении акционеров компании справедливыми доходами.

В своей деятельности АО «Челябоблкоммунэнерго» всегда руководствуется следующими принципами ответственного ведения бизнеса:

- Построение отношений на основе уважения, взаимного и долгосрочного сотрудничества с властью, обществом, потребителями.
- Стремится к рациональному использованию всех видов ресурсов для достижения целей.
- Минимизирует воздействия на окружающую среду, создает безопасные условия труда, заботится о жизни и здоровье персонала.

Большая часть активного фонда в теплоэнергетике, примерно 50-60% устарела как физически, так и морально. Отечественное оборудование, которое составляло основу теплоэнергетики, требует не только поддержания стабильного и бесперебойного режима работы, но так же и модернизацию, то есть обновления и улучшения режимов работы, потому как уступает современным требованиям[1].

В настоящее время одной из проблем энергетики является сложность

подключения к централизованным сетям, потому что требуются большие					ис
13.03.01.2019.068.01 ПЗ					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	7

1 АКТУАЛЬНОСТЬ И ОБОСНОВАНИЕ ТЕМЫ

Централизованные энергетические сети обеспечивают жителей России такими ресурсами, как тепло и электричество. Однако на территории огромной страны есть регионы, которые не охватываются централизованным энергоснабжением, по разным подсчетам их процент составляет от 60 до 70 от общей площади государства.

Количество людей, проживающих в отдалении от центров подачи энергии разного типа, составляет приблизительно 20 миллионов. Это значит, что большой процент населения просто не может получать все ресурсы, которые необходимы для обеспечения его нормальной жизнедеятельности.

Решением этой проблемы стала малая энергетика, которая включает в себя объекты с малой мощностью, генерирующие традиционное и нетрадиционное топливо. Такие установки могут быть как стационарными, так и передвижными, потому их применение в некоторых случаях является единственной разумной альтернативой централизованному энергоснабжению.

Малая энергетика еще не сильно развита в нашей стране, но с каждым годом

использование альтернативных методов большой энергетики повышается.					Заст
13.03.01.2019.068.01 ПЗ					9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

последние годы наибольшее распространение получили газопоршневые электростанции. Данный вид станций использует в качестве топлива природный газ, что выгодно отличает их от аналогов. Установка таких агрегатов будет экономически выгодна в тех регионах, где возможно прямое подключение к газопроводу, в таких случаях отключение от централизованной энергосети является экономически выгодным и оправданным, а окупаемость агрегата занимает очень мало времени.

Кроме того, выхлопные газы таких установок наименее опасны для человека и окружающей среды, поскольку их состав строго регламентируется международными организациями [55].

Газопоршневая установка SFGM560 представляет собой электроагрегат, выполненный на единой раме и состоящий из синхронного генератора и первичного двигателя, соединённых муфтой. Установка предусматривает использование внешних радиаторов. Также она предназначена для использования в качестве стационарного источника питания электрической энергией потребителей при работе параллельно с электрической сетью или в автономном режиме.

Газопоршневая установка Guascor SFGM-560 является когенерационной, то есть наряду с выработкой электроэнергии, так же происходит выработка тепловой энергии, которая может быть использована для обогрева помещений, а также на технологические нужды. Для электростанции указывается основная мощность 1025кВт.

Тепловая мощность 1138 кВт, максимальная тепловая мощность 1325кВт. Механический КПД 40,8%. Электрический КПД 39,6%. Тепловой КПД 44%.

Данная установка стоит на предприятии больше пяти лет и за это время не раз выходила из строя, по причине перегрева двигателя. С целью повышения энергоэффективности работы оборудования, на предприятии АО «ЧОКЭ» в городе Копейске предлагается проект совершенствования системы утилизации теплоты уходящих газов газопоршневой установки Guascor SFGM – 560 путем замены хладагента Navoline Antifreeze NT на антифриз Coolstream HD 6210.

В основе Coolstream HD 6210 лежат ингибиторы на основе карбоксилатов и нитрит-молибдатных ингибиторов, на основе этиленгликоля.

Состав этой охлаждающей жидкости свободен от аминов, фосфатов, боратов, силикатов, благодаря чему снижается опасность возникновения вредных отложений в системе. Данный антифриз обладает длительным интервалом замены – до 6-7 лет. Температура начала кристаллизации антифриза Coolstream HD 6210 – 45 градусов Цельсия со знаком минус, а температура закипания – плюс 124 градусов.

Выбранный антифриз снимает большее количество теплоты с двигателя, как следствие, утилизирует большее количество теплоты. Повышается температура нагреваемой теплофикационной воды, что позволяет снизить затраты на топливо и электроэнергию.

									Лист
									10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2019.068.01 ПЗ

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

В написания выпускной квалификационной работы были использованы нормативные правовые акты Российской Федерации, учебно-методическая литература, а так же интернет-ресурсы.

Работа написана в целях выполнения стратегии «Социально-экономического развития Челябинской области до 2030 года» от 13 ноября 2009 года [58], а так же соответствует требованиям Федерального закона №261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»[2]. Основой данных нормативных правовых актов является выполнение мероприятий, направленных на рациональное использование энергетических ресурсов и внедрение перспективных энергетических технологий.

Рассмотрение вопросов обоснования и актуальности разработки источника теплоснабжения произведено на основе государственной программы Челябинской области «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности» на 2014 - 2020 гг.

Энергетическая стратегия России формирует новые ориентиры развития энергетического сектора в рамках перехода российской экономики на инновационный путь развития, предусмотренный Концепцией долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 г.

	Главной целью энергетической программы Челябинской области является				Ст
					13.03.01.2019.068.01 ПЗ
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	11

обеспечение промышленного и аграрного комплекса энергоносителями по ценам, приемлемым с точки зрения конкурентоспособности местной продукции на федеральном рынке, создание условий для динамического развития региона и снижение нагрузки на природную среду [56]. Для достижения этой цели необходимы активная политика энергосбережения, реконструкция действующих промышленных предприятий, использование новых перспективных энергетических технологий, максимальное вовлечение в топливный цикл местных ресурсов и дешевых ресурсов соседних регионов.

При выполнении работы по замене хладагента в системе охлаждения двигателя газопоршневой установки Guascor SFGM-560 на АО «ЧОКЭ» в г.Копейск была использована следующая учебно-методическая, нормативно-справочная литература: СТО 70238424.27.100.056-2009 Дизельные и газопоршневые электростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. [14].

При рассмотрении вопросов энергосбережения основным источником информации послужил Федеральный закон РФ № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [2]. Так же был использован учебник для вузов «Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях» под редакцией А.В. Клименко.

Тепловой расчет рабочего процесса двигателя внутреннего сгорания выполнен согласно литературе [22] и СТО 70238424.27.100.056-2009 Дизельные и газопоршневые электростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. [14].

Вопросы экологии рассмотрены с использованием материалов методического пособия «Очистка дымовых газов. Часть 1» А.И. Грибанова. Расчет массовых выбросов загрязняющих веществ и высоты дымовой трубы проведен по методическому пособию «Расчет дымовой трубы» А.И. Грибанова, а так же в соответствии с Федеральным законом «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ [4].

При написании раздела «КИП и автоматика» использовался ГОСТ 21.404-85 «Автоматизация технологических процессов» [7], а так же ГОСТ 21.403-80 «Условные обозначения в графических схемах. Оборудование энергетическое» [8], а так же учебное пособия А.Е. Булкина «Автоматическое регулирование энергоустановок».

Экономическая часть работы выполнена по материалам учебного пособия А. А. Алабугин, Р.А. Алабугина «Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ для направления подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника».

При написании раздела «Безопасность жизнедеятельности» использовались следующие основные нормативные документы: ГОСТ 27331-87 Пожарная техника. Классификация пожаров [9]; ГОСТ 12.1.003–83 Шум. Общие требования безопасности [10]; ГОСТ 12.1.030–81 Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [11] и другие.

						13.03.01.2019.068.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			12

3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ АНАЛОГОВ

Газопоршневая электростанция включает в себя двигатель внутреннего сгорания, имеющий цилиндрическую камеру с расположенным в ней перемещающимся цилиндрическим поршнем, связанным через шатун с коленчатым валом. Топливо поступает в камеру сгорания, где оно сжимается поршнем и воспламеняется. Расширяющийся газ давит на поршень, перемещая его и шатун на коленчатый вал, обеспечивая его возвратно-поступательное движение. Воздушно-топливная смесь, а также продукты сгорания поступают и удаляются из камеры через подвижные клапаны, обеспечивая цикл работы ДВС, обычно 4-тактный. Вал газопоршневой системы двигателя передает движение через специальную муфту электрогенератору, вращая его ротор с обмоткой в магнитном поле статора. Таким образом вырабатывается электроэнергия. Газопоршневой двигатель и электрогенератор расположены на общей стальной раме вместе с приборами контроля и управления электростанцией.

Работа газопоршневых электростанций заключается в сжигании газа и получении электрической и тепловой энергии. Для получения не дорогой электроэнергии и бесплатного тепла во время работы газопоршневых электростанций должна быть подключена система утилизации тепла. Практически все существующие модели газопоршневых установок могут работать в режиме когенерации. Это обстоятельство дает возможность использовать их как основу для создания мини-ТЭЦ. При этом мощности выдаваемой газопоршневыми установками электрической и тепловой энергии приблизительно равны. Газопоршневые станции размещаются в контейнерах или специальных помещениях предназначенных для их эксплуатации в непрерывном режиме. Работа газопоршневых электростанций с системой когенерации является самой эффективной и выгодной на сегодняшний день.

Основным назначением работы ГПУ является выработка электроэнергии (а также когенерация).

	Появление первых газопоршневых установок берет начало примерно в 1990				1990
	13.03.01.2019.068.01 ПЗ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13

году, потому как началось развитие рыночных отношений. Но высокая стоимость, длительность доставки и постоянный рост курса валют не позволил иностранным ГПУ плотно закрепиться на рынке. Поэтому возникла потребность в отечественных производителях газопоршневых установок. Первые газопоршневые установки были небольшой мощности, около 100 кВт.

Первооткрывателями на рынке российских газопоршневых электростанции стал «Барнаултрансмаш», предложивший вариант ГПУ на базе своего двигателя Д-12. Однако, сравнительно малый ресурс двигателя (опыт эксплуатации на транспорте), низкая степень автоматизации и неспособность этих станций работать синхронно с внешней сетью не позволили им получить признания на рынке.

Постепенно на рынок газопоршневых электростанций стали выходить новые производители. Они пытались избежать ошибок их конкурентов и постоянно придумывали все более совершенные модели.

Со временем российский рынок перестал уступать по качеству работы и надежности ГПУ иностранным производителям. Стали разрабатываться надежная защита и автоматизация, шкафы управления, которые имеют широкие возможности управления процессами двигателя и станции в целом. Мощность ГПУ российского рынка так же стала постепенно расти и достигла 7 МВт, что является хорошим показателем на рынке [45].

В настоящее время на рынке представлено несколько сотен газопоршневых установок различной мощности, комплектации и размеров.

Рассмотрим две газопоршневые установки и проведем их сравнение по основным характеристикам:

1 Guascor SFGM-560 производство - Испания [30]

2 Capstore GPG-1200 производство – Китай [39]

Результаты сравнения сведем в таблицу 3.1

Таблица 3.1 – Сравнительные характеристики ГПУ

Характеристики	Guascor SFGM-560	Capstore GPG-1200
1	2	3
Номинальная мощность	1025 кВт	1000 кВт
Тип топлива	Природный газ	Природный газ
Количество цилиндров	16	16
Расположение цилиндров	V-образное	V-образное
Тепловой КПД	51,2%	55%
Номинальная частота вращения	1500 об/мин	1500 об/мин

Электрический КПД	39,6%	35%
Номинальное напряжение	6,3 кВ	6,3 кВ
Угар масла	0,2 гр/кВтч	0,3- 0,4 гр/кВтч
Расход газа в режиме номинальной мощности	216,58 нм ³ /час	230 нм ³ /час
Максимально полный КПД	90,79%	89,5%

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3
Тепловая мощность	1325кВт	1100кВт
Масса (сухая)	9780 кг	22000 кг
Длина	4669 мм	5260 мм
Ширина	1736 мм	2040 мм
Высота	2560 мм	2500 мм

Анализируя данные, приведенные выше, можно сделать вывод о том, что ГПУ Guascor SFGM-560 практически по всем показателям превосходит китайский Capstore GPG-1200. Не смотря на то, что испанский двигатель меньше по размерам, намного легче, его КПД выше, а расход топлива и масла меньше чем у китайского аналога. Выбранный ранее хладагент Coolstream HD 6210 подходит для системы охлаждения только испанской ГПУ Guascor SFGM-560. Поэтому Газопоршневая установка Guascor SFGM-560 выигрывает не только по техническим характеристикам, а так же по возможности использования хладагента Coolstream HD 6210, который является более дешевым по сравнению с Navoline Antifreeze NT, ранее используемом в ГПУ Guascor SFGM-560, и позволяет снизить затрачиваемую мощность насоса для перекачки хладагента. Что является огромным преимуществом в сравнении с ГПУ Capstore GPG-1200, хладагентом которого является вода.

Рассмотрим газопоршневую установку российского производства и проведем их сравнение:

1 Guascor SFGM-560 производство - Испания [30]

2 FEDVIG–Moteurs BAUDOIN – Россия [40]

Сравнение данных газопоршневых установок представлено в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Сравнительные характеристики ГПУ

					Лист
					15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.068.01 ПЗ

Характеристики	Guascor SFGM-560	FEDVIG–Moteurs BAUDOIN
1	2	3
Номинальная мощность	1025 кВт	1000 кВт
Тип топлива	Природный газ	Природный газ
Количество цилиндров	16	16

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3
Расположение цилиндров	V-образное	V-образное
Тепловой КПД	51,2%	44%
Номинальная частота вращения	1500 об/мин	1500 об/мин
Электрический КПД	39,6%	35%
Номинальное напряжение	6,3 кВ	6,3 кВ
Угар масла	0,2 гр/кВтч	0,2 гр/кВтч
Расход газа в режиме номинальной мощности	216,58 нм ³ /час	240 нм ³ /час
Максимально полный КПД	90,79%	90%
Тепловая мощность	1325кВт	1012кВт
Масса (сухая)	9780 кг	8000 кг
Длина	4669 мм	5500 мм
Ширина	1736 мм	2195 мм
Высота	2560 мм	2430 мм

При сравнении двух агрегатов были выявлены плюсы и минусы каждого из них. Обе газопоршневые установки имеют хорошие технические показатели и являются достаточно конкурентными на рынке.

Однако можно заметить, что испанский двигатель имеет больший КПД, меньшие размеры и вес. Российский агрегат не сильно уступает испанскому по

техническим показателям	однако, очень уступает в цене. Цена FEDVIG–Moteurs	13.03.01.2019.068.01 ПЗ	16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись Дата

BAUDOIN с системой когенерации тепла составляет 35 000 тыс.руб, что значительно превышает стоимость Guascor SFGM-560, которая равна 30000 тыс.руб. Антифриз в данных установках может использоваться любой из выше представленных.

Подводя итог сравнения всех трех установок, можем удостовериться правильным выбором ГПУ Guascor SFGM-560, потому что данный агрегат имеет хорошие технические показатели, стоимость и удовлетворяет требованиям АО «ЧОКЭ» в г.Копейске. Выбранный ранее хладагент Coolstream HD 6210 подходит для системы охлаждения испанской ГПУ Guascor SFGM-560. Исходя из чего, мы можем сделать вывод о том, что проект по замене хладагента в системе охлаждения газопоршневой установки Guascor SFGM-560 может быть успешно реализован.

					<i>13.03.01.2019.068.01 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

4 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

4.1 Описание газопоршневого агрегата

Газопоршневая электростанция включает в себя двигатель внутреннего сгорания, имеющий цилиндрическую камеру с расположенным в ней перемещающимся цилиндрическим поршнем, связанным через шатун с коленчатым валом. Топливо поступает в камеру сгорания, где оно сжимается поршнем и воспламеняется. Расширяющийся газ давит на поршень, перемещая его и шатун на коленчатый вал, обеспечивая его возвратно-поступательное движение. Воздушно-топливная смесь, а также продукты сгорания поступают и удаляются из камеры через подвижные клапаны, обеспечивая цикл работы ДВС, обычно 4-тактный. Вал газопоршневой системы двигателя передает движение через специальную муфту электрогенератору, вращая его ротор с обмоткой в магнитном поле статора. Таким образом вырабатывается электроэнергия. Газопоршневый двигатель и электрогенератор расположены на общей стальной раме вместе с приборами контроля и управления электростанцией.

Краткий принцип работы газопоршневой установки – выделившаяся энергия, при сгорании топлива в газовом двигателе, производит механическую работу на валу, которая в последствии используется для выработки генератором электрического тока. Что же касается, газовых двигателей внутреннего сгорания (ДВС) - они используются для работы в составе генераторных установок, предназначенных для постоянной и периодической работы с комбинированной выработкой и тепла и электроэнергии, а также пригодны в качестве аварийных источников энергии. Степень автоматизации газопоршневой установки - это сведение до минимума количества обслуживающего персонала и передача информации на диспетчерский пункт.

В качестве приводного двигателя используется газопоршневой V-образный четырёхтактный шестнадцатилитровый двигатель с искровым зажиганием и турбонаддувом с промежуточным охлаждением, оснащённый воздушным фильтром с индикатором загрязнения фильтра.

Двигатель преобразует химическую энергию газового топлива (природный газ) во вращательную энергию коленчатого вала. Запуск двигателя производится от электрического стартера. Питание стартера осуществляется от аккумуляторной батареи. Данный ГПА имеет жидкостную систему охлаждения двигателя.

Между двигателем и рамой установлены антивибрационные пластины. ГПУ устанавливается на комплект виброопор. Генератором переменного тока выступает синхронная электрическая машина с явнополюсным ($p=2$) ротором. Класс изоляции H. Исполнение по степени защиты IP 23.

Охлаждение генератора – воздушное. Вал ротора генератора жестко сочленен с коленчатым валом двигателя. Коленчатый вал двигателя жестко сочленен с валом ротора генератора. Агрегат в сборе установлен на жесткую сварную раму.

Топливная система двигателя состоит из карбюратора, регулятора нулевого давления газа внутренней системы топливообразования двигателя, турбокомпрессора, охладителя смеси после турбокомпрессора, дозирующей заслонки. Обеспечивается автоматическое поддержание оптимального

сортно	нения газ –	воздух	в то	пливной смеси. Топливо для ГПУ – природный газ	13.03.01.2019.068.01 ПЗ	18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

с удельной теплотой сгорания от 31,5 до 41,2 МДж/нм³ и метановым числом, рассчитанным по методике «Guascor» не менее 75 единиц [30].

На рисунке 4.1 изображен газотурбинный наддув [22].

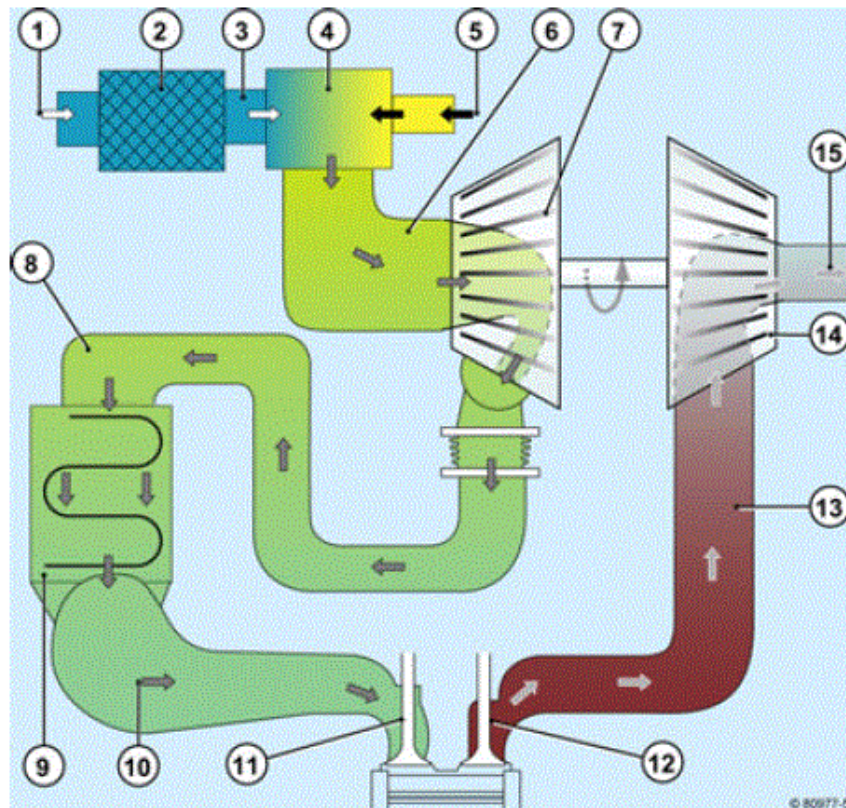


Рисунок 4.1 – Схематичное изображение газотурбинного наддува:
 1 – нагнетаемый воздух; 2 – воздушный фильтр; 3 – фильтрованный воздух; 4 – газовоздушный смеситель; 5 – газ; 6 – смесь на компрессор; 7 – колесо компрессора; 8 – от компрессора к охладителю смеси; 9 – охладитель смеси; 10 – охлажденная смесь; 11 – впускной клапан; 12 – выпускной клапан; 13 – на работающую на ОГ турбину; 14 – колесо турбины; 15 – на глушитель

4.2 Тепловой расчет рабочего процесса ДВС

В качестве двигателя используется газопоршневой V-образный четырёхтактный шестнадцати цилиндровый двигатель с искровым зажиганием и турбонаддувом с промежуточным охлаждением. Топливо – природный газ.

Мощность двигателя $N=1025$ кВт, скорость вращения $n=1500$ об/мин. Число цилиндров $i=16$. Низшая теплота сгорания газа $Q_{н}^p = 33,46$ Мдж/кг.

Состав природного газа $CH_4=94,56\%$, $C_2H_6=1,83\%$, $CO_2=0,19\%$, $N_2=1,5\%$, $C_3H_8=0,78\%$, $C_4H_{10}=0,63\%$, $C_5H_{12}=0,51\%$.

В соответствии с быстроходностью и типом двигателя принимаем следующие исходные параметры для расчета: $\varepsilon = 12$, $\alpha = 1,2$, $P_0 = 1,013 \cdot 10^5$, $T_0 = 298$ К

Рассчитаем теоретическое необходимое количество воздуха для сгорания 1м³ газового топлива (4.1):

$$L_0 = \frac{1}{0,21} \cdot (2 \cdot \text{CH}_4 + \sum (n + \frac{m}{4}) \cdot \text{C}_n\text{H}_m + (\frac{1}{2}) \cdot (\text{CO} + \text{H}_2) - \text{O}_2) \quad (4.1)$$

$$L_0 = \frac{1}{0,21} \cdot [2 \cdot 94,56 + ((2 + 1,5) \cdot 1,83 + (3 + 2) \cdot 0,78 + (4 + 5) \cdot 0,63 + (5 + 6) \cdot 0,51)] =$$

$$= 10,03 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Рассчитаем действительное количество воздуха (4.2):

$$L = \alpha \cdot L_0 \quad (4.2)$$

$$L = 1,2 \cdot 10,03 = 12,036 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Количество продуктов сгорания газового топлива (4.3):

$$\begin{aligned} M_{\text{CO}_2} &= \text{CO} + \text{CH}_4 + \sum \text{C}_n\text{H}_n + \text{CO}_2 \\ M_{\text{H}_2\text{O}} &= \text{H}_2 + 2\text{CH}_4 + \sum (m/2) \cdot \text{C}_n\text{H}_m \\ M_{\text{O}_2} &= 0,21 \cdot (\alpha - 1) \cdot L_0 \\ M_{\text{N}_2} &= 0,79 \cdot \alpha \cdot L_0 + \text{N}_2 \end{aligned} \quad (4.3)$$

$$M_{\text{CO}_2} = 0,083 + 0,9456 + 0,0063 + 0,0051 + 0,0078 = 0,9831 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

$$M_{\text{H}_2\text{O}} = 2 \cdot 0,9456 + (3 \cdot 0,0183 + 4 \cdot 0,0078 + 5 \cdot 0,0063 + 6 \cdot 0,0051) = 2,0394 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

$$M_{\text{O}_2} = 0,21 \cdot (1,2 - 1) \cdot 10,03 = 0,421 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

$$M_{\text{N}_2} = 0,79 \cdot 1,2 \cdot 10,03 + 0,015 = 9,52 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Определим количество продуктов полного сгорания газового топлива (4.4):

$$M = \alpha \cdot L_0 + 1 - \left[\left(\frac{\text{CO} + \text{H}_2}{2} \right) - \sum \left(\frac{m}{4} - 1 \right) \cdot \text{C}_n\text{H}_m \right] \quad (4.4)$$

$$M = 1,2 \cdot 10,03 + 1 - [0,5 \cdot 0,0183 + 3 \cdot 0,0078 + 1,5 \cdot 0,0063 + 7 \cdot 0,0051] = 12,958$$

Определим изменение объема при сгорании газового топлива (4.5):

$$\Delta M = - \left[\left(\frac{\text{CO} + \text{H}_2}{2} \right) - \sum \left(\frac{m}{4} - 1 \right) \cdot \text{C}_n\text{H}_m \right] \quad (4.5)$$

									Лист
									20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.068.01 ПЗ				

$$\Delta M = -[0 - 0,5 \cdot 0,0183 + 3 \cdot 0,0078 + 1,5 \cdot 0,0063 + 7 \cdot 0,0051]$$

$$= 0,038 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Определим отношение количества продуктов сгорания, к количеству горючей смеси до сгорания. Т. е химический коэффициент молекулярного изменения(4.6):

$$\mu_0 = 1 + \frac{\Delta M}{\alpha \cdot L_0 + 1} \quad (4.6)$$

$$\mu_0 = 1 + \frac{0,038}{1,2 \cdot 10,03 + 1} = 1,003$$

Температура остаточных газов: $T_r = 1000 \text{ К}$, $\Delta T = 10 - 20 \text{ К}$

Давление в начале сжатия $P_a = P_k$

Давление надвучного воздуха $P_k = 2 \text{ бар}$

Давление остаточных газов $P_r = 0,95 \cdot P_k$

Рассчитаем коэффициент остаточных газов(4.7):

$$\gamma = \left[\frac{T_0 + \Delta T}{T_r} \right] \cdot \left[\frac{P_r}{\varepsilon \cdot P_a - P_r} \right] \quad (4.7)$$

$$\gamma = \left[\frac{298 + 10}{1000} \right] \cdot \left[\frac{1,9}{12 \cdot 2 - 1,9} \right] = 0,0264$$

Рассчитаем действительный коэффициент молекулярного изменения (4.8):

$$\mu_0 = 1 + \frac{\Delta M}{\alpha \cdot L_0 + 1} \quad (4.8)$$

$$\mu = \frac{1,003 + 0,0264}{1 + 0,0264} = 1,00292$$

Рассчитаем конечную температуру наполнения (или начала сжатия) в двигателе с наддувом (4.9):

$$T_a = \frac{(T_k + \Delta T + \gamma \cdot T_r)}{1 + \gamma} \quad (4.9)$$

$$T_a = \frac{(298 + 10 + 0,0264 \cdot 1000)}{1 + 0,0264} = 325,7 \text{ К}$$

						Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.068.01 ПЗ	

Рассчитаем коэффициент наполнения (4.10):

$$\eta_v = \frac{[(\varepsilon \cdot P_a - P_r) \cdot T_k]}{[(\varepsilon - 1) \cdot P_k \cdot (T_k + \Delta T)]} \quad (4.10)$$

$$\eta_v = \frac{[(12 \cdot 2 - 1,9) \cdot 298]}{[(12 - 1) \cdot 2 \cdot (298 + 10)]} = 0,9719$$

Примем значения среднего коэффициента адиабаты конца сжатия:

$$n_1 = k_1 = 1,3$$

Рассчитаем температуру конца сжатия (4.11):

$$T_c = T_a \cdot \varepsilon^{n-1} \quad (4.11)$$

$$T_c = 325,7 \cdot 12^{0,3} = 686 \text{ K} = 413^\circ\text{C}$$

Рассчитаем давление конца сжатия (4.12):

$$P_c = P_a \cdot \varepsilon^n \quad (4.12)$$

$$P_{c^*} = 2 \cdot 12^{1,3} = 50,7 \text{ бар}$$

Уравнение сгорания для газового двигателя (4.13):

$$\frac{22,4 \cdot \zeta_z \cdot Q_n^p}{[\mu \cdot (1 + \gamma) \cdot M_0]} + \frac{c_v' \cdot t_c}{\mu} = c_{\mu}'' t_z, \quad (4.13)$$

где $\zeta_z = 0,9$ – коэффициент использования тепла

$\lambda = 4$ – степень повышения давления

c_v' – средняя мольная изохорная теплоемкость рабочей смеси газового двигателя (4.14)

$$c_v' = \frac{c_v^{z,c} + \gamma \cdot c_v''}{1 + \gamma}, \quad (4.14)$$

где c_v'' – средняя мольная изохорная теплоемкость продуктов сгорания при t_c

$c_v^{z,c}$ – средняя мольная изохорная теплоемкость горючей смеси (смеси воздуха и газового топлива) при температуре конца сжатия (4.15)

										Лист
										22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.068.01 ПЗ					

$$c_v^{z.c} = \frac{c_v \cdot \alpha \cdot L_0 + c_v^z}{\alpha \cdot L_0 + 1}, \quad (4.15)$$

где $c_v = 21,94$ кДж/кмоль · К - средняя молярная изохорная теплоемкость воздуха при $t_c = 413^\circ\text{C}$

c_v^z - средняя молярная изохорная теплоемкость газового топлива при $t_c = 413^\circ\text{C}$ (4.16)

$$c_v^z = \sum c_{v_i} \cdot r_i \quad (4.16)$$

В таблице 4.1 представлены средние изохорные теплоемкости компонентов входящих в состав топлива

Таблица 4.1 – Средняя изохорная теплоемкость компонента входящего в состав топлива

Компонент топлива	Средняя изохорная теплоемкость компонента
CH ₄	40,7
C ₂ H ₆	67,6
CO ₂	34,9
N ₂	21,3
C ₃ H ₈	92,7
C ₄ H ₁₀	118,2
C ₅ H ₁₂	134,3

По формуле (4.16) рассчитаем среднюю молярную изохорную теплоемкость газового топлива

$$c_v^z = 0,9456 \cdot 40,7 + 0,0183 \cdot 67,6 + 0,0019 \cdot 34,9 + 0,015 \cdot 21,3 + 0,0078 \cdot 92,7 + 0,0063 \cdot 118,2 + 0,0051 \cdot 134,3 = 48,76 \text{ кДж/кмоль} \cdot \text{К}$$

По формуле (4.15) рассчитаем среднюю изохорную теплоемкость продуктов сгорания

$$c_v^{z.c} = \frac{21,4 \cdot 1,2 \cdot 10,03 + 48,76}{1,2 \cdot 10,03 + 1} = 23,49 \text{ кДж/кмоль} \cdot \text{К}$$

В таблице 4.2 представлены средние изобарные теплоемкости продуктов сгорания.

										Лист
										23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2019.068.01 ПЗ

Таблица 4.2 – Средние изобарные теплоемкости продуктов сгорания

Компонент топлива	Количество продукта сгорания, $M, \text{м}^3 / \text{м}^3$	Средняя изобарная теплоемкость компонента, c_p''
CO ₂	0,983	43,25
H ₂ O	2,03	35,09
O ₂	0,42	30,87
N ₂	9,52	29,6

Средняя мольная изобарная теплоемкость продуктов сгорания (4.17) при t_c :

$$c_p'' = \frac{c_{p\text{CO}_2} \cdot M_{\text{CO}_2} + c_{p\text{H}_2\text{O}} \cdot M_{\text{H}_2\text{O}} + c_{p\text{O}_2} \cdot M_{\text{O}_2} + c_{p\text{N}_2} \cdot M_{\text{N}_2}}{M_{\text{CO}_2} + M_{\text{H}_2\text{O}} + M_{\text{O}_2} + M_{\text{N}_2}} \quad (4.17)$$

$$c_p'' = \frac{43,25 \cdot 0,98 + 35,09 \cdot 2,03 + 30,87 \cdot 0,42 + 29,6 \cdot 9,52}{0,98 + 2,03 + 0,42 + 9,52} = 31,53 \text{ кДж/кмоль} \cdot \text{К}$$

Средняя мольная изохорная теплоемкость продуктов сгорания

$$c_v'' = 31,53 - 8,314 = 23,216 \text{ кДж/кмоль} \cdot \text{К}$$

По формуле (4.13) рассчитаем уравнение газового двигателя

$$c_{\mu}'' t_z = \frac{22,4 \cdot 0,9 \cdot 33460}{[1,003 \cdot (1 + 0,0264) \cdot 12,958]} + \frac{23,49 \cdot 413}{1,00292} = 60239 \text{ кДж/кмоль}$$

Методом подбора находим искомое значение температуру конца пламенного сгорания $t_z = 2321^\circ\text{C}, T_z = 2594 \text{ К}$

Степень предварительного расширения (4.18) и (4.19):

$$\rho = \frac{\mu \cdot T_z}{\lambda \cdot T_c} \quad (4.18)$$

$$\rho = \frac{1,003 \cdot 2594}{4 \cdot 686} = 0,94$$

$$\rho_z = \lambda \cdot p_c \quad (4.19)$$

$$p_z = 4 \cdot 50,7 = 202,8 \text{ бар}$$

13.03.01.2019.068.01 ПЗ

Лист

24

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Степень последующего расширения (4.20):

$$\delta = \frac{\varepsilon}{\rho} \quad (4.20)$$

$$\delta = \frac{12}{0,94} = 12,76$$

Примем $n_2 = 1.32$, и рассчитаем давление и температуру в конце расширения (4.21) и (4.22):

$$p_b = \frac{p_z}{\delta^{n_2}} \quad (4.21)$$

$$p_b = \frac{202,8}{12,76^{1,32}} = 7,03 \text{ бар}$$

$$T_b = \frac{T_z}{\delta^{n_2-1}} \quad (4.22)$$

$$T_b = \frac{2596}{12,76^{1,32-1}} = 1148 \text{ К}$$

Найдем среднее индикаторное давление (4.23):

$$p_{it} = \frac{p_c}{\varepsilon - 1} \cdot \left[\lambda \cdot (\rho - 1) + \frac{\lambda \cdot \rho}{n_2 - 1} \cdot \left(1 - \frac{1}{\delta^{n_2-1}}\right) - \frac{1}{n_1 - 1} \left(1 - \frac{1}{\varepsilon^{n_1-1}}\right) \right] \quad (4.23)$$

$$p_{it} = \frac{50,7}{12-1} \cdot \left[4 \cdot (0,94 - 1) + \frac{4 \cdot 0,94}{1,32-1} \cdot \left(1 - \frac{1}{12^{1,32-1}}\right) - \frac{1}{1,3} \left(1 - \frac{1}{12^{1,35-1}}\right) \right] = 20,52 \text{ бар}$$

Действительное среднее индикаторное давление (4.24):

$$p_i = p_{it} \cdot \phi_n \quad (4.24)$$

$\phi_n = 0,95$ - коэффициент полноты диаграммы

$$p_i = 20,52 \cdot 0,95 = 19,49 \text{ бар}$$

Среднее эффективное давление (4.25):

$$p_i = 20,52 \cdot 0,95 = 19,49 \text{ бар} \quad (4.25)$$

				$p_i = 19,49 \cdot 0,8 = 15,59 \text{ бар}$	Лист
					25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

13.03.01.2019.068.01 ПЗ

Определяем основные размеры двигателя (4.26):

$$V_h = \frac{N_l \cdot 12 \cdot 10^7}{p_l \cdot n \cdot i} \quad (4.26)$$

$$V_h = \frac{1025 \cdot 12 \cdot 10^7}{15,59 \cdot 10^5 \cdot 1500 \cdot 16} = 3,28 \text{ л}$$

Задаваясь $e = S/D = 1,3$

Найдем диаметр поршня цилиндра (4.27)

$$D = \sqrt[3]{\frac{V_h}{0,785 \cdot e}} \quad (4.27)$$

$$D = \sqrt[3]{\frac{3,28}{0,785 \cdot 1,3}} = 1,79 \text{ дм}$$

Принимаем $D = 180 \text{ мм}$

Ход поршня (4.28):

$$S = D \cdot 1,3 \quad (4.28)$$

$$S = 180 \cdot 1,3 = 235 \text{ мм}$$

При данных размерах скорость поршня (4.29):

$$C_m = \frac{S \cdot n}{30} \quad (4.29)$$

$$C_m = \frac{235 \cdot 1500}{30} = 11,7 \text{ м/с}$$

Индикаторная мощность двигателя (4.30):

$$N_i = \frac{N_l}{\eta_m} \quad (4.30)$$

$$N_i = \frac{1025}{0,8} = 1281$$

Индикаторный КПД для газового двигателя (4.31):

					<i>13.03.01.2019.068.01 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						26
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$\eta_i = 0,371 \frac{p_i \cdot (\alpha \cdot L_0 + 1) \cdot T_k}{Q_n^p \cdot p_k \cdot \eta_v} \quad (4.31)$$

$$\eta_i = 0,371 \frac{19,49 \cdot (1,2 \cdot 10,03 + 1) \cdot 298}{33460 \cdot 2 \cdot 0,9719} = 0,431$$

Эффективный КПД для газового двигателя (4.32):

$$\eta_l = \eta_i \cdot \eta_m \quad (4.32)$$

$$\eta_l = 0,431 \cdot 0,8 = 0,344$$

Найдем удельный индикаторный расход топлива (4.33):

$$g_i = \frac{3600}{\eta_i \cdot Q_n^p} \quad (4.33)$$

$$g_i = \frac{3600}{0,431 \cdot 33460} = 0,2496 \text{ нм}^3 / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

Рассчитаем литровую мощность двигателя (4.34):

$$N_l = \frac{N_l}{i \cdot V_h} \quad (4.34)$$

$$N_l = \frac{1025}{16 \cdot 3,28} = 19,5 \text{ кВт/л}$$

4.3 Тепловой баланс двигателя

Распределение тепла, которое выделяется при сгорании топлива в цилиндре двигателя, на отдельные составляющие и количественные значения этих составляющих отражает тепловой баланс двигателя.

Уравнение теплового баланса для 1 нм³ газового топлива (4.35):

$$Q_n^p = Q_l + Q_{охл} + Q_{газ} + Q_{н.нен} + Q_{ост}, \quad (4.35)$$

где Q_n^p - теплота сгорания 1 нм³ топлива, т.е. располагаемое тепло, введенное в двигатель с топливом;

Q_l - тепло, эквивалентное эффективной работе двигателя;

$Q_{охл}$ - тепло, унесенное с охлаждающим агентом;

$Q_{газ}$ - тепло, унесенное с выпускными газами, т.е. тепло израсходованное на повышение энтальпии выпускных газов;

Лист

27

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	15.03.01.2019.068.0113
------	------	----------	---------	------	------------------------

$Q_{н.неп}$ - тепло, потерянное от неполноты сгорания топлива;

$Q_{ост}$ - остаточный член теплового баланса.

Вычислим тепло, эквивалентное эффективной работе двигателя, для газовых топлив (4.36):

$$Q_l = \frac{3600 \cdot N_l}{V_q} \quad (4.36)$$

$V_q = 216,58 \text{ м}^3 / \text{ч}$ - удельный расход природного газа

$$Q_l = \frac{3600 \cdot 1025}{216,58} = 17038 \text{ кДж/м}^3$$

При жидкостном охлаждении количество тепла, унесенное с охлаждающим агентом, определяется по формуле (4.37):

$$Q_{охл} = \left(\frac{W_q}{V_q}\right) \cdot c \cdot (t_{вых}^1 - t_{вх}^1) + \left(\frac{W_n}{G_q}\right) \cdot c_m \cdot (t_{вых}^2 - t_{вх}^2), \quad (4.37)$$

где W_q - часовой расход воды, идущей на охлаждение двигателя

W_n - часовой расход масла, идущего на охлаждение поршня

$t_{вых}^1, t_{вх}^1$ - температура воды, входящей и выходящей из двигателя

$t_{вых}^2, t_{вх}^2$ - температура масла, входящего и выходящего из поршня

$$Q_{охл} = \left(\frac{70}{216,58}\right) \cdot 4,19 \cdot (90 - 82) + \left(\frac{0,211}{216,58}\right) \cdot 2,4 \cdot (85,9 - 78) = 10,85 \text{ кДж/кг}$$

Тепло, унесенное выпускными газами (4.38):

$$Q_{газ} = M \cdot c_p'' \cdot t_p - M_0 \cdot c_p \cdot t_0, \quad (4.38)$$

где $M = 12,757 \text{ м}^3 / \text{м}^3$ - количество продуктов сгорания;

$t_p = 120^\circ\text{C}$ - температура газов после двигателя;

$t_0 = 40^\circ\text{C}$ - температура горючей смеси (свежего заряда) до турбокомпрессора

$$Q_{газ} = 12,958 \cdot 31,53 \cdot 100 - 13,036 \cdot 48,76 \cdot 40 = 15431 \text{ кДж/кг}$$

Тепло, потерянное от неполноты сгорания топлива (4.39):

$$Q_{н.неп} = 285000 \cdot M_{св} \quad (4.39)$$

									Лист
									28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2019.068.01 ПЗ

$M_{CO} = 0$ - количество окиси углерода в выпускных газах, моль/1нм³

$$Q_{n.нен} = 285000 \cdot 0 = 0 \text{ кДж/кг}$$

Остаточный член теплового баланса $Q_{ост}$ включает потери тепла в окружающую среду от лучеиспускания с поверхности двигателя, на нагрев смазочного масла во всех трущихся деталях, с кинетической энергией выпускных газов и пр. (4.40):

$$Q_{ост} = Q_n^p - (Q_l + Q_{охл} + Q_{газ} + Q_{n.нен})$$
$$Q_{ост} = 33460 - (17038 + 10,85 + 15431 + 0) = 980,15 \text{ кДж/кг} \quad (4.40)$$

4.4 Расчет системы охлаждения

В составе машины имеются 2 контура циркуляции охлаждающей жидкости – основной, снимающей тепло с рубашки двигателя и вспомогательной, охлаждающий промежуточный холодильник системы наддува и масло в системе смазки двигателя.

Во внутренних контурах двигателя в качестве теплоносителя используется антифриз Navoline Antifreeze NT. Температурный график основного контура двигателя 90/82,5 градусов Цельсия, вспомогательного 59,5/55. Для аварийного охлаждения машины при отсутствии внешнего теплосъёма используются вертикальные сухие градирни - драйкулеры.

Тепло утилизируется в 2 степени:

Охлаждающая жидкость основного контура двигателя насосом прокачивается через котёл утилизатор и нагревается до 95 градусов, после чего подаётся в теплообменник, где отдаёт тепло охлаждающей воде, в качестве которой используется вода обратного магистрального трубопровода тепловой сети. Температура выхлопных газов установки снижается при этом с 525 до 120 градусов.

Температурный график внешнего контура охлаждения принят 90/70 градусов.

Работа мини-ТЭЦ предусматривается круглосуточная, без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

При расчете системы жидкостного охлаждения находят количество жидкости, циркулирующее в системе в единицу времени, теплопередающую поверхность жидкостного радиатора, ряд конструктивных и эксплуатационных параметров жидкостного насоса и вентилятора.

В качестве теплоносителя применяется антифриз Navoline Antifreeze NT.

Циркуляционный расход жидкости в системе охлаждения двигателя (4.41):

$$G_{ж} = \frac{Q_{охл}}{(t_{вых} - t_{вх}) \cdot c_{ж} \cdot \rho_{ж}}, \quad (4.41)$$

где $Q_{охл} = 10,85$ кДж/кг - количество теплоты, отводимое в охлаждающую среду,

принимаем из теплового расчета двигателя;

13.03.01.2019.068.01 ПЗ

Лист

29

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

$(t_{\text{вых}} - t_{\text{вх}})$ - разность температур жидкости на выходе и входе радиатора;
 $c_{\text{жс}} = 2800 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$ - теплоемкость охлаждающей жидкости;
 $\rho_{\text{жс}} = 1070 \text{ кг}/\text{м}^3$ - плотность охлаждающей жидкости.

$$G_{\text{жс}} = \frac{10,85 \cdot 1000}{(90 - 85) \cdot 2800 \cdot 1070} = 0,001 \text{ м}^3/\text{с}$$

Расчетная производительность насоса определяется с учетом утечек жидкости из нагнетательной полости во всасывающую (4.42):

$$G_{\text{жс.р.}} = \frac{G_{\text{жс}}}{\eta}, \quad (4.42)$$

где $\eta = 0,8 - 0,9$ – коэффициент подачи.

$$G_{\text{жс.р.}} = \frac{0,001}{0,9} = 0,001 \text{ м}^3/\text{с}$$

Мощность, потребляемая жидкостным насосом (4.43):

$$N_{\text{жс.в.}} = \frac{G_{\text{жс.р.}} \cdot \rho_{\text{жс}}}{\eta_{\text{м}}}, \quad (4.43)$$

где $\eta_{\text{м}} = 0,7 - 0,9$ – механический КПД жидкостного насоса
 $\rho_{\text{жс}} = 0,65 \text{ МПа}$ – напор, создаваемый жидкостным насосом.

$$N_{\text{жс.в.}} = \frac{0,001 \cdot 0,65 \cdot 1000}{0,79} = 0,83 \text{ кВт.}$$

Радиатор представляет собой теплообменный аппарат для воздушного охлаждения жидкости, поступающей от нагретых деталей двигателя. Расчет радиатора состоит в определении поверхности охлаждения, необходимой для передачи теплоты от жидкости к окружающему воздуху, массового расхода жидкости через радиатор и количества обдувочного воздуха.

Поверхность охлаждения радиатора (4.44):

$$F = \frac{Q_{\text{охл}}}{k \cdot (T_{\text{ср.ж}} - T_{\text{ср.в.}})}, \quad (4.44)$$

где $k = 100 - 160 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ – коэффициент теплопередачи радиатора;

$T_{\text{ср.ж}} = 358 - 365 \text{ К}$ – средняя температура жидкости в радиаторе;

					Лист
					30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

13.03.01.2019.068.01 ПЗ

$T_{cp.в} = 323-328 \text{ K}$ – средняя температура воздуха, проходящего через радиатор.

$$F = \frac{10,85 \cdot 10^3}{130 \cdot (360 - 325)} = 2,4 \text{ м}^2$$

Массовый расход жидкости, проходящей через радиатор (4.45):

$$G'_{жс} = G_{жс} \cdot \rho_{жс}, \quad (4.45)$$

где $c_{жс} = 2800 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}$ - теплоемкость охлаждающей жидкости;

$G_{жс}$ - расчетная производительность насоса.

$$G'_{жс} = 0,001 \cdot 2800 = 2,8 \text{ кг/с}$$

Количество воздуха, проходящего через радиатор, определяется из условия, что $Q_{охл} = Q_{в}$, т.е вся отводимая от двигателя теплота передается охлаждающему воздуху (4.46):

$$G_{np} = \frac{Q_{в}}{\Delta T \cdot c_{в}}, \quad (4.46)$$

где $\Delta T = 20-30 \text{ K}$ – температурный перепад воздуха в решетке радиатора;

$c_{в} = 1000 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}$ - средняя теплоемкость воздуха.

$$G_{np} = \frac{10,85 \cdot 1000}{25 \cdot 1000} = 0,845 \text{ кг/с}$$

Вентилятор служит для создания направленного воздушного потока, обеспечивающего отвод теплоты от радиатора.

Производительность вентилятора определяется исходя из количества воздуха, проходящего через радиатор (4.47):

$$G_{в} = \frac{G_{np}}{\rho_{в}}, \quad (4.47)$$

где $\rho_{в}$ - плотность воздуха (4.48):

$$\rho_{в} = \frac{p_0}{R_{в} \cdot T_{cp.в}} \quad (4.48)$$

где $p_0 = 0,1 \text{ Мпа}$ – давление окружающей среды;

$R_{в} = 287 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}$ – универсальная газовая постоянная для воздуха;

$T_{cp.в}$ - средняя температура воздуха в радиаторе.

										Лист
										31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

$$\rho_e = \frac{0,1 \cdot 10^6}{287 \cdot 325} = 1,072 \text{ кг/м}^3$$

$$G_e = \frac{0,845}{1,072} = 0,789 \text{ м}^3/\text{с}$$

Мощность привода вентилятора (4.49):

$$N_e = \frac{G_e \cdot \Delta P_{mp}}{\eta_e}, \quad (4.49)$$

где $\Delta P_{mp} = 0,6 - 1 \text{ кПа}$ – аэродинамическое сопротивление конструкции радиатора;
 $\eta_e = 0,55 - 0,65$ - КПД вентилятора.

$$N_e = \frac{0,789 \cdot 0,8}{0,6} = 1,052 \text{ кВт}$$

Диаметр вентилятора (4.50):

$$D_e = 2 \cdot \sqrt{\frac{F_{\phi.p.}}{\pi}}, \quad (4.50)$$

где $F_{\phi.p.}$ - фронтовая поверхность радиатора (4.51):

$$F_{\phi.p.} = \frac{G_e}{\omega_e}, \quad (4.51)$$

где $\omega_e = 15 - 25 \text{ м/с}$ – скорость воздуха перед радиатором.

$$F_{\phi.p.} = \frac{0,789}{20} = 0,04 \text{ м}^2$$

$$D_e = 2 \cdot \sqrt{\frac{0,04}{3,14}} = 0,25 \text{ м}$$

Окружная скорость вентилятора зависит от создаваемого им напора и конструктивных особенностей (4.52):

$$u = \varphi_l \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{mp}}{\rho_e}}, \quad (4.52)$$

где $\varphi_l = 2,8 - 3,5$ - коэффициент для плоской формы лопастей.

						Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.068.01 ПЗ	

$$u = 3 \cdot \sqrt{\frac{0,8 \cdot 1000}{1,072}} = 82 \text{ м/с}$$

Частота вращения вентилятора при известной окружной скорости (4.53):

$$n = \frac{60 \cdot u}{\pi \cdot D_в} \quad (4.53)$$

$$n = \frac{60 \cdot 82}{3,14 \cdot 0,25} = 4255 \text{ об/мин.}$$

4.5. Тепловой расчет котла-утилизатора

Котел утилизатор — это устройство, работающее на тепловой энергии, получаемой из отходящих газов газопоршневого агрегата. Данные котлы используют энергию, которая в противном случае, была бы потрачена впустую, ведь на промышленных предприятиях значительная часть газов выбрасывается просто в атмосферу. Между тем, температура выходящих градусов в данном случае достигает 525°C, поэтому не использовать такую энергию было бы нерационально.

Исходные данные для выполнения расчета:

- расход газов через котел-утилизатор $G_0 = 8533,3 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- давление пара $p_{\text{пп}} = 4,5 \text{ МПа}$; температура пара $t_{\text{пп}} = t_{\text{нас}} \text{ } ^\circ\text{C}$
- температура газов перед котлом-утилизатором $t' = 525^\circ\text{C}$;

Газы имеют следующий состав: $\text{CO}_2 = 9\%$, $\text{CO} = 2\%$, $\text{N}_2 = 75\%$, $\text{H}_2 = 2\%$, $\text{O}_2 = 2\%$, $\text{H}_2\text{O} = 10\%$.

Тепловой расчет котла-утилизатора сведен в таблицу 5.1

Таблица 5.1 – Тепловой расчет котла-утилизатора Termojet

Параметр	Формула	Расчет
1	2	3
Теплоемкость газов на входе в котел	$c_p = \sum c_{p,i} \cdot r_i$	$1,31 \cdot 0,75 + 1,35 \cdot 0,02 + 1,86 \cdot 0,09 + 1,54 \cdot 0,10 + 1,31 \cdot 0,02 + 1,29 \cdot 0,02 = 1,39 \text{ кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{K})$
Температурой газов на выходе из котла	По паспортным данным	120°C
Теплоемкость газов на выходе из котла	$c_p = \sum c_{p,i} \cdot r_i$	$1,32 \cdot 0,02 + 1,30 \cdot 0,75 + 1,67 \cdot 0,09 + 1,5 \cdot 0,10 + 1,28 \cdot 0,02 + 1,3 \cdot 0,02 = 1,36 \text{ кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{K})$

Продолжение таблицы 5.1

		1		2		3	Лист
						13.03.01.2019.000.01 ПД	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			33

Энтальпия газов при входе в котел	$I'_Г = c_p t'_Г$	$1,38 \cdot 525 = 725,91 \text{ кДж/м}^3$
Энтальпия газов на выходе из котла	$I''_Г = c_p t''_Г$	$1,36 \cdot 120 = 162,8 \text{ кДж/м}^3$
Энтальпия перегретого пара	По таблице свойства воды и водяного пара	2726 кДж/кг
Давление пара в барабане	$P_б = \Delta P$	0,5 Мпа
Температура пара в барабане	t_s по таблице свойства воды и водяного пара	105 °С
Энтальпия пара в барабане	i'' по таблице свойства воды и водяного пара	2684 кДж/кг
Энтальпия кипящей воды в барабане	i' по таблице свойства воды и водяного пара	640 кДж/кг
Энтальпия питательной воды	$i_{пв} = 4,19 t_{пв}$	$4,19 \cdot 90 = 377 \text{ кДж/кг}$
Расход дымовых газов	G_0	$\frac{8533,3}{3600} = 2,37 \text{ м}^3/\text{с}$
Тепловой баланс и паропроизводительность котла		
Коэффициент сохранения тепла	φ , принимаем значение	0,98
Теплота, отданная дымовыми газами	$Q_Г = \varphi G_0 (I'_Г - I''_Г)$	$0,98 \cdot 2,37 \cdot (725,91 - 162,8) = 1307,9 \text{ кВт}$
Расход продувочной воды из барабана	$D_{пр} = D_{пп} \Psi_1$	$D_{пр} = 0,563 \cdot 0,05 = 0,028 \text{ кг/с}$
Паропроизводительность	$D_{пп} = \frac{Q_Г}{(i''_{пп} - i_{пв}) + 0,05 \cdot (i' - i_{пв})}$	$\frac{1307,9}{(2684 - 377) + 0,05 \cdot (640 - 377)} = 0,563 \text{ кг/с}$
Расчет испарителя		
Температура газов за испарителем	Принимаем значение	120 °С

Окончание таблицы 5.1

1	2	3
Энтальпия газов за испарителем	По диаграмме	233 кДж/м ³

Количество теплоты, отданное газами	$Q_{и} = G_{о}(I''_{пп} - I''_{и})J$	$2,37 \cdot 0,98(308,1 - 233) = 174,4 \text{ кВт}$
Средний температурный напор	$\Delta t = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{м}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{м}}}$	$\frac{(525 - 105) - (120 - 105)}{\ln(\frac{525 - 105}{120 - 105})} = 121,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Средняя температура газов	$t_{г} = \frac{t''_{и} + t'_{и}}{2}$	$\frac{525 + 120}{2} = 322,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Живое сечение для прохода газов	По чертежу КУ	$0,555 \text{ м}^2$
Скорость прохода газов	$w_{г} = \frac{G_{о} \cdot t''_{г} + 273}{f_{г} \cdot 273}$	$\frac{2,37 \cdot 322,5 + 273}{0,555 \cdot 273} = 9,31 \text{ м/с}$
Коэффициент теплоотдачи	α_1 – по номограмме	$19,8 \cdot 1 \cdot 1,1 = 21,78 \text{ Вт/ (м}^2 \cdot \text{К)}$
Коэффициент использования	Принимаем $k = \zeta \alpha_1$	$0,85 \cdot 21,78 = 18,1 \text{ Вт/ (м}^2 \cdot \text{К)}$
Тепловосприятие испарителя	$Q_{т} = kF\Delta t$	$18,1 \cdot 80 \cdot 121,5 \cdot 0,001 = 175,9 \text{ кВт}$
Невязка тепловосприятий	$\Delta Q = \frac{Q_{и} - Q_{т}}{Q_{и}} \cdot 100$	$\frac{174,4 - 173,1}{174,4} \cdot 100 = 0,75 \%$

Так как невязка менее 2%, следовательно, расчет можно считать законченным.

5 НАУЧНАЯ ЧАСТЬ

5.1 Описание установки

Работа ГПУ основывается на массивном ДВС, в котором предусмотрена камера сгорания и вспомогательная инфраструктура для осуществления процессов смесеобразования и зажигания. Основными элементами ГПУ являются мотор-генератор и газовый поршневой двигатель. Горючий газ в камере двигателя

воспламеняется	посредством	свечи зажигания и производит энергию	Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	35

13.03.01.2019.068.01 ПЗ

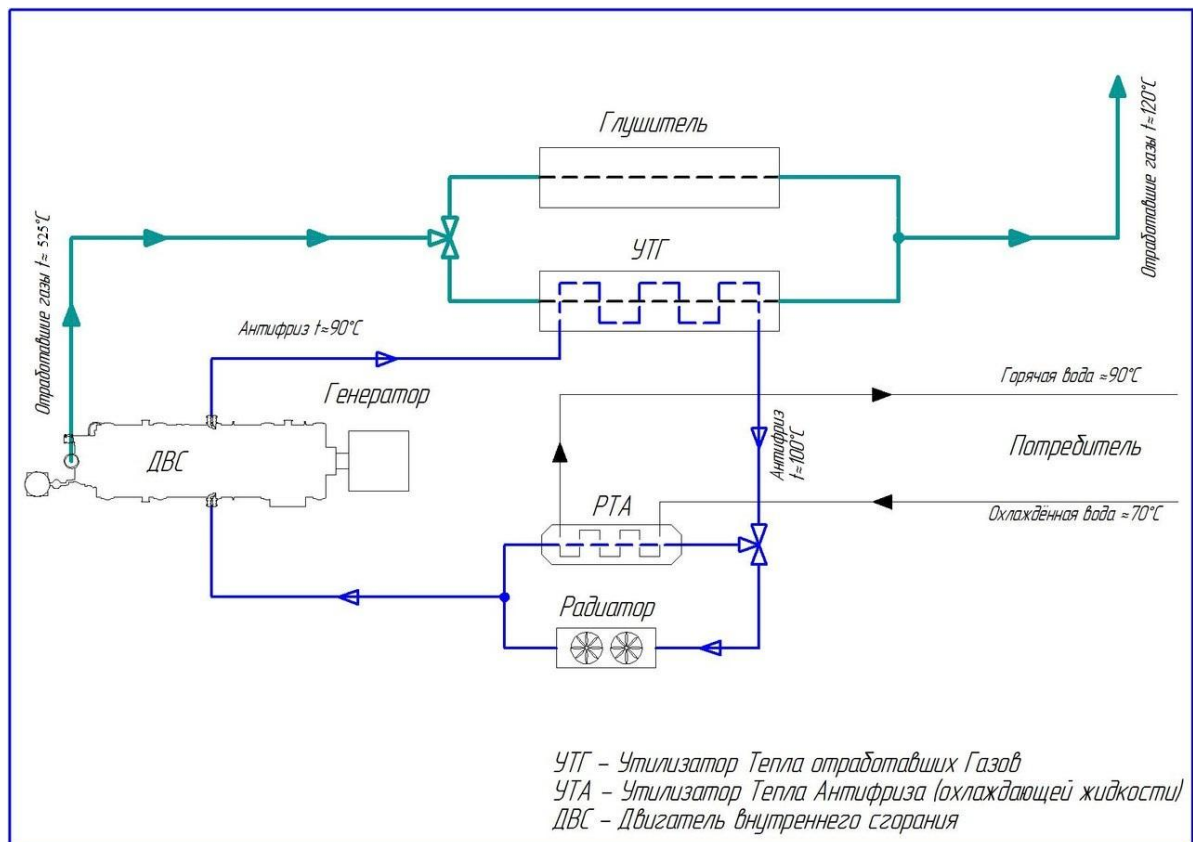


Рисунок 5.1 – Принципиальная схема использования теплоты уходящих газов

5.2 Расчет системы охлаждения с хладагентом – антифриз Coolstream HD

При расчете системы жидкостного охлаждения находят количество жидкости, циркулирующее в системе в единицу времени, теплопередающую поверхность жидкостного радиатора, ряд конструктивных и эксплуатационных параметров жидкостного насоса и вентилятора.

Количество теплоты, отводимое в охлаждающую среду (5.1):

$$Q_{охл} = G_{жс} \cdot (t_{вых} - t_{вх}) \cdot c_{жс} \cdot \rho_{жс} \quad , \quad (5.1)$$

где $G_{жс} = 0,001 \text{ м}^3/\text{с}$ - циркуляционный расход жидкости в системе охлаждения двигателя;

$(t_{вых} - t_{вх})$ - разность температур жидкости на выходе и входе радиатора;

$c_{жс} = 3500 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$ - теплоемкость охлаждающей жидкости;

$\rho_{жс} = 1070 \text{ кг}/\text{м}^3$ - плотность охлаждающей жидкости.

$$Q_{охл} = 0,001 \cdot (100 - 90) \cdot 3500 \cdot 1070 = 17,450 \text{ кДж}/\text{кг}$$

Расчетная производительность насоса определяется с учетом утечек жидкости из нагнетательной полости во всасывающую (5.2):

$$G_{ж.р.} = \frac{G_{ж.}}{\eta}, \quad (5.2)$$

где $\eta=0,8-0,9$ – коэффициент подачи.

$$G_{ж.р.} = \frac{0,001}{0,9} = 0,001 \text{ м}^3/\text{с}$$

Мощность, потребляемая жидкостным насосом (5.3):

$$N_{ж.в.} = \frac{G_{ж.р.} \cdot \rho_{ж.}}{\eta_m}, \quad (5.3)$$

где $\eta_m=0,7-0,9$ – механический КПД жидкостного насоса
 $\rho_{ж.}=0,45$ МПа – напор, создаваемый жидкостным насосом.

$$N_{ж.в.} = \frac{0,001 \cdot 0,45 \cdot 1000}{0,9} = 0,5 \text{ кВт.}$$

Радиатор представляет собой теплообменный аппарат для воздушного охлаждения жидкости, поступающей от нагретых деталей двигателя. Расчет радиатора состоит в определении поверхности охлаждения, необходимой для передачи теплоты от жидкости к окружающему воздуху, массового расхода жидкости через радиатор и количества обдувочного воздуха.

Поверхность охлаждения радиатора (5.4):

$$F = \frac{Q_{охл}}{k \cdot (T_{ср.ж.} - T_{ср.в.})}, \quad (5.4)$$

где $k=100-160$ Вт/(м²·К) – коэффициент теплопередачи радиатора;
 $T_{ср.ж.}=358-365$ К – средняя температура жидкости в радиаторе;
 $T_{ср.в.}=323-328$ К – средняя температура воздуха, проходящего через радиатор.

$$F = \frac{17,450 \cdot 10^3}{130 \cdot (360 - 325)} = 3,83 \text{ м}^2$$

Массовый расход жидкости, проходящей через радиатор (5.5):

$$G'_{ж.} = G_{ж.} \cdot \rho_{ж.}, \quad (5.5)$$

где $c_{ж.}=2800$ Дж/(кг·К) – теплоемкость охлаждающей жидкости;

						Лист
					13.03.01.2019.068.01 ПЗ	38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$G_{жс}$ - расчетная производительность насоса.

$$G_{жс}^i = 0,001 \cdot 3500 = 3,5 \text{ кг/с}$$

Количество воздуха, проходящего через радиатор, определяется из условия, что $Q_{охл} = Q_{в}$, т.е. вся отводимая от двигателя теплота передается охлаждающему воздуху (5.6):

$$G_{np} = \frac{Q_{в}}{\Delta T \cdot c_{в}}, \quad (5.6)$$

где $\Delta T = 20-30 \text{ К}$ – температурный перепад воздуха в решетке радиатора;
 $c_{в} = 1000 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$ - средняя теплоемкость воздуха.

$$G_{np} = \frac{17,450 \cdot 1000}{25 \cdot 1000} = 0,7 \text{ кг/с.}$$

Вентилятор служит для создания направленного воздушного потока, обеспечивающего отвод теплоты от радиатора.

Производительность вентилятора определяется исходя из количества воздуха, проходящего через радиатор (5.7):

$$G_{в} = \frac{G_{np}}{\rho_{в}} \quad (5.7)$$

Плотность воздуха (5.8):

$$\rho_{в} = \frac{p_0}{R_{в} \cdot T_{ср.в}}, \quad (5.8)$$

где $p_0 = 0,1 \text{ Мпа}$ – давление окружающей среды;

$R_{в} = 287 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$ – универсальная газовая постоянная для воздуха;

$T_{ср.в}$ - средняя температура воздуха в радиаторе.

$$\rho_{в} = \frac{0,1 \cdot 10^6}{287 \cdot 325} = 1,072 \text{ кг/м}^3$$

$$G_{в} = \frac{0,7}{1,072} = 0,65 \text{ м}^3/\text{с}$$

Мощность привода вентилятора (5.9):

					<i>13.03.01.2019.068.01 ПЗ</i>	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$N_{\epsilon} = \frac{G_{\epsilon} \cdot \Delta P_{mp}}{\eta_{\epsilon}}, \quad (5.9)$$

где $\Delta P_{mp} = 0,6 - 0,1$ кПа – аэродинамическое сопротивление конструкции радиатора;
 $\eta_{\epsilon} = 0,55 - 0,65$ – КПД вентилятора.

$$N_{\epsilon} = \frac{0,65 \cdot 0,8}{0,6} = 0,9 \text{ кВт}$$

Диаметр вентилятора (5.10):

$$D_{\epsilon} = 2 \cdot \sqrt{\frac{F_{\phi.p.}}{\pi}}, \quad (5.10)$$

где $F_{\phi.p.}$ - фронтовая поверхность радиатора (5.11):

$$F_{\phi.p.} = \frac{G_{\epsilon}}{\omega_{\epsilon}}, \quad (5.11)$$

где $\omega_{\epsilon} = 15 - 25$ м/с – скорость воздуха перед радиатором.

$$F_{\phi.p.} = \frac{0,65}{20} = 0,04 \text{ м}^2$$

$$D_{\epsilon} = 2 \cdot \sqrt{\frac{0,04}{3,14}} = 0,25 \text{ м}$$

Окружная скорость вентилятора зависит от создаваемого им напора и конструктивных особенностей (5.12):

$$u = \varphi_{л} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{mp}}{\rho_{\epsilon}}}, \quad (5.12)$$

где $\varphi_{л} = 2,8 - 3,5$ - коэффициент для плоской формы лопастей.

$$u = 3 \cdot \sqrt{\frac{0,8 \cdot 1000}{1,072}} = 82 \text{ м/с}$$

	Частота вращения вентилятора при известной окружной скорости (5.13):				Лист
	13.03.01.2019.068.01 ПЗ				40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

$$n = \frac{60 \cdot u}{\pi \cdot D_6} \quad (5.13)$$

$$n = \frac{60 \cdot 82}{3,14 \cdot 0,25} = 4255 \text{ об/мин.}$$

На рисунке 5.2 показаны принципиальные схемы подающего и обратного трубопроводов до модернизации и после.

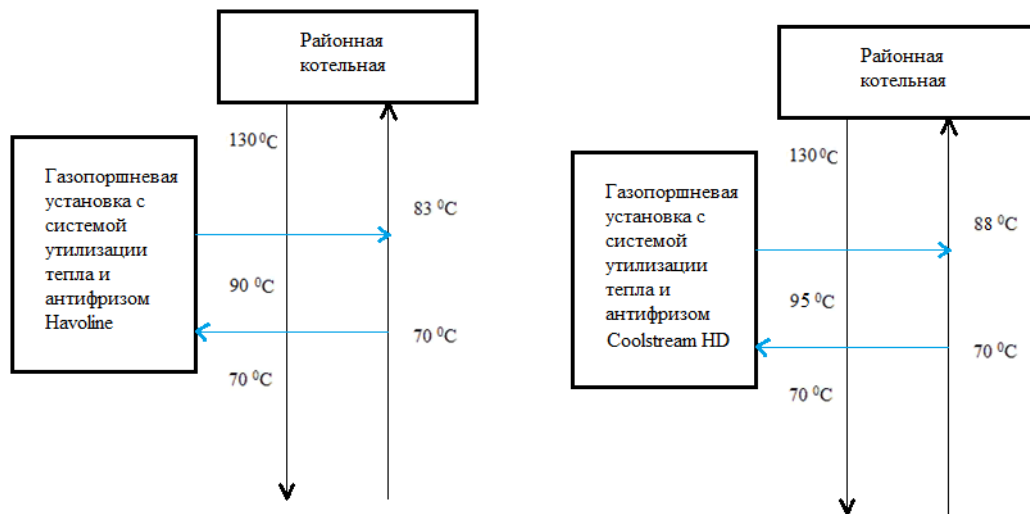


Рисунок 5.2 – Принципиальная схема применения ГПУ для подогрева сетевой воды в обратном трубопроводе до и после модернизации

Произведём расчёт расхода топлива на котельную для нагрева сетевой воды от 83 до 130⁰С (5.14):

$$B = \frac{G \cdot (t_2 - t_1) \cdot C_p}{Q_n^p \cdot \eta}, \quad (5.14)$$

где G – расход воды на котельную, кг/с

C_p – теплоёмкость воды

Q_n^p - теплота сгорания топлива

$$B_1 = \frac{138 \cdot (130 - 83) \cdot 4,19}{33500 \cdot 0,93} = 0,87 \text{ м}^3/\text{с}$$

Также произведём расчёт расхода топлива на котельную при нагреве сетевой воды от 88 до 130⁰С по формуле 5.14:

$$B_2 = \frac{138 \cdot (130 - 88) \cdot 4,19}{33500 \cdot 0,93} = 0,77 \text{ м}^3/\text{с}$$

Найдем экономию топлива при работе ГПУ в отопительный период без учёта расхода ГПУ (5.15):

$$\Delta B = B_1 - B_2 \quad (5.15)$$

$$\Delta B_1 = 0,87 - 0,77 = 0,1 \text{ м}^3/\text{с} = 360 \text{ м}^3/\text{ч}$$

При этом расход газа ГПУ по паспортным данным составляет 70,18 м³/ч. Посчитаем экономию топлива с учётом расхода ГПУ в отопительный период:

$$\Delta B_2 = 360 - 70,18 = 289,82 \text{ м}^3/\text{ч} = 2538825,2 \text{ м}^3/\text{год}$$

Вследствие годовой экономии газа в объёме 2538825,2 м³/год, при стоимости 1 м³ газа равной 4,1 руб, экономия финансовых средств составит:

$$\mathcal{E}_1 = 2538825,2 \cdot 4,1 = 10409,2 \text{ тыс.руб/год}$$

На рисунке 5.3 представлена графическая зависимость расхода топлива от температуры обратного трубопровода.

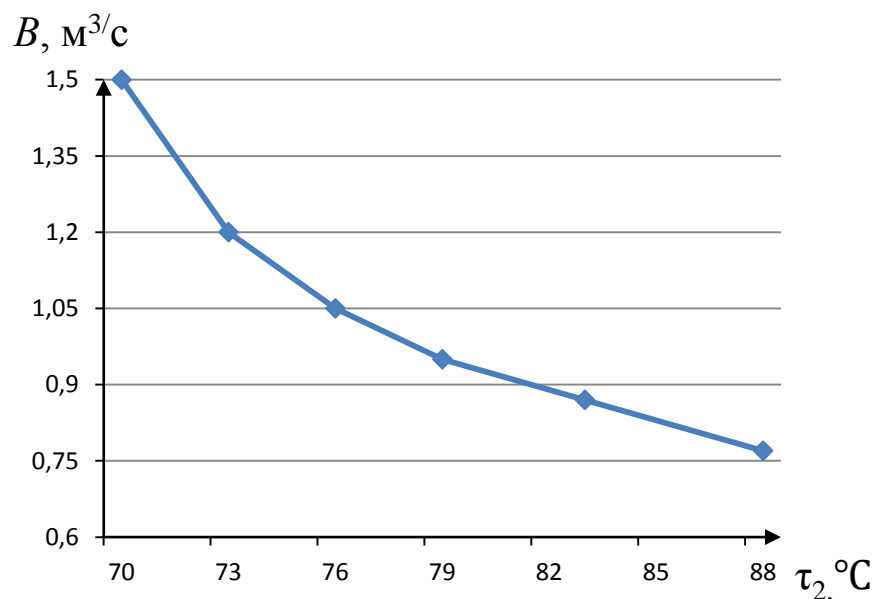


Рисунок 5.3 – График экономии топлива

На рисунке 5.4 представлена графическая зависимость температуры обратного трубопровода от температуры охлаждающей жидкости – антифриза.

					Лист
13.03.01.2019.068.01 ПЗ					42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

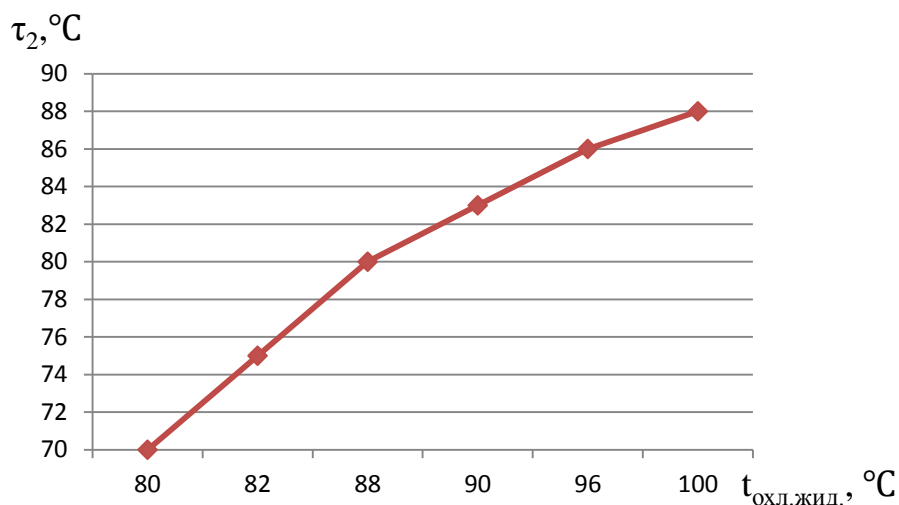


Рисунок 5.4 – График зависимости температуры воды обратного трубопровода от температуры охлаждающей жидкости

Выводы по работе

1. Газопоршневая установка Guascor-SFGM 560 имеет достаточно высокую мощность, которая покрывает собственные нужды предприятия АО «ЧОКЭ» КЭТС. ГПУ является безопасным в эксплуатации, так как оснащена системой предотвращения аварийных ситуаций.

2. При замене антифриза Navoline Antifreeze NT, удельная теплоемкость которого 2800 Дж/(кг·°C) на Coolstream HD 6210 коэффициент теплоемкости которого 3500 Дж/(кг·°C), получаем больший теплосъем с ДВС. Часть теплофикационной воды из обратного трубопровода тепловой сети температурой 70 °C, подается в теплообменный аппарат охлаждающей воды и нагревается до 81 °C. После чего эта вода подается в теплообменный аппарат дымовых газов газопоршневой установки и уже в нём нагревается до температуры 95 °C. Далее нагретая вода подмешивается в обратный трубопровод и идет на котельную. Температура воды в обратном трубопроводе достигает значения 88°C.

3. В результате проведенной научной работы построены графики: график экономии топлива, показывающие эффект энергосбережения, а так же график зависимости температуры воды обратного трубопровода от температуры охлаждающей жидкости, по которому можно отследить динамику изменения температуры сетевой воды в обратном трубопроводе при изменении температуры хладагента. Изменение температуры хладагента можно получить путем замены самого хладагента, удельная теплоемкость которого будет выше предыдущего.

4. Замена хладагента в системе охлаждения двигателя позволит улучшить показатели работы агрегата, увеличить срок его эксплуатации, повысить надежность, обеспечить нормальное безаварийное функционирование самой установки, а так же снизить затраты на топливо и электроэнергию.

6 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Энергосбережение является важным фактором каждого промышленного предприятия. Оборудование в котельных должно так же выбираться по принципу, который может повысить энергосберегающие показатели.

11 ноября 2009 года был принят и одобрен Советом Федерации Федеральный Закон № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [2].

Одной из главных задач, которая сегодня стоит перед энергетической отраслью, является повышение надежности энергоснабжения потребителей. Она зависит от многих причин, но основными из них являются:

- появление в целом ряде регионов России дефицита в электрической энергии из-за роста энергопотребления;
- физический и моральный износ оборудования энергопредприятий;
- недостаточная сбалансированность между потреблением и генерацией в сочетании с ветхостью и недостаточной пропускной способностью электрических сетей;
- угроза террористических актов в отношении энергетических объектов, ЛЭП, газо- и нефтепроводов;
- стихийные и аномальные климатические явления. [31]

Энергосбережение в котельной начинается с проведения энергоаудита (энергетического обследования).

Энергетическое обследование может быть проведено в отношении продукции, технологического процесса, а также юридического лица, индивидуального предпринимателя (Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ) [2]

Цели энергетического обследования:

	1.Получение данных об объеме используемых энергетических ресурсов.	Лист		
		44		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2019.068.01 ПЗ

2. Определение всех показателей энергетической эффективности.

3. Разработка перечня типовых, общедоступных мероприятий по энергосбережению.

4. Определение потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Малая энергетика играет важную и положительную роль в повышении комплексных показателей эффективности и надежности большой энергетики.

Рассмотрим, что же на сегодняшний день представляет собой малая энергетика в России.

Малая электроэнергетика России сегодня – это около 60 000 электростанций общей мощностью более 16 млн кВт (9% от всей установленной мощности электростанций России), работающих как в энергосистемах, так и автономно. Общая годовая выработка электроэнергии на этих электростанциях достигает 7% от выработки всех электростанций страны.

Несмотря на относительно скромную долю малой энергетики в общем энергобалансе страны по сравнению с большой, которой уделяется основное внимание науки и промышленности, значимость малой энергетики в жизни страны трудно переоценить. Во-первых, по разным оценкам, от 50 до 75 процентов территории России не охвачены централизованным электроснабжением. На ней проживает более 25 миллионов человек, и жизнедеятельность людей обеспечивается главным образом средствами малой энергетики. Во-вторых, обширной сферой применения средств малой энергетики является резервное (аварийное) электроснабжение потребителей, требующих повышенной надежности и не допускающих перерывов в подаче энергии при авариях в зонах централизованного электроснабжения. В-третьих, малая энергетика может быть конкурентоспособна в тех зонах, где большая энергетика до сегодняшнего времени рассматривалась как безальтернативная. Например, на промышленных предприятиях, когда постоянное повышение платы за подключение к централизованным сетям или за увеличение мощности подталкивает потребителей к строительству собственных источников энергии.

Данная концепция подразумевает строительство дополнительных источников электроэнергии в непосредственной близости от потребителей. Мощность таких источников выбирается, исходя из ожидаемой мощности потребителя с учётом имеющихся ограничений (технологических, правовых, экологических и т. д.) и может варьироваться в широких пределах (от двух-трех до сотен киловатт). При этом потребитель не отключается от общей сети электроснабжения.

Наличие подключения к общей электрической сети позволяет компенсировать недостаток электроэнергии за счет её потребления от общей сети, а в случае избыточного производства электроэнергии собственным источником — выдавать её в сеть, с получением соответствующего дохода.

Такой подход позволяет:

– снизить потери электроэнергии при транспортировке из-за максимального приближения электрогенераторов к потребителям электричества, вплоть до расположения их в одном здании,

– уменьшить число, протяжённость и необходимую пропускную способность магистральных линий электропередачи,

– смягчить последствия аварий на центральных электростанциях и главных линиях

13.03.01.2019.068.01 ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
------	------	----------	---------	------	--

- линиях электропередачи за счет наличия собственных источников энергии,
- обеспечить взаимное многократное резервирование электрогенерирующих мощностей (частично),
 - снизить воздействие на окружающую среду за счет применения средств альтернативной энергетики, более полного использования потенциальной энергии ископаемого топлива,
 - принимать участие в управлении спросом на электроэнергию.

Говоря о малой энергетике, мы подразумеваем, прежде всего, мини-электростанций. Газопоршневая электростанция SFGM-560 представляет собой электроагрегат, состоящий из двигателя и синхронного генератора. Он выполнен на единой раме и соединён муфтой.

Газопоршневая установка Guascoг SFGM-560 одновременно с выработкой электроэнергии является источником тепловой энергии, которая может быть использована для обогрева помещений, а так же на технологические нужды. Таким образом, используется система когенерации – комбинированная выработка тепловой и электрической энергии.

Система комбинированного производства тепловой и электрической энергии намного эффективнее отдельной, так как её КПД значительно выше (около 90%).

К основным преимуществам когенерационных установок относятся:

- Высокое КПД, а, следовательно, увеличение эффективности использования топлива;
- снижение вредных выбросов в атмосферу по сравнению с отдельным производством тепла и электроэнергии, потому как высокотемпературные уходящие газы не выбрасываются сразу в атмосферу, а поступают в котел-утилизатор, снижая свою температуру с 525°С до 120°С;
- уменьшение затрат на передачу электроэнергии, т.к. когенерационные установки размещаются в местах потребления тепловой и электрической энергии, потери в сетях практически отсутствуют;
- возможность работы на биотопливе и на других альтернативных видах топлива;
- экологичность оборудования;
- обеспечение собственных потребностей котельной как в электроэнергии, так и в тепловой энергии.

В ГПУ Guascoг SFGM-560 максимальный общий КПД составляет 90,79% (электрический КПД 39,6%, тепловой - 44%, максимальный тепловой КПД – 51,19%). Отношение электрической мощности к тепловой составляет 1:1,2. Электрическая мощность единичного блока ГПУ может быть от 1 до 16 МВт, а конкретно в SFGM560 – 1,025МВт, учитывая тот факт, что установки могут работать параллельно, требуемая потенциальному заказчику мощность практически не ограничена. [30]

Основные мероприятия по энергосбережению в котельных полностью совпадают с мероприятиями по энергосбережению в теплогенерирующих установках и включают в себя: увеличение КПД котельных установок, экономию топлива, снижение потерь теплоты, качественную подготовку воды для питания паровых котельных агрегатов и подпитки теплосети, снижение присосов в топку и газоходы, работа по режимной карте и температурному графику с наименьшим

коэффициентом избытка воздуха, проведение режимно-наладочных испытаний	ИИ.см				
13.03.01.2019.068.01 ПЗ					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	46

7 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

В выпускной квалификационной работе рассматривается газопоршневая установка Guascoг SFGM-560, мощностью 1,025 МВт, которая служит для выработки электрической и тепловой энергии на АО «ЧОКЭ» в г.Копейске.

При работе газопоршневых агрегатов возникает необходимость сброса в атмосферу различных веществ, часть из которых относится к категории вредных, представляющих опасность для здоровья людей, окружающего животного и растительного мира. Так при сжигании природного газа в атмосферу главным образом выбрасываются окислы азота.

Содержание вредных веществ в дымовых газах, отходящих от газопоршневых агрегатов, может значительно превышать предельно допустимую концентрацию (ПДК) этих веществ в атмосфере. [5] Для снижения концентрации выбросов на уровне земли применяется такой метод, как рассеивание их через достаточно высокие дымовые трубы. [23] Газовый поток, выходящий из дымовой трубы, взаимодействует с воздухом в высоких слоях атмосферы, благодаря чему снижается концентрация вредных веществ на уровне дыхания до нормативных значений. К тому же окислы азота, попавшие в атмосферу, там не накапливаются, т.к. под действием ультрафиолетового излучения сравнительно быстро происходит самоочищение.

На уходящие газы из дымовой трубы продукты сгорания начинают действовать внешние метеоусловия, то есть давление, температура, скорость и направление движения воздуха, а также расположение близлежащих предприятий и источников выбросов. Горизонтальное перемещение примесей определяется в основном скоростью ветра, а вертикальное – распределением температур в вертикальном направлении. Поведение факела в атмосфере является очень сложной физико-математической задачей.

В зависимости от атмосферных условий внешний вид факела может быть разнообразным. Он может выглядеть как вертикальный столб над трубой, тянуться компактной струей в горизонтальном направлении, быстро размываться в горизонтальном, вертикальном направлениях и т.п. Основной эффект рассеивания связан с молекулярной и турбулентной диффузией.

Главную роль играет турбулентная диффузия. Она вызывается динамическим и термическим факторами. Динамическая диффузия связана с движением воздушных масс и не зависит от распределения температур. В нижних слоях атмосферы динамическая диффузия возникает за счёт неровностей рельефа местности. Термическая диффузия связана с градиентами температур воздуха по высоте.

Метеорологическая ситуация складывается из следующих факторов:

1. Ветер. Направление и скорость ветра имеют переменный характер. Зависимость концентраций загрязняющих веществ от направления ветра имеет большое значение при размещении промышленных предприятий в плане города, поэтому стоит учитывать среднегодовую и сезонную розу ветров. Скорость ветра является основным показателем горизонтального распространения примесей. Также скорость ветра увеличивается с увеличением перепада атмосферного давления.

2. Длительные и плотные туманы говорят о застойных явлениях в приземном слое

13.03.01.2019.068.01 ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

слое атмосферы и являются неблагоприятными метеорологическим фактором, то есть одной из причин причиной образования смога (смеси естественного тумана с летучими промышленными выбросами).

3. Осадки способствуют удалению из атмосферы загрязняющих веществ, но, при этом, дождь переносит загрязняющие вещества из атмосферы в почву, на растительность, водоемы, искусственные сооружения и всю окружающую среду.

4. Температурная стратификация атмосферы (распределение температуры по высоте). Температурная стратификация определяет одно из состояний атмосферы. Это состояние может быть неустойчивое, безразличное и устойчивое. Для рассеивания выбросов самой благоприятной ситуацией является неустойчивое состояние, так как оно сопровождается интенсивным перемешиванием воздушных масс в вертикальном направлении. При безразличном состоянии рассеивание намного хуже. Самое опасное состояние – устойчивое, так как возникает зона с максимальной концентрацией выброса на некотором расстоянии от источника выбросов. Если максимальная расчетная концентрация не превышает ПДК, то такую ситуацию считают удовлетворительной.

Рабочая масса органического топлива состоит из углерода, водорода, кислорода, азота, серы и влаги. В результате полного сгорания топлива образуется водяные пары, оксиды серы и углекислый газ.

В атмосферном воздухе содержится 78,1% азота по объему. Азот также является составной величиной рабочей массы топлива, но его содержание гораздо меньше, чем в воздухе. Например, в ископаемых углях его содержание составляет до 2%, в топочном мазуте от 1 до 1,5%, а в природном газе некоторых месторождений до 4%. Количество выбросов оксида азота зависит от вида топлива, а при сжигании твердого топлива еще и от способа шлакоудаления.

Оксид азота – прозрачный бесцветный газ, который превращается в жидкость при температуре 157,7°C и атмосферном давлении. Это малоактивный газ, который плохо растворяется в воде. При сжигании топлива в котлах оксид азота составляет 97-99% от всего объема оксидов азота, остальное – диоксид. Оксид азота менее токсичен по сравнению с диоксидом, но в атмосфере происходит окисление NO до NO₂. Степень окисления зависит от множества факторов и составляет порядка 60-80%. В свою очередь, NO₂ является более активным газом, который имеет красно-бурый цвет и удушливый резкий запах. Он хорошо растворяется в воде и оказывает отрицательное влияние на дыхательную систему человека. Концентрация диоксида азота, опасная для жизни человека, составляет 200-500 мг/м³ [35,36].

7.1 Поверочный расчет дымовой трубы

Расчет выбросов оксида азота проведен на основании данных, указанных в технической характеристике газопоршневого агрегата. Поверочный расчет выполняется для определения максимальной приземной концентрации азота в приземном слое, которая не должна превышать при данной высоте трубы ПДК_{NO₂} = 0,085 мг/м³.

Газопоршневая установка работает на искусственной тяге на собственную дымовую трубу, которая имеет высоту 11,2 м и диаметр устья 0,35 м. На данную дымовую трубу АО «ЧОКЭ» в г. Копейске работает только одна газопоршневая

установка Guascor SFGM-560.

13.03.01.2019.068.01 ПЗ

Лист

49

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

Состав природного газа $\text{CH}_4=94,56\%$, $\text{C}_2\text{H}_6=1,83\%$, $\text{CO}_2=0,19\%$, $\text{N}_2=1,5\%$, $\text{C}_3\text{H}_8=0,78\%$, $\text{C}_4\text{H}_{10}=0,63\%$, $\text{C}_5\text{H}_{12}=0,51\%$.

Теоретическое необходимое количество воздуха для сгорания 1 м^3 газового топлива (7.1):

$$V_0 = \frac{1}{0,21} \cdot (2 \cdot \text{CH}_4 + \sum (n + \frac{m}{4}) \cdot \text{C}_n\text{H}_m + (\frac{1}{2}) \cdot (\text{CO} + \text{H}_2) - \text{O}_2) \quad (7.1)$$

$$V_0 = \frac{1}{0,21} \cdot [2 \cdot 94,56 + ((2+1,5) \cdot 1,83 + (3+2) \cdot 0,78 + (4+5) \cdot 0,63 + (5+6) \cdot 0,51)] = 10,03 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Объем трехатомных газов (7.2):

$$V_{\text{RO}_2} = 0,01 \cdot (\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{H}_2\text{S} + \sum m\text{C}_m\text{H}_n) \quad (7.2)$$

$$V_{\text{RO}_2} = 0,0186 \cdot (0,19 + 1 \cdot 94,56 + 2 \cdot 1,83 + 3 \cdot 0,78 + 4 \cdot 0,63 + 5 \cdot 0,51) = 1,968 \text{ м}^3$$

Теоретический объем азота (7.3):

$$V_{\text{N}_2} = 0,79 \cdot V_0 + 0,08 \cdot \text{N}_2 \quad (7.3)$$

$$V_{\text{N}_2} = 0,79 \cdot 10,03 + 0,08 \cdot 1,5 = 8,04 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Теоретический объем водяных паров (7.4):

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,01 \cdot (\text{H}_2 + \text{H}_2\text{S} + \sum \frac{n}{2} \text{C}_m\text{H}_n + 0,124 \cdot d_2) + 0,0161 \cdot V_0 \quad (7.4)$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,01 \cdot (2 \cdot 94,56 + 3 \cdot 1,83 + 4 \cdot 0,78 + 5 \cdot 0,63 + 6 \cdot 0,51 + 1,24) + 0,0161 \cdot 10,03 = 2,2 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Действительный объем продуктов сгорания (7.5):

$$V_2 = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} + (\alpha - 1) \cdot V_0 \quad (7.5)$$

$$V_2 = 1,968 + 8,04 + 2,2 + (1,7 - 1) \cdot 10,03 = 19,23 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Действительный объем продуктов сгорания при рабочих условиях (7.6):

										Лист
										50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2019.068.01 ПЗ

$$V_z^p = \frac{p_{н.у.} \cdot V_z \cdot T_p}{T_{н.у.} \cdot p_p}, \quad (7.6)$$

где $p_n = 760$ мм.рт.ст. – нормальное атмосферное давление;

$t_p = 120$ °С - температура отходящих газов;

$p_p = 718$ мм.рт.ст. – атмосферное давление в районе расположения ГПУ

$$V_z^p = \frac{760 \cdot 19,23 \cdot 393}{273 \cdot 718} = 29,3 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Найдем расход дымовых газов (7.7):

$$V = V_z^p \cdot B \quad (7.7)$$

$$V = 29,3 \cdot 0,06 = 1,758 \text{ м}^3/\text{с}$$

Скорость газов на выходе из дымовой трубы (7.8):

$$v = \frac{4 \cdot V}{v \cdot D^2} \quad (7.8)$$

$$v = \frac{4 \cdot 1,758}{3,14 \cdot 0,350^2} = 18,3 \text{ м/с}$$

Определим коэффициент f , необходимый для расчета коэффициента m (7.9):

$$f = \frac{10^3 \cdot v^2 \cdot D_0}{h_3^2 \cdot \Delta T} \quad (7.9)$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 18,3^2 \cdot 0,350}{11,2^2 \cdot 100} = 9,34$$

Коэффициент m (7.10):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} \quad (7.10)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{9,34} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{9,34}} = 0,591$$

					Опасная скорость ветра (7.11):	13.03.01.2019.068.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			51

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V \cdot \Delta T}{h_3}}, \quad (7.11)$$

где ΔT - разность температур отходящих газов и атмосферного воздуха
($\Delta T = 120 - 22,8 = 97,2 \text{ }^\circ\text{C}$);

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{1,758 \cdot 97,2}{11,2}} = 1,61 \text{ м/с} \Rightarrow 0,3 < v_m \leq 2 \Rightarrow$$

$$n = 3 - \sqrt{(v_m - 0,3) \cdot (4,36 - v_m)} = 1,102$$

Содержание оксидов азота в отходящих газах (7.12):

$$M_{\text{NO}_x} = \frac{C_{\text{NO}_x} \cdot V}{1000}, \quad (7.12)$$

где C_{NO_x} – концентрация оксидов азота для условий эксплуатации агрегата
 V – объемный расход отработавших газов

Рассчитаем концентрацию оксидов азота для условий эксплуатации агрегатов по формуле (7.13):

$$C_{\text{NO}_x} = C_{\text{NO}_x(5\% \text{O}_2)} \cdot \frac{\alpha_0}{\alpha}, \quad (7.13)$$

где $C_{\text{NO}_x(5\% \text{O}_2)} = 500 \text{ мг/м}^3$ – эмиссия оксидов азота при 5% содержании кислорода
 $\alpha_0 = 1,2$ – коэффициент избытка воздуха при нормальных условиях;
 $\alpha = 1,7$ – коэффициент избытка воздуха для условий нормальной эксплуатации

$$C_{\text{NO}_x} = 500 \cdot \frac{1,2}{1,7} = 352,94 \text{ мг/м}^3$$

Рассчитаем содержание оксидов азота в отходящих газах

$$M_{\text{NO}_x} = \frac{352,94 \cdot 1,758}{1000} = 0,62 \text{ г/с}$$

Определим максимальную приземную концентрацию вредных веществ (7.14):

										Лист
										52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2019.068.01 ПЗ

$$c_m = \frac{A \cdot M_{NO_2} \cdot F \cdot m \cdot n}{h^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}}, \quad (7.14)$$

где A – коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы для неблагоприятных метеорологических условий (для Урала $A=160$); [23]

M_{NO_2} – количество вещества, выбрасываемого в атмосферу, г/с;

F – коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе (для газообразных примесей $F=1$);

$$c_m = \frac{160 \cdot 0,62 \cdot 1 \cdot 0,591 \cdot 1,102}{11,2^2 \cdot \sqrt[3]{1,758 \cdot 97,2}} = 0,093 \text{ мг/м}^3$$

Так как $C_M^{NO_2} = 0,093 \text{ мг/м}^3 > \text{ПДК}_{NO_2} = 0,085 \text{ мг/м}^3$, то можно сделать вывод, что установленная дымовая труба не обеспечивает максимальную концентрацию окислов азота в приземном слое. Полученное значение выше, чем значение максимально-разовой ПДК[36]. Расчет велся без учета фоновой концентрации.

В связи с повышенными требованиями к вредным выбросам веществ в атмосферу потребуются мероприятия, позволяющие снизить концентрацию NO_x .

Наиболее перспективным методом очистки продуктов сгорания ГПА от оксидов азота является метод каталитической очистки, который может проводиться в диапазоне температур 250–500°C, характерных для отходящих газов большинства газоперекачивающих агрегатов.

На АО «ЧОКЭ» в городе Копейске тепло отходящих газов используется на собственные нужды путем установки котла-утилизатора за газопоршневый агрегатом. Таким образом, снижаем выбросы загрязняющих веществ.

Выбор технологии зависит от денежных средств предприятия, которые они готовы вложить в уменьшение вредных выбросов окислов азота.

8 КИП И АВТОМАТИКА

На АО «ЧОКЭ» в г.Копейске располагается один газопоршневой агрегат с выдачей электроэнергии в количестве 1025 кВт и тепловой энергии в количестве 1325 кВт на собственные нужды предприятия.

В выпускной квалификационной работе разработана функциональная схема автоматизации. Схема вычерчена в соответствии с ГОСТ 21.404-85. [7]

Автоматизация – это применение комплекса средств, позволяющих осуществлять производственные процессы без непосредственного участия человека, но под его контролем. Автоматизация производственных процессов приводит к повышению выпуска, уменьшению себестоимости и улучшению качества продукции, мнижает численность обслуживающего персонала, повышает надежность и долговечность машин, дает экономию материалов, а так же улучшает условия труда и техники безопасности.

Автоматизация освобождает человека от необходимости непосредственного

управления механизмами. В автоматизированном процессе производства роль	Лист
человека сводится к наладке, регулировке, обслуживанию средств автоматизации	53
Изм.	Лист
№ докум.	Подпись
Дата	

и наблюдению за их действием. Если автоматизация облегчает физический труд человека, то автоматизация имеет цель облегчить так же и умственный труд. Эксплуатация средств автоматизации требует от обслуживающего персонала высокой техники квалификации.

По уровню автоматизации теплоэнергетика занимает одно из ведущих мест среди других отраслей промышленности. Теплоэнергетические установки характеризуются непрерывностью протекающих в них процессов. При этом выработка тепловой и электрической энергии в любой момент времени должна соответствовать потреблению (нагрузке). Почти все операции на теплоэнергетических установках механизированы, а переходные процессы в них развиваются сравнительно быстро. Этим объясняется высокое развитие автоматизации в тепловой энергетике.

Состав объектов автоматизации газопоршневых агрегатов:

- системы охлаждения;
- системы выхлопа;
- системы подачи топлива;
- системы вентиляции;
- системы смазки;
- пневматические системы;
- электрические системы.

Автоматизируемое технологическое оборудование располагается как на самой газопоршневой станции, так и вблизи здания станции.

Основными целями создания Автоматизированной Системы Управления технологическими процессами (АСУ ТП) являются:

- улучшение технико-экономических показателей работы;
- обеспечение максимальной промышленной и экологической безопасности эксплуатации объекта;
- улучшение условий труда оперативного и эксплуатационного персонала;
- сокращение времени на определение причин неисправности оборудования;
- минимизация ошибочных действий персонала.

Описание системы автоматизации

Система ТЕМ EVO является головной частью модуля газового двигателя; она включает в себя функции управления двигателем, регулирования и контроля газового двигателя, а также дополнительные функции: аварийное охлаждение, регулирование контура нагрева и контроль.

Система предоставляет функции управления и индикации для оператора, регулирует и оптимизирует сжигание газа в цилиндрах, управляет и контролирует агрегат двигателя и генератора со всеми вспомогательными устройствами. Функции контроля обеспечивают защиту агрегата от недопустимых граничных состояний и повышают срок службы. Встроенные функции регулирования обеспечивают оптимальные и воспроизводимые параметры двигателя во всех рабочих состояниях. Во встроенном кратковременном и долговременном журнале на постоянном носителе данных сохраняются все основные измеренные значения, что позволяет полностью отслеживать собственные рабочие операции.

	Автоматизация	работы	мини-ТЭЦ	выполнена	отдельно	для	самих	ГПУ	Лист
									54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

вспомогательных систем объекта. Система автоматизации газопоршневой установки поставляется комплектно и выполнена на базе оборудования Schneider Electric.

Система управления ГПУ обеспечивает следующие основные функции защиты и регулирования:

- Запуск ГПУ со шкафа управления или через удаленный пульт управления
- Автоматическую синхронизацию с внешней сетью
- Автоматическое включение с режим параллельной работы с внешней сетью
- Автоматическое распределение выработки электроэнергии между ГПУ и потреблением из внешней сети (по сигналу 4...20 мА от мультиметра на вводных ячейках внешней сети) и поддержание заданного соотношения
- Автоматическое регулирование выдаваемой в сеть мощности
- Автоматическое поддержание частоты вращения двигателя
- Автоматическое отключение ГПУ при отсутствии синхронизации с внешней сетью
- Работу ГПУ при пропадании внешней сети и отключения для повторной синхронизации после ее появления
- Автоматическое поддержание требуемой температуры технологических жидкостей в рубашках двигателя. [27]

На схеме представлены трехходовой и выхлопной клапаны. Трехходовой клапан предназначен для регулирования параметров охлаждающей жидкости. Трехходовой клапан монтируется на тех участках магистралей, где требуется разделить поток циркулирующей жидкости на 2 контура, в данном случае поток делится на поток, идущий в теплообменник и поток, идущий непосредственно в газопоршневой агрегат. Выхлопной клапан делит отработавшие газа на два потока: в выхлопную трубу и на котел-утилизатор.

Контроль герметичности клапанов используется для проверки клапанов перед пуском газопоршневой установки.

Автомат контроля герметичности осуществляет проверку клапана V1 и V2 поэтапно. Проверку герметичности проходят два клапана, при этом одновременно проверяется только один.

Начальный этап контроля предполагает, что клапаны находятся в закрытом состоянии, контакты датчика давления — в разомкнутом, газа в пространстве между клапанами нет. Давление газа на входе соответствует P.

На электромагнитную катушку первого клапана с автомата, осуществляющего контроль герметичности, поступает напряжение (обычно — 220В переменного тока). Происходит открытие клапана на краткий период. Пространство между клапанами заполняет газ, срабатывает датчик давления.

После данных процессов происходит обесточивание катушки первого клапана, его закрытие и создание вместе со вторым закрытым клапаном состояния замкнутости. В автомате, контролирующем герметичность, происходит запуск таймера.

При присутствии утечки из второго клапана и критичном изменении давления автомат подает соответствующий сигнал, происходит блокирование подачи газа. При герметичности второго клапана и нормальном значении давления можно начинать тестировать первый.

	На	краткое время (2 секунды)	происходит открытие второго клапана.	Лист
			13.03.01.2019.068.01 ПЗ	55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

сбрасывается из пространства между клапанами. За данный временной отрезок давлению газа нужно достигнуть нуля, а контактам датчика давления — прийти в состояние разомкнутости.

Второй клапан закрывается, происходит запуск таймера. При негерметичности первого клапана давление в пространстве между клапанами повышается. В результате срабатывает датчик давления, и автомат, контролирующий герметичность, сигнализирует об отказе, подача газа блокируется. При отсутствии повышения давления и герметичном состоянии первого клапана осуществляется подача газа и начинается работы ГПУ.

Регулирование отдельных параметров

Автоматическое регулирование подачи топлива в цилиндры производится центробежным регулятором, который воздействует на работу топливных насосов. Это воздействие может быть непосредственным, как в регуляторах прямого действия, так и посредством вспомогательного механизма, как в регуляторах непрямого действия. Вспомогательный исполнительный механизм, называемый сервомотором, усиливает воздействие регулятора.

Регулирование уровня масла в баке осуществляется путем открытия дроссельной заслонки. Сигнал об изменении уровня масла поступает на преобразователь LS, затем на панель управления, обрабатывается и выдает сигнал на открытие дроссельной заслонки. Таким образом, необходимое количество масла попадает на двигатель.

Регулирование давления масла осуществляется с помощью клапана сброса давления. Этот клапан (иногда называемый редуцирующим клапаном) располагается на выпуске насоса. Клапан сброса ограничивает максимальное давление в системе, сливая масло обратно во впускной канал насоса.

Регулирование температуры масла осуществляется в контуре охлаждающей воды. Во всех случаях поддержание заданной температуры достигается изменением количества охлаждающей среды. Это выполняется автоматически с помощью регуляторов температуры.

Регулирование температуры охлаждающей жидкости осуществляется путем открытия трехходового клапана. Сигнал о повышении температуры охлаждающей жидкости выдается преобразователем TS на панель управления. После чего открывается трехходовой клапан и начинается забор охлаждающей жидкости из для снижения температуры охлаждающей жидкости.

Контрольно-измерительные приборы

На подающем и обратном трубопроводах сетевой воды идущей от газопоршневой станции установлены датчик давления MBS4200 (2 шт.), датчик температуры MBT5250 (2 шт.), термопреобразователь «ВЗЛЕТ» (2 шт.). Для измерения расхода сетевой воды установлен Расходомер «Энконт» с электронным блоком «Энконт» US-850-21 (2 шт.)

На трубопроводе подпиточной воды установлен термопреобразователь «ВЗЛЕТ» (1 шт.), расходомер "ВЗЛЕТ" (1 шт.). Также на трубопроводе прямой

сетевой	воды,	под	питочной	воды, а именно перед насосами установлено реле	Дист
				13.03.01.2019.068.01 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	56

давления KPI-35 G11/4A.

Для насоса электродвигателей установлены преобразователи частоты «DELTA» FD-CP3000.

Так же в качестве контрольно-измерительных приборов представлены детектор угарного газа RGD COO MP1, детектор природного газа RGD MET MP1, счётчик газа СГ-16М-100 и Датчик давления микропроцессорный с индикацией ДДМ-030160ДД-МИ (предел измерений 63 кПа).

Для измерения, индикации, регистрации параметров теплоносителя и тепловой энергии установлен Тепловычислитель "ВЗЛЕТ" ТСП-034.

Отбор мощности от генераторов газопоршневой установки выполнен через шкаф управления, который поставляется в комплекте с установкой. В состав шкафа входит секция силового электрооборудования, в которой смонтирован автоматический выключатель серии Masterpact (Schneider Electric), управляемый контроллером станции [30].

9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Газопоршневая установка (ГПУ) Guascor SFGM-560, мощностью 1025 кВт, предназначена для выработки и снабжения электрической и тепловой энергией АО «ЧОКЭ» филиал «Копейские электротепловые сети». Для повышения энергоэффективности работы газопоршневой установки реализуется проект по замене хладагента в системе охлаждения двигателя, благодаря чему увеличится теплосъём с двигателя, соответственно, большее количество теплоты будет утилизироваться и поступать на коте-утилизатор.

В качестве основного топлива используется природный газ. В двигателе происходит преобразование химической энергии газового топлива во вращательную энергию коленчатого вала. А коленчатый вал в свою очередь приводит в действие генератор переменного тока. Генератором переменного тока выступает синхронная электрическая машина с явнополюсным ($p=2$) ротором. Класс изоляции H. Исполнение по степени защиты IP 23.

Собственные потребления котельной с учётом субабонентов составляет 900кВт и обеспечивается параллельной работой трансформатора ТМ-1000 в существующей ТП-401. Мощность газопоршневой установки в режиме генерации составляет 1025кВт. Трансформатор выдаёт мощность на РУ – 0,4 кВ. В составе РУ вводные ячейки на базе панелей ЩО-70 для подключения трансформатора, ГПУ, существующего аварийного дизельгенератора и ячейки секционного выключения. Все ячейки выполнены на базе автоматических выключателей LS Metasol с внешним электроприводом.

К возможным аварийным ситуациям можно отнести:

- Взрыв, пожар, разрыв трубопровода;
- Протечки в запорно-регулирующей арматуре или в аппаратах;
- Сбои в работе системы электроснабжения;
- Прекращение подачи воздуха КИП;

– Прекращение подачи охлаждающей воды;

13.03.01.2019.068.01 ПЗ

Лист

57

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

– Загазованность и взрывы газовой смеси в помещении.

Согласно Приказу Минтруда России от 17.08.2015 №551н (ред.от 15.11.2018) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок" [28]:

В газопоршневой станции предусмотрено:

- внутреннее и наружное водяное пожаротушение;
- автоматическая пожарная сигнализация для всей станции ГПУ;
- первичные средства пожаротушения (огнетушители, ящики с песком);
- газоанализаторы газа, отсекающие подачу газа на станцию и выдающие сигнал о повышении концентраций взрывоопасной смеси;
- газоанализаторы дыма, выключающие вентиляцию и включающие автоматическую установку порошкового пожаротушения;
- подземный бак для аварийного слива масла из маслосистемы при возникновении пожара;
- противопожарные стены, отделяющие помещение баков масла;
- ограждения и поддоны для маслозаполненного оборудования;
- молниезащита здания;
- заземление трубопроводов и оборудования;
- калитка с путевым выключателем на входе на площадку обслуживания крана.

Перед пуском газопоршневой станции должны быть утверждены:

- технологическая инструкция по пуску в эксплуатацию и производству;
- инструкция по техническому обслуживанию и ремонту оборудования;
- инструкции по промышленной безопасности в целом по станции и для отдельного оборудования.

На период пуско-наладочных работ необходимо разработать мероприятия по обеспечению взрыво-пожаробезопасности. Работы повышенной опасности должны выполняться бригадой не менее двух человек.

Эксплуатация технических устройств должна осуществляться в соответствии с требованиями технологических инструкций, разработанных на основании технической документации изготовителя оборудования с учетом производственных условий и требований правил безопасности.

Строительные и монтажные работы, которые выполняет обслуживающий персонал или подрядные организации, относятся к работам повышенной опасности и обязательно должны производиться по нарядам-допускам.

Зону, где производятся строительные работы, необходимо оградить от действующих технологических устройств и коммуникаций, оборудовать знаками безопасности, плакатами, сигнальными устройствами и обеспечить нормативное освещение.

При выполнении строительных работ на двух ярусах и более (вертикальных отметках), расположенных один над другим, между ними должны быть устроены прочные перекрытия или установлены сетчатые ограждения, исключающие падение материалов или предметов.

Указание мер безопасности.

1. К работе с оборудованием допускается персонал, прошедший специальную подготовку, медицинское освидетельствование, изучивший эксплуатационную

документацию, материальную	часть, имеющий квалификационную группу	10 см			
	13.03.01.2019.068.01 ПЗ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	58

электробезопасности не ниже 3 и сдавший зачёт на право допуска к самостоятельной работе.

2. При работе с оборудованием необходимо соблюдать местные правила электробезопасности и нормативные акты, действующие в регионе.

3. Работа с оборудованием должна производиться только в соответствии с инструкциями по технике безопасности, приведённым в инструкции по эксплуатации ГПУ.

4. Работы по инсталляции, техническому обслуживанию и ремонту ГПУ должны выполняться только квалифицированным персоналом.

5. Все элементы ГПУ находятся под опасно высоким напряжением.

6. Использование воды для ликвидации огня при возникновении очагов возгорания вблизи зоны установки компонентов ГПУ запрещается.

7. Необходимо в первую очередь выполнять заземление всех кабелей перед соединением.

8. Оборудование должно находиться в строго горизонтальном положении. При перемещении необходимо соблюдать особую осторожность, т.к. падение или удар могут привести к серьёзному повреждению компонентов ГПУ.

Электробезопасность

Поражение электрическим током происходит чаще всего при прикосновении к токоведущим частям устройства или оборудования или же к не токопроводящим металлическим частям, которые оказались под напряжением. Ток высокого напряжения (выше 1000 В) может поражать и без прикосновения к проводнику через искровой промежуток при одном лишь приближении к сети высокого напряжения.

Электротравмы могут происходить и при поражении шаговым напряжением, которое возникает на поверхности земли в тех местах, где происходит обрыв сети высокого напряжения.

Воздействуя на нервную систему человека, электрический ток, приводит к судорожному сокращению мышц кисти и предплечья, вследствие чего пальцы рук, в которых находится провод, сжимаются настолько сильно, что освободить руки от провода становится невозможно (ток 10-15 миллиампер). Более сильный ток (25-50 миллиампер) вызывает судорожное сокращение мышц грудной клетки, сужение кровеносных сосудов, что приводит к ослаблению деятельности сердца и потере сознания. Электрический ток может вызвать фибрилляцию мышц сердца, то есть мелкое хаотическое подергивание их, из-за чего сердце перестаёт нагнетать кровь (переменный ток 100 миллиампер).

Классификация категорий помещения по электробезопасности:

1 категория – Помещения без повышенной опасности

– Сухие — 60% и влажные помещения влажность воздуха в которых не должна превышать 75%.

–Работающая приточно-вытяжная вентиляция. Не должно быть токопроводящей пыли и химических соединений в воздухе.

– Температура окружающего воздуха не превышает +35°C.

– Покрытие пола должно быть выполнено из материалов не проводящих

электричество.					13.03.01.2019.068.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

2 категория – Помещения с повышенной опасностью

- Сырые помещения. Влажность более 75%
- В воздухе возможно наличие токопроводящей пыли.
- Цеха с высоким содержанием в воздухе химических соединений.
- Полы выполнены из материалов способных, проводить электричество
- Помещения с высокой температурой. Возможность, одновременно прикоснуться к станку или другому оборудованию с одной стороны и металлическим частям (корпусам) электрооборудования или открытым проводящим частям с другой.

3 категория – Особо опасные

- Особо сырые. Влажность воздуха 100%. Стены и оборудование покрываются влагой выпадающей в виде конденсата.
- Помещения с активной химической или органической средой, возникающей в помещении в течение рабочей смены. Эта среда разрушает детали электроустановок и изоляцию проводов.
- Если возникают одновременно два фактора относящихся к условиям повышенной опасности.

4 категория – Территории, на которых установлены открытые электроустановки, где возможно поражение людей током, относятся к особо опасным помещениям

К категории особо опасных относятся ОРУ — открытые распределительные устройства. Трансформаторные подстанции, распределительные узлы состоящие из огромного количества электрооборудования. Расположенных на открытой местности и огороженные забором. Это закрытые для несанкционированного проникновения территории, на которых действуют особые отраслевые требования по охране труда и квалификации работников.

Основные мероприятия, обеспечивающие безопасность технологических процессов, и технические средства безопасности

По энергетическому оборудованию:

- ограждение вращающихся частей механизмов;
- теплоизоляция трубопроводов и оборудования;
- устройство безопасных площадок для обслуживания оборудования;
- предохранительные клапаны;
- заглушки на газопроводах.

По электротехническому оборудованию:

- заземляющие устройства трубопроводов и оборудования;
- молниезащита;
- изоляция электрических деталей постоянного тока, а так же защита от касания с токопроводящими частями (пульты, шкафы, щиты закрытого типа);
- ограждение всех токоведущих частей;
- механические и электромагнитные блокировки, которые исключают ошибочные действия персонала при производстве оперативных переключений;
- защита от перенапряжений и коротких замыканий;
- рабочее и аварийное освещение;
- для всех механизмов, работа которых производится в автоматическом режиме и осуществляется автоматическое управление, обязательно имеется

ручное управление, при котором предусмотрены только те блокировки, которые

13.03.01.2019.068.01 ПЗ

Лист

60

необходимы для защиты от несчастных случаев и предотвращения поломок оборудования.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники подразделяются на три категории [21].

– Электроприемники I категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования объектов связи и телевидения.

Из состава электроприемников первой категории выделяется «особая группа электроприемников», бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров.

– Электроприемники II категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и транспорта, нарушению нормальной деятельности городских и сельских жителей.

– Электроприемники III категории – все остальные электроприемники, не подпадающие под определения первой и второй категорий.

По надежности электроснабжения электроприемники станции в основном относятся ко II категории, при которой допускается перерыв на время переключения на резервные источники питания действиями оперативного персонала.

Часть электроприемников относится к электроприемникам I категории надежности электроснабжения. Данная категория допускает перерыв лишь на время автоматического переключения на резервный источник. К ним относятся аварийное освещение, установки пожарной сигнализации, а также механизмы, обеспечивающие безаварийную остановку агрегата.

Для питания системы автоматического управления газопоршневого агрегата предусмотрен агрегат бесперебойного питания.

К электроприемникам III категории надежности электроснабжения относятся электроприемники, перерыв в работе которых, допускается на время замены поврежденного элемента системы не более 1 суток. К ним относятся механизмы для производства ремонтных работ.

Предусмотрено устройство системы заземления TN-S, а так же система уравнивания потенциалов для обеспечения электробезопасности в электроустановках до 1кВ с глухозаземленной нейтралью [30]. Главной заземляющей шиной принимается медная шина РЕ щитов собственных нужд 0,4 кВ, которая соединена с заземляющим устройством.

Для защиты персонала станции от поражения электрическим током предусмотрено одно из основных мероприятий – заземляющее устройство в виде внутреннего и наружного контуров. Сопротивление заземляющего устройства, включая естественные заземлители, не должно превышать в любое время года величины 4,0 Ом [11].

Для защиты от поражения электрическим током обслуживающего персонала предусмотрен дополнительный комплекс мероприятий [11]:

– автоматическое отключение питания выключателями со временем срабатывания $< 0,4\text{с}$;

				Лист	
				13.03.01.2019.068.01 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	61

- все розеточные сети защищены аппаратурой, реагирующей на дифференциальный ток (УЗО) с $I_{\Delta z}=30$ мА;
- для ремонтного освещения применяется напряжение, равное 36 В;
- выполнение основной и дополнительной систем уравнивания потенциалов;
- применение светильников класса защиты II.

Здание, где располагается Газопоршневая установка, относится к III уровню защиты. Оно защищено от попадания в него молнии, а так же от заноса высокого потенциала через наземные коммуникации.

Металлические конструкции дымовых труб используются в качестве молниеприемников.

Выравнивание потенциалов происходит за счет объединения нулевых защитных проводников питающих линии, магистральных защитных проводников, металлических частей строительных конструкций, а так же технологических трубопроводов.

Работа газопоршневой установки полностью автоматизирована, следовательно, процессы, на которых основана работа ГПУ, так же протекают в автоматическом режиме. Контроль работы, а так же управление процессами ГПУ осуществляется дистанционно.

Пожарно-охранная сигнализация.

Основными сгораемыми веществами и материалами в МИНИ-ТЭЦ являются:

- кабельная продукция;
- электрооборудование, микропроцессорная техника;
- масло;
- природный газ.

К основным причинам возникновения пожара могут относиться:

- нарушение правил пожарной безопасности при проведении пожароопасных работ, относящихся к работам повышенной опасности;
- аварийные режимы работы технологического оборудования;
- аварийный режим работы электротехнических изделий;
- разряды статического или атмосферного электричества.

К основным пожароопасным веществам и материалам в здании МИНИ-ТЭЦ относится наличие газа и масла в газопоршневых агрегатах и баках свежего и отработанного масла.

Система предотвращения пожара в здании газопоршневой станции обеспечивается применением пожаробезопасных строительных материалов и инженернотехнического оборудования, прошедших соответствующие испытания и имеющих сертификаты в области пожарной безопасности, а также привлечением организаций, имеющих соответствующие лицензии для осуществления проектирования специальных разделов, монтажа, наладки, эксплуатации и технического обслуживания противопожарных систем.

Система противопожарной защиты обеспечивается комплексным решением объемно-планировочных, конструктивных особенностей зданий и применением средств автоматической пожарной сигнализации, автоматического

пожаротушения, ограничивающих распространение возможного пожара	и	Лист
обеспечивающих безопасную эвакуацию людей. Безопасная эвакуация людей	13.03.01.2019.068.01	62
Изм.	Лист	№ докум.
Подпись	Дата	

обеспечивается по защищенным эвакуационным путям независимо от оказания помощи извне. Пожаротушение котельной предусмотрено от существующих пожарных водоёмов МИНИ-ТЭЦ. Расстояние от проектируемого объекта до пожарной насосной не превышает 60м.

Для предупреждения пожара на потолке здания устанавливаются извещатели тепловые пожарные ИП103-2/1, монтируемые в 0,5м от светильников. У входной двери на высоте 1,5м от пола устанавливаются ручные пожарные извещатели ЕхИП535-1В. Сети пожарной сигнализации прокладываются по потолку и стенам в стальных трубках диаметром 25мм, проводом КПСВ 2х0,5 мм². Средства пожарной сигнализации должны быть включены в общую систему ОПС и введены в эксплуатацию до начала работ по монтажу технологической части оборудования.

Классификация помещений по огнестойкости представлена в таблице 9.1[9]

Таблица 9.1 – Классы огнестойкости, определяющих пожароопасность строения

Класс	Особенности конструкции
1	2
1	Объекты, возведенные полностью из негорючих материалов: камень, бетон или железобетон.
2	Сооружения, в которых частично используются в качестве несущих конструкций металлические узлы.
3	Постройки, относящиеся к первой категории, только в их конструкциях разрешено использовать деревянные перекрытия, закрываемые штукатурными растворами или гипсовыми плитами. Для деревянных перекрытий здесь используют листовые «трудногораемых» материалы.
3а	Каркасные здания из металлической основы (стальные профили), у которых степень огнестойкости низкая. Их обшивают негорючими материалами. здесь же можно использовать утеплитель из трудногораемого материала.
3б	Деревянные сооружения или постройки из композитных материалов, основа которых – древесина. Строения обязательно подвергаются обработке огнезащитными составами. Основное к ним требование – строительство вдали от возможных очагов возгорания.
4	Здания, возведенные из дерева, конструкции которых со всех сторон закрываются штукатурными растворами, гипсовыми плитами или другими изоляционными материалами, способными какое-то время сдерживать воздействие огня. Кровля обязательно подвергается огнезащите.

Окончание таблицы 9.1

1		2		
	4а	Строительные конструкции, собранные из стальных		Лист
			13.03.01.2019.068.01 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
				63

	профилей, необработанных защитными составами. Единственное – это перекрытия, которые также собираются из стальных конструкций, но с использованием негорючих теплоизоляционных материалов.
5	Здания и сооружения, к которым не предъявляются какие-то требования, касающиеся огневой стойкости, скорости возгорания и прочего.

Помещение, в котором располагается ГПУ, по огнестойкости относится к категории 2 и выполнено в виде железобетонного каркаса со стеновыми ограждениями из керамзитобетонных панелей. Покрытия здания из ребристых железобетонных плит с негорючим утеплителем. По конструктивной пожарной опасности здание относится к категории С0, по степени функциональной опасности к категории Ф5.1. Категория производства по степени пожарной опасности – Г, для помещения маслблоков В-3.

Автоматическая установка охранно-пожарной сигнализации предназначена для раннего обнаружения возгорания, а так же преступного проникновения в здание и передачи сигнала на пост дежурного. Проектируемая ОПС построена с использованием прибора приемно-контрольного охранно-пожарного «Сигнал-10» фирмы НВП «Болид» г.Королёв.

Охранно-пожарная сигнализация здания предусматривает:

- Сбор, обработку, передачу, отображение и регистрацию извещений о состоянии шлейфов охранно-пожарной сигнализации;
- Микропроцессорный анализ сигнала в шлейфах охранно-пожарной сигнализации для предотвращения саботажа;
- Управление устройствами СОУЭ;
- Отключение вентиляционных систем в здании при пожаре.

Ручной пожарный извещатель марки ИПР512-10 устанавливается у выхода из здания на высоте 1,5 метра от уровня пола. Место нахождения ручного пожарного извещателя обозначается знаком пожарной безопасности согласно ГОСТ 12.4.026-2001 и НПБ 160-97.

В кабельных каналах устанавливается тепловой линейный пожарный извещатель – термокабель.

При срабатывании пожарного извещения сбрасывает ШС и регистрирует «Сработка датчика». Если извещатель не перешёл в исходной состояние после сброса или при повторном срабатывании извещателя в течении 55с и срабатывании второго извещателя в шлейфе, прибор переходит в режим «Пожар».

При переходе в режим «Пожар» прибор включает систему оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Сигнал о сработке системы охранно-пожарной сигнализации передаётся по радиоканалу с помощью системы радиопередачи «Риф Стринг-204» в диспетчерскую с постоянным пребыванием дежурного персонала. Проектируемая СОУЭ принята первого типа по СП 112.13330.2011 [12], с автоматическим управлением от АУПС.

СОУЭ здания рассчитано на одновременную эвакуацию всех людей при пожаре и осуществляется подачей звуковых сигналов во все помещения данного

объекта	(включением звуковых пожарных оповещателей)	по командному	Лист
		13.03.01.2019.068.01 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись Дата
			64

импульсу «Пожар», формируемому АУПС.

В режиме с автоматическим управлением включение системы СОУЭ производится командным импульсом «Пожар» от АУПС, который формируется при срабатывании автоматического пожарного извещателя, либо ручного пожарного извещателя.

Расстановка звуковых оповещателей в здании обеспечивает расчётный нормируемый уровень звука в каждой точке защищаемых помещений, в соответствии с требованиями СП 112.13330.2011 [12]

Настенные звуковые оповещатели устанавливаются на высоте не менее 2,3 метра от пола. Звуковые оповещатели подключаются к линии без разъемных устройств и не имеют регулятора громкости.

10 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассматривается совершенствование системы утилизации теплоты уходящих газов за газопоршневым агрегатом Guascor SFGM-560 на АО «ЧОКЭ» филиал Копейские электротепловые сети с целью повышения эффективности его работы.

Данная модернизация проводится путем замены хладагента в системе охлаждения двигателя. При замене антифриза Havoline Antifreeze NT на новый Coolstream HD 6210, который имеет больший коэффициент теплоемкости,

повышается количество теплоты, снимаемое с двигателя со значения 10,85 кДж/кг

13.03.01.2019.068.01 ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	65
------	------	----------	---------	------	----

до 17,45 кДж/кг, увеличивается количество утилизируемой теплоты в котле-утилизаторе, а так же повышается температура сетевой воды в обратном трубопроводе, которая подогревается хладагентом, выходящим из котла-утилизатора. В результате замены хладагента требуется так же заменить центробежный насос в системе охлаждения.

Данная модернизация приводит к уменьшению затрат на топливо для нагрева теплоносителя, а так же экономит электроэнергию.

В результате АО «ЧОКЭ» приобрели энергоэффективное конкурентное оборудование нового поколения, позитивно влияющее на рентабельность производства энергии.

10.1 Смета капитальных и текущих затрат

В таблице 10.1 приведены капитальные затраты на модернизацию системы утилизации теплоты уходящих газов ГПА.

Таблица 10.1. – Смета капитальных затрат на проведение модернизации «ЧОКЭ» в г.Копейске

Наименование затрат	Стоимость, тыс.руб.
1	2
1 Проектные работы	1500,0
2 Оборудование:	
– насос WILO IL 65/170-0,8/4 1 шт. [48]	150,0
– вспомогательное оборудование [48]	500,0
3 Транспортировка до места установки	800,0
4 Монтаж	1020,0
5 Пуско-наладочные работы	1100,0
6 Затраты на комплектацию оборудования, тару и упаковку	185,0
Итого капитальных затрат	4605,0

Капитальные вложения в проект составили 4605 тыс.руб.

Расчёт текущих затрат после модернизации системы утилизации теплоты уходящих газов ГПА на «ЧОКЭ» в г.Копейске

После замены оборудования и пуско-наладочных работ газопоршневой установки на районной котельной «ЧОКЭ» в г.Копейске, начитается её эксплуатация.

Годовые текущие затраты:

- Затраты на антифриз Coolstream HD 6210;
- Затраты на топливо;
- Затраты на электроэнергию;
- Амортизационные отчисления.

Затраты на антифриз Coolstream HD 6210 равны 201 тыс.руб./год [39]

13.03.01.2019.068.01 ПЗ

Лист

66

Рассчитаем затраты на топливо

Стоимость расхода топлива в год, вычисляется по формуле (10.1), руб.:

$$I_m = C_m \cdot G_{год} \quad (10.1)$$

где $G_{год}$ - годовой расход топлива, тыс. м³/год = 980,5 тыс. м³/год по данным АО «ЧОКЭ» КЭТС

C_m – тариф на топливо, руб./тыс.м³,

$C_m = 2350$ руб./тыс.м³ - по ценам Филиал АО "Газпром Челябинск"

$$I_m = 2350 \cdot 980,5 = 2304175 \text{ руб} = 2304,2 \text{ тыс.руб./год}$$

Рассчитаем затраты на электроэнергию по следующей формуле (10.2):

$$I_э = C_э \cdot N_э \quad (10.2)$$

где $C_э$ - тариф на электроэнергию, руб./кВт·час

$C_э = 1,5$ руб/кВт·час -по тарифам АО «КЭС» [42].

$N_э$ - годовая суммарная электрическая мощность ГПА, котлоагрегатов, вспомогательного оборудования, приборов КИПиА [55]

$$I_э = 1,5 \cdot 1127000 = 1690500 \text{ руб./год} = 1690,5 \text{ тыс.руб./год}$$

Рассчитаем амортизационные отчисления по формуле (10.3)

$$I_a = H_a \cdot O_о \quad (10.3)$$

где H_a – норма амортизации, % ; $H_a = 10\%$

$O_о$ – затраты на оборудование, тыс.руб.

$$O_о = 150,0 + 500,0 = 650,0 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_a = 0,10 \cdot 650 = 65 \text{ тыс.руб./год}$$

Рассчитаем сумму текущих затрат:

$$I_c = 2304,2 + 1690,5 + 65,0 + 201,0 = 4260,7 \text{ тыс.руб./год}$$

Расчёт текущих затрат до модернизации системы утилизации теплоты уходящих газов ГПА на «ЧОКЭ» в г.Копейске

Затраты на антифриз Navoline равны 265,2 тыс.руб./год [40]

					Лист
					67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

13.03.01.2019.068.01 ПЗ

Рассчитаем затраты на топливо

Стоимость расхода топлива в год, вычисляется по формуле (10.1), руб.:

$$I_m = 2350 \cdot 1543,2 = 3626520 \text{ руб} = 3626,5 \text{ тыс.руб./год}$$

где $G_{\text{год}}$ - годовой расход топлива, тыс. м³/год, = 1543,2 тыс. м³/год – по данным АО «ЧОКЭ» КЭТС;

C_m – тариф на топливо, руб./тыс.м³,

$C_m = 2350$ руб./тыс.м³ - по ценам Филиал АО "Газпром Челябинск"

Рассчитаем затраты на электроэнергию по формуле (10.2):

$$I_э = 1,5 \cdot 1137000 = 1705500 \text{ руб./год} = 1705,5 \text{ тыс.руб./год}$$

где $C_э$ - тариф на электроэнергию, руб./кВт·час

$C_э = 1,5$ руб./кВт· час – по тарифам АО «КЭС» [42].

$N_э$ - годовая суммарная электрическая мощность ГПА, котлоагрегатов, вспомогательного оборудования, приборов КИПиА [55]

Рассчитаем сумму текущих затрат:

$$I_c = 3626,5 + 1705,5 + 265,2 = 5597,2 \text{ тыс.руб./год}$$

В таблице 10.2 представлен сравнительный анализ затрат первого и второго вариантов.

Таблица 10.2 – Сравнительный анализ затрат

Вид затрат	Капитальные затраты, тыс.руб.	Текущие затраты, тыс.руб./год
До модернизации системы утилизации	–	5597,2
После модернизации системы утилизации	4605	4260,7

Вывод: из суммы текущих затрат до модернизации и после видно, что газопоршневая установка действительно нуждается в совершенствовании системы утилизации теплоты, проект является целесообразным.

10.2 Расчет срока окупаемости

Срок окупаемости – важный показатель, позволяющий оценить эффективность проекта, в который вкладываются денежные средства – период окупаемости. Он показывает срок, в течение которого амортизация и суммы чистой прибыли направляются на возвращение капитала, инвестированного первоначально в дело [53].

13.03.01.2019.068.01 ПЗ

Лист

68

Срок окупаемости рассчитывается по формуле (10.4):

$$T_{ок} = \frac{K}{\Delta I}, \quad (10.4)$$

где K – капитальные затраты
 ΔI – экономия текущих затрат

Экономия текущих затрат:

$$\Delta I = I_1 - I_2, \quad (10.5)$$

где I_1 – текущие затраты до модернизации, тыс.руб./год
 I_2 – текущие затраты после модернизации, тыс.руб./год

$$\Delta I = 5597,2 - 4260,7 = 1336,5 \text{ тыс.руб./год}$$

Срок окупаемости:

$$T_{ок} = \frac{4605}{1336,7} = 3,4 \text{ года}$$

Вывод: Расчетный срок окупаемости проекта составил 3,4 года, что меньше 5 лет, принятых в практике долгосрочного кредитования в настоящее время, следовательно, проект экономически целесообразен.

10.3 Качественный анализ вариантов проектных решений

Состояние компании зависит от того, насколько успешно она способна реагировать на различные внешние воздействия. Анализируя внешнюю ситуацию, необходимо выделять наиболее существенные на конкретный период времени факторы.

Взаимосвязанное рассмотрение этих факторов с возможностями компании позволяет решать возникающие проблемы. Одним из самых распространенных методов, оценивающих внутренние и внешние факторы, влияющие на развитие компании можно назвать SWOT-анализ.

SWOT-анализ является необходимым элементом исследований, обязательным предварительным этапом при составлении любого уровня стратегических и маркетинговых планов.

(S) Strengths – сильные стороны;

(W) Weakness – слабые стороны;

(O) Opportunities – возможности;

(T) Threats – угрозы.

SWOT анализ – это анализ сильных и слабых сторон организации, а также возможностей и угроз со стороны внешней окружающей среды. «S» и «W»

13.03.01.2019.068.01/13

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист 69
------	------	----------	---------	------	------------

относятся к состоянию компании, а «О» и «Т» к внешнему окружению организации.

Проведем SWOT-анализ варианта с усовершенствованием системы утилизации теплоты уходящих газов ГПА и представим результаты в таблице 10.3.

Таблица 10.3 – SWOT-анализ варианта с усовершенствованием системы утилизации теплоты уходящих газов

S	W
1.Снижение затрат на топливо 2.Экономия электрической энергии	1.Затраты на разработку проекта и новое оборудование
O	T
1.Существование на рынке новых технологий 2. Поддержка со стороны местных властей	1.Нестабильность курса валют, вследствие повышения цен на покупку запчастей для ГПУ. 2.Задержки с поставкой оборудования.

В таблице 10.4 представлен SWOT-анализ варианта без усовершенствования системы утилизации теплоты уходящих газов ГПА.

Таблица 10.4 – SWOT-анализ варианта без усовершенствования системы утилизации теплоты уходящих газов

S	W
1.Отсутствие капитальных затрат	1. Периодические сбои в работе. 2. Повышенный расход топлива.
O	T
1. Развитие малой энергетики в России	1.Повышение тарифов на топливо и электроэнергию. 2.Конкуренты, использующие новые технологии, и снижающие издержки на выпускаемую продукцию.

Вывод: Анализируя матрицы SWOT возможных вариантов, можно сделать вывод, о том, что сильные стороны и возможности реализации модернизации системы утилизации теплоты отходящих газов за ГПА, весомее и значительнее слабых сторон и угроз внешней среды. Следовательно, предприятию необходимо сделать выбор в пользу первого варианта, для осуществления планов по повышению энергоэффективности оборудования и предприятия в городе Копейске.

10.4 Оценка движущих и сдерживающих сил модернизации ГПА

Соотношение влияния движущих сил реализации целей и сдерживающих сил,

этому препятствующих называется полем сил изменений.				Лист
13.03.01.2019.068.01 ПЗ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
				70

Для выявления движущих и сдерживающих сил реализации данного проекта используем инструментарий – график поля сил К. Левина. Приведенное поле сил характеризует направленность развития энергохозяйства предприятия.

Поле сил изменений характеризует организационную надежность состояния организации, устойчивость и целенаправленность его развития на результат, которые определяются соотношением движущих сил реализации цели и сдерживающих сил, этому препятствующих [37].

Рассмотрим движущие силы.

1. Газопоршневой агрегат несколько раз выходил из строя по причине перегрева двигателя. Поэтому необходимо увеличить теплосъем. Влияние данных сил может рассматриваться как сильное.

2. Наличие денежных ресурсов – предприятие АО «ЧОКЭ» является крупным предприятием производству тепловой энергии, ориентиром которого является внедрение новых технологий и модернизации существующего оборудования. Влияние данных сил можно рассматривать как среднее.

3. Стратегия Российской Федерации до 2020 года требуется повышения энергоэффективности работы предприятий. Влияние данных сил может рассматриваться как слабое.

Рассмотрим сдерживающие силы.

1. С каждым годом цены на зарубежные установки и детали растут. Всего за 3 года цена на насосы и запчасти данной марки увеличились в два раза. Это является большой проблемой предприятий. Влияние данных сил может рассматриваться как сильное.

2. Необходимость проведения испытаний и наладки оборудования специализированной организацией – замена хладагента в системе охлаждения двигателя, а так же проведение пуско-наладочных работ должно производиться специализированной организацией (заводом-изготовителем). Даже при наличии на предприятии АО «ЧОКЭ» высококвалифицированного персонала шеф-монтаж должен осуществляться заводом изготовителем, так как это является важным условием сохранения гарантийных условий оборудования. Влияние данных сил можно рассматривать как среднее.

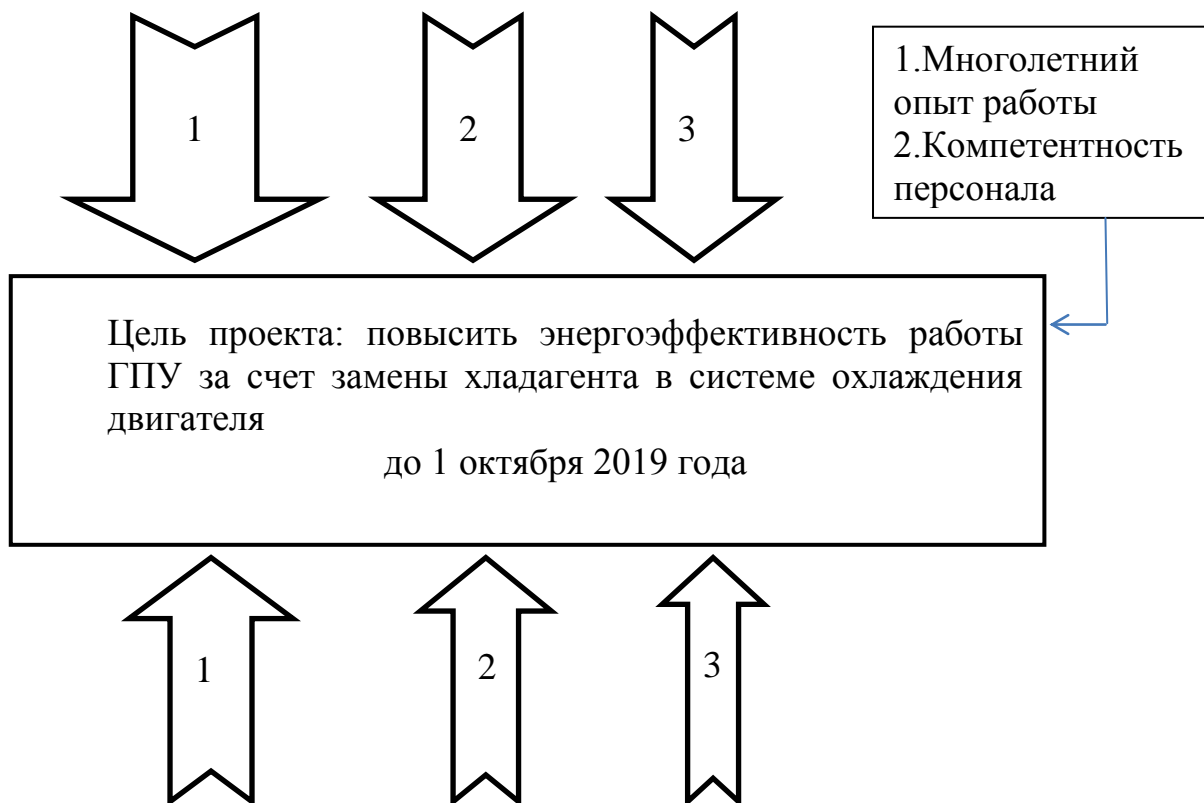
3. При модернизации ГПУ большую часть оборудования составляют агрегаты иностранного производства, что доставляет определенные трудности при перевозке. Поэтому в связи с дальностью доставки, могут произойти задержки. Влияние данных сил может рассматриваться как слабое.

Схему поля сил покажем на рисунке 10.1

Движущие силы

										Лист
										71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2019.068.01 ПЗ



Сдерживающие силы

Рисунок 10.1 – Схема поля сил

Вывод: Многолетний опыт работы, компетентность и профессионализм персонала АО «Челябоблкоммунэнерго» позволит выполнить разработку проекта.

10.5 Планирование целей проекта

Дерево целей подразумевает формирование иерархической структуры, получаемой путем расчленения общей цели на подцели, а их – на более детальные составляющие, для наименования которых в конкретных приложениях используют разные названия: направления, проблемы, программы, задачи, а начиная с некоторого уровня – функции. Такая процедура получила в последующем название структуризации цели.

На рисунке 10.2 представлено дерево целей проекта.



1.2 Цели технические и энергетические:
К 1.11.2019 г. наладить эксплуатационный режим оборудования, провести плановые осмотры и техническое обслуживание для данного оборудования.

1.3 Цели управленческие:
К 1.11.2019 г. Организовать грамотную и профессиональную работу всего персонала для надёжной и бесперебойной работы котельной.

1.1.1 до 1.10.2019 г. Провести пуско-наладочные испытания с целью надёжной и бесперебойной работы теплотехнического оборудования.	1.1.2. Контроль пуска нового оборудования в период с 1.09.19 по 1.10.19 г.	1.2.1 Установить локальную систему очистки вредных веществ, для снижения выбросов 1.10.19 г.	1.2.2 Приобрести оборудование по низким ценам. Заключение договоров до 1.08.19 г.	1.3.1 Обучить персонал для работы, в количестве 2 человек к 1.09.19 г.	1.3.2 Привлечь к работе квалифицированные кадры до 1.07.2019 г.
---	---	---	--	---	--

Рисунок 10.2 – Дерево целей проекта

10.6 График Ганта

График Ганта предназначен для иллюстрации разных этапов работы в сфере малого и среднего бизнеса. Визуально представляет собой простой набор полосок, состоящих из двух главных осей: дел и времени. Каждому временному промежутку приписывается определённая задача, которая должна быть выполнена.

В таблице 10.5 представлен График Ганта по мероприятиям реализации цели проекта.

Таблица 10.5 – График Ганта

Этапы работы	Исполнители	2019г												
		Май		Июнь		Июль		Август		Сентябрь		Октябрь		
		1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	
Анализ актуальности и окупаемости проекта	Отдел маркетинга	■	■											
Разработка проекта	Проектный отдел			■	■									
Составление проектной документации	Юридический отдел					■	■							
Оформление и заключение договоров с поставщиками	Юридический отдел					■	■	■	■					
Подготовительный	Подрядная							■	■					
13.03.01.2019.068.01 ПЗ														
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата										73

ые работы	организация												
Монтаж нового оборудования	Подрядная организация												
Пуско-наладочные работы	Подрядная организация с эксплуатационным персоналом												
Запуск станции	Эксплуатационный персонал												

Вывод: на графике Ганта изображен весь цикл работ по модернизации районной котельной на «ЧОКЭ» в г.Копейске. По этому графику видно, что все этапы модернизации на котельной будут проведены за 6 месяцев.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был предложен вариант повышения энергоэффективности газопоршневой установки Guascor SFGM-560 на ОА «ЧОКЭ» КЭТС путем замены хладагента в системе охлаждения двигателя. Был произведен тепловой расчет рабочего процесса двигателя внутреннего сгорания, в котором были определены основные размеры двигателя, а именно: литровая мощность $V_h = 3,28$ л, диаметр поршня $D = 180$ мм, ход поршня $S = 235$ мм, скорость поршня $C_m = 11,7$ м/с. Индикаторный КПД для газового двигателя $\eta_i = 0,43$, литровая мощность двигателя $N_l = 19,5$ кВт/л.

Из теплового баланса двигателя был произведён расчёт тепла, эффективного для эффективной работы двигателя, для газовых топлив, а также было посчитано тепло, унесенное с охлаждающим агентом, тепло, унесенное выпускными газами, тепло, потерянное от неполноты сгорания топлива. Рассчитана система охлаждения двигателя, а так же котел-утилизатор.

В научной часть рассматривается вопрос повышения энергоэффективности котельной, при замене антифриза. Рассчитана система охлаждения двигателя с новым антифризом и количество теплоты, которое снимается им с двигателя. Соответственно, большее количество теплоты утилизируется, идя в котел утилизатор. Так же повышается температура воды в обратном трубопроводе, что позволяет снизить затраты топлива на подогрев теплоносителя в котельной, а так же затраты на электроэнергию.

В разделе энергосбережение были рассмотрены способы повышения энергоэффективности котельной.

Кроме того, для обеспечения экологической безопасности работы станции был выполнен поверочный расчет дымовой трубы, в результате которого было выявлено, что установленная дымовая труба не выполняет свою функцию, то есть концентрация вредных веществ в приземном слое атмосферы превышает ПДК.

Далее были приведены мероприятия, которые позволяют снизить вредные

выбросы в атмосферу.

В разделе «КИП и автоматика» рассмотрена автоматика газопоршневой установки, контрольно-измерительные приборы, а так же регулирование процессов. Разработана функциональная схема автоматизации.

В разделе «Экономика и управление» рассчитаны текущие затраты, а также капитальные затраты на модернизацию ГПУ. Был рассчитан срок окупаемости проекта, который составил 3,4 года.

В Графической части представлено 7 листов чертежей формата А1, план АО «ЧОКЭ» Копейские электротепловые сети, разрез двигателя Guasco SFGM-560, тепловая схема МИНИ-ТЭЦ, котел-утилизатор, демонстрационный лист по научной части, функциональная схема автоматизации и демонстрационный лист по экономико-управленческой части работы. Чертежи выполнены с применением системы автоматизированного проектирования «КОМПАС».

					<i>13.03.01.2019.068.01 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Концепция промышленной политики Челябинской области на период до 2020 года. Утверждена постановлением правительства Челябинской области от 19.12.2012 г. № 676-П

2 Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации. Введен 23 ноября 2009 г. – М.: Российская газета – Федеральный выпуск № 5050 (226), 2009.

3 Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ (ред. От 18.07.2011). О теплоснабжении. Введен 27 июля 2010 г. // Российская газета. – 2010. – №5247 (168), 2010.

4 Федеральный закон от 10.01.2002 №7-ФЗ. Об охране окружающей среды. Введен 10 января 2002 года. // Российская газета. – 2002 – Федеральный выпуск №2874 (0), 2002.

5 Федеральный закон РФ от 21 июля 1997 № 116-ФЗ. О промышленной безопасности опасных производственных объектов. – М.: Российская газета, 1997.

6 Федеральный закон РФ от 22 июля 2008 № 123-ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. – М.: Российская газета, 2008.

7 ГОСТ 21.404-85 «Автоматизация технологических процессов». – М.: Изд-во Стандартиформ, 2007

8 ГОСТ 21.403-80 СПДС. Обозначения условные графические в схемах. Оборудование энергетическое. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006

9 ГОСТ 27331-87 «Пожарная техника. Классификация пожаров». М.: Стандартиформ, 2006

10 ГОСТ 12.1.003–83 «Шум. Общие требования безопасности». М.: Стандартиформ, 2008.

11 ГОСТ 12.1.030–81 «Электробезопасность. Защитное заземление, зануление». М.: Стандартиформ, 2007.

12 СП 112.13330.2011. Пожарная безопасность зданий и сооружений/ Актуализированная редакция СНиП 21-01-97* – М.: Минрегион России, 2007.

13 СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение/ Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* – М.: Минрегион России, 2010.

14 СТО 70238424.27.100.056-2009 Дизельные и газопоршневые электростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – М.: Изд-во стандартов, 2012.

15 СТО ЮУрГУ 04–2008 Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению / составители: Т.И. Парубочая, Н.В. Сырейщикова, В.И. Гузеев, Л.В. Винокурова. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008.

16 Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ для направления подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника»: учебное пособие для бакалавров и магистрантов / А. А. Алабугин, Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. – 44 с.

17 Алабугина, Р.А. Выпускная квалификационная работа: структура, требования к оформлению и нормоконтролю: методические указания / Р.А.

Алабугина. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 43 с.

13.03.01.2019.068.01 ПЗ

Лист

76

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

18 Абрамов, А.И. Повышение экологической безопасности тепловых электростанций: учебное пособие для вузов / А.И. Абрамов, Д.П. Елизаров, А.Н. Ремезов и др.; под ред. А.С. Седлова. – М.: Издательство МЭИ, 2010. – 376 с.

19 Булкин, А.Е. Автоматическое регулирование энергоустановок: учебное пособие для вузов. Гриф МО РФ / А.Е. Булкин. – М.: Изд-во МЭИ, 2009.

20 Буров, В.Д. Тепловые электрические станции. Учебник для вузов / В.Д. Буров, Е.В. Дорохов, Д.П. Елизаров. – М.: Изд-во МЭИ, 2009.

21 Ветошкин, А.Г. Безопасность жизнедеятельности: Оценка производственной безопасности./ А.Г. Ветошкин., Г.П. Разживина – Пенза: Изд-во Пенз.госуд.архит.-строит. Академии, 2012.-172 с.

22 Гольдинер, А.Я. Газопоршневые электроагрегаты / А.Я. Гольдинер, М.И. Цыркин, В.В. Бондаренко. – СПб.: Галея Принт, 2006. – 240 с.

23 Грибанов, А.И. Очистка дымовых газов. Часть I. Курс лекций. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2006

24 Зайцев, В.А. Промышленная экология. Учебное пособие / В.А. Зайцев. – М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2012. – 382 с.

25 Иващенко, Н.А. Газопоршневые двигатели как источники энергии для больших городов / Н.А. Иващенко, Ю.Л. Маслов // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. Машиностроение. – 2007. – № спецвыпуск. – С. 187-194.

26 Кулманаков, С.П. Разработка алгоритма управления газопоршневым двигателем с индивидуальными инжекторами / С.П. Кулманаков, М.Э. Брякотин, С.С. Кулманаков // Ползуновский Вестник. – 2012. – № 3/1. – 8 с.

27 Овчаренко, Н.И. Автоматика энергосистем: учебное пособие для вузов / Н.И. Овчаренко. – 3-е изд., и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. 476 с.

28 Правила по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок: Приказ Минтруда России №551н от 17 августа 2015 г.

29 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок: Приказ №328н от 24 июля 2013г.

30 Руководство по эксплуатации двигателя Guascor SFGM-560, 2010. – 288 с.

31 Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебник для вузов / А.В. Клименко, О.Л. Данилов, А.Б. Гаряев, И.В и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2010.

32 Назмеев, Ю.Г. Теплообменные аппараты ТЭС: учеб. пособие для вузов / Ю.Г. Назмеев, В.М. Лавыгин. – М.: Издательство МЭИ, 2007. – 268 с.

33 Стерман, Л.С. Тепловые и атомные электрические станции: учебник для вузов / Л.С. Стерман, В.М. Лавыгин, С.Г. Тишин. – М.: Издательство МЭИ, 2010. – 463 с.

34 Макаревич, Е.В. Разработка методики выбора газопоршневых установок для энергоснабжения потребителей: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Е.В. Макаревич. – М.: Изд-во МЭИ, 2012. – 20 с.

35 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. – СПб. – 2001.

36 Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. – СПб. – 2012

37 Михеев Д.В. Экономические перспективы развития малой энергетики РФ

на	основе когенерационного	оборудования / Михеев Д.В. Шабалин И.С. – М.	Изм
		13.03.01.2019.068.01 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись Дата

Издательство МЭИ, 2010. – 13 стр.

38 Черемных, Д.Н. Газопоршневые установки как альтернативный / Д.Н. Черемных, Е.В. Ташлыкова, М.Г. Разепина // Молодой ученый. – 2014. – №21. – С. 23-25.

39 Антифриз Coolsteam HD – <https://www.cool-stream.ru/catalog2/antifreeze/>

40 Антифриз Navoline – <https://autozhidkosti.ru/antifreeze/havoline.html>

41 Газопоршневые электростанции Castore – <http://www.rotpower.ru/equipment/cater-pillar/>

42 Газопоршневые электростанции – <http://mea-energo.ru/catalog/gazoporshnevie-elektrostantsii/>

43 Газопоршневые электростанции – <http://www.oopkt.ru>

44 Газопоршневые электростанции импортного производства – <http://www.cogeneration.ru/equipment/#gpu-imp>

45 Газопоршневые электростанции - реальное энергоснабжение – <http://sintur.ru/stat/456/>

46 Малая энергетика против энергетических монстров – <http://www.kursdela.biz/journal/18617/>

47 Малая энергетика России – <http://aenergy.ru/358>

48 Насосная техника Wilo – <https://wilo.com/ru/ru/>

49 Новая генерация – <http://www.manbw.ru/>

50 Оценка эффективности работы мини-ТЭЦ на базе газопоршневых установок – <http://www.nauteh-journal.ru/index.php/---etn13-11/1059>

51 Потенциал применения газопоршневых двигателей – <http://www.energyland.info/files/library/072009/ad284d4e76ee0fdb5d88e2073bdb2b11.pdf>

52 Розничные цены на природный газ для населения Челябинской области – <http://www.novatek74.ru/gaz-narody/naselen/>

53 Срок окупаемости проекта – <http://www.kursdela.biz/journal/18617/>

54 Стратегия социально-экономического развития Челябинской области до 2020 года от 26 марта 2014 года – <http://docs.cntd.ru/document/428673490>

55 АО «ЧОКЭ» – <http://choke.ru/>

56 Энергетические установки на базе газопоршневых двигателей – http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=781

57 Эффективное энергоснабжение – <http://sintur.ru/stat/456/>

58 Энергетическая стратегия России до 2030 года» от 13 ноября 2009 года – <http://www.scrf.gov.ru/documents/15/122.html>

										Лист
										78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2019.068.01 ПЗ