

Министерство науки и высшего образования РФ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

институт

Теплотехника и гидрогазодинамика

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В.А. Кулагин

подпись

инициалы, фамилия

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Использование автоматических угольных котельных «Терморобот» для

тема

повышения эффективности работы котельных малой мощности

13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

код и наименование направления

13.04.01.01 Энергетика теплотехнологий

код и наименование магистерской программы

Руководитель

подпись, дата

доцент, к. ф.-м. н.

должность, ученая степень

Е.Б. Истягина

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

К.М. Сабитов

инициалы, фамилия

Рецензент

подпись, дата

должность, ученая степень

инициалы, фамилия

Красноярск 2023

Министерство науки и высшего образования РФ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
**«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Политехнический институт

---

институт

Теплотехника и гидрогазодинамика

---

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В.А. Кулагин

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

подпись

инициалы, фамилия

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**

**в форме**

\_\_\_\_\_ магистерской диссертации

бакалаврской работы, дипломного проекта, дипломной работы, магистерской диссертации



## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	5
1 Перспективы развития котельных в России и выбор оптимальной технологии .....	7
2 Обзор автоматических блочно-модульных котельных «Терморобот» .....	10
2.1 Применение технологии на территории Российской Федерации .....	10
2.2 Сущность предлагаемой разработки, основные преимущества и недостатки.....	11
2.3 Устройство и принцип работы котла .....	12
2.4 Состав оборудования .....	15
2.5 Механизм подачи топлива .....	17
2.5 Топка и жаротрубный теплообменник .....	19
2.6 Линейная (канально-шнековая) горелка Терморобот .....	21
2.7 Тепломеханические узлы котла.....	24
3 Теплоснабжение посёлка Емельяново Красноярского края.....	26
3.1 Общие сведения, характеристика района.....	26
3.2 Состав оборудования и режимы работы существующих тепловых сетей и источников теплоснабжения.....	27
3.3 Анализ существующих технических проблем в системах теплоснабжения и источниках тепловой энергии.....	32
4 Техническое решение для повышения эффективности теплоснабжения посёлка Емельяново .....	33
5 Выбор основного и вспомогательного оборудования котельных .....	36
5.1 Тепловая схема котельной .....	36
5.2 Численность и количество автоматических блочно-модульных котлов ..	37
5.3 Выбор тягодутьевого оборудования .....	40
5.4 Загрузка топлива и утилизация золы .....	44
5.5 КПД и экологические показатели .....	45
5.6 Электрооборудование и котельная автоматика .....	46
5.7 Гидравлический расчет тепловых сетей.....	47
5.8 Подбор насосного оборудования .....	56
6 Расчет выбросов вредных веществ до и после реконструкции.....	57

7	Экономическое обоснование .....	62
7.1	Расчёт стоимости строительно-монтажных работ .....	62
7.2	Расчёт эксплуатационных затрат.....	64
7.3	Расчёт технико-экономических показателей .....	66
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	70
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	72

## ВВЕДЕНИЕ

Обеспечение теплового комфорта в жилищах, соответствующего современным требованиям, является одной из важнейших задач теплоснабжения, поэтому к качеству систем теплоснабжения населенных пунктов предъявляются требования технического совершенства при надежном обеспечении тепловой мощностью потребителей.

На территории России в качестве источника теплоснабжения часто используют угольные котельные. Экономически выгодно размещение таких котельных в не газифицированных регионах или регионах, соседствующих с угледобывающими, в таком случае затраты на транспортировку топлива минимальны, и угольная котельная работает с высокой эффективностью.

Оборудование многих действующих котельных характеризуется низким уровнем механизации, автоматизации, большой долей ручного труда. Большое количество мелких котельных невысокой мощности имеют высокую себестоимость тепловой энергии.

Кроме того, в котельных отсутствуют приборы учета произведенной и отпущенной тепловой энергии, и теплоносителя, средства автоматического управления технологическими процессами, что затрудняет контроль и обслуживание оборудования, а использование твердого топлива увеличивает экологические проблемы.

Проблемы в теплоснабжении, накопившиеся за многие годы, отрицательно сказываются на нормальном функционировании не только жилищно-коммунального комплекса, но и топливно-энергетическом комплексе страны.

Одним из решений этой задачи является внедрение автоматических угольных котельных в целях повышения эффективности теплоснабжения.

Целью магистерской диссертации является обоснование использования автоматических блочно-модульных котельных (АБМК) для повышения

эффективности работы котельных малой мощности и улучшения экологической обстановки регионов.

Для достижения поставленной цели сформулированы следующие задачи:

- произвести анализ существующих источников теплоснабжения;
- выбрать эффективное техническое решение в рамках реконструкции;
- рассчитать и выбрать основное и вспомогательное оборудование;
- произвести оценку стоимости предлагаемой реконструкции, рассчитать технико-экономические показатели, себестоимость отпуска единицы тепловой энергии для потребителей;
- провести анализ воздействия реконструированной схемы теплоснабжения на окружающую среду.

Объектом исследования являются теплоисточники посёлка Емельяново.

Большой запас топлива в сочетании с высокой степенью автоматизации его сжигания должен обеспечить реализацию на базе АБМК новой эффективной технологии автономного отопления углем, которая позволит:

1. Экономить топливно-энергетические ресурсы.
2. Сократить затраты на фонд оплаты труда.
3. Сократить количество отходов от производственной деятельности котельной.
4. Усилить дистанционный контроль за параметрами работы источника тепловой энергии.

## **1 Перспективы развития котельных в России и выбор оптимальной технологии**

Основная задача котельной – быть надежной и долговечной. Как минимум, при разработке технико-экономического обоснования, надо не просто обосновывать уже сформированное техническое задание, а сравнивать варианты реконструкции и нового строительства, оценивать влияние на качество функционирования системы теплоснабжения.

Сегодня значительная часть основных фондов производственных предприятий, в том числе здания котельной, котельное оборудование, требует модернизации или реконструкции. Это в первую очередь связано с тем, что действующие тепловые установки исчерпали свой ресурс и не отвечают современным эксплуатационным нормам и нормам энергоэффективности.

Реконструкция котельной – это полная или частичная замена изношенного котельного оборудования на новое, техническое совершенствование теплового источника, оптимизация работы системы в целях повышения эффективности работы установки, снижения эксплуатационных затрат и приведения котельной в полное соответствие современным требованиям.

Многие котельные до сих пор работают на твердом или жидком топливе, при наличии возможности использования природного газа в качестве топлива. Кроме того, сами котлы, горелочное, насосное, теплообменное оборудование, автоматика и химическая водоподготовка таких котельных морально и физически устарели. Они не отвечают современным требованиям, как по своей конструкции, так и по своим техническим данным, в том числе по параметрам энергоснабжения. Расчетный срок эксплуатации такого оборудования (при условии неукоснительного соблюдения правил и норм технического обслуживания) составляет 20-25 лет, тогда как оборудование эксплуатируется гораздо дольше, зачастую без соблюдения рекомендаций заводоизготовителей.



Все это приводит к частным поломкам, повышенным затратам на ремонт с заменой отдельных узлов и деталей и, как следствие, к повышению тарифов на отпускаемое тепло и горячую воду. Поэтому с каждым годом наиболее актуальным становится комплексная работа по реконструкции котельных.

Своевременная реконструкция котельной, котельного оборудования и здания котельной существенно повышает тепловую эффективность объекта, а также напрямую влияет на количество полезного тепла (тепловую мощность), которое котельная способна вырабатывать. Вместе с этим в результате реконструкции повышается надежность всего оборудования, уменьшаются затраты на закупку энергоносителей и на водоподготовку. Вовремя проведенная реконструкция котельной улучшает качество услуг по снабжению теплом абонентов и помогает сократить величину вредных выбросов в атмосферу (увеличивается уровень экологической безопасности объекта).

Реконструкция котельной может выполняться различными путями. При этом решения внедряются как в комплексе, так и по отдельным направлениям. К ним относятся:

- Замена устаревшего нагревательного оборудования на современное (более мощное либо имеющее лучшие показатели КПД), а также установку новых горелок для оптимизации режимов его работы.

- Модернизация систем подачи и подготовки топлива и теплоносителя.

Современные котлы и вспомогательное оборудование, устанавливаемое в процессе реконструкции, отлично интегрируется с компьютерными системами, обеспечивая не только полный контроль над системой, что позволяет снизить влияние человеческого фактора, но и удобство управления параметрами работы котельной. Больше нет необходимости в постоянном контроле и неотступном присутствии персонала в помещении котельной, что позволяет сократить затраты на содержание обслуживающего персонала.

Возможные виды работ при реконструкции котельной:

- переход к водогрейному режиму котлов (вместо парового режима);

- внедрение альтернативных видов топлива (переход на сжигание газа, угля, жидких энергоносителей, нетрадиционных источников тепла – шлама, древесной щепы, нефти, низкосортного угля и отходов растительного происхождения);

- внедрение индивидуальных комплексных автоматизированных систем управления оборудованием;

- другие полезные модернизационные работы с котельным оборудованием.

Модернизация котельных малой мощности является большой проблемой, которая решается повсеместно в Российских регионах.

На данный момент хорошо зарекомендовали себя котельные, выпускаемые под ключ, которые производятся на территории России в больших объемах.

В настоящее время на рынке существует огромное количество различных моделей автоматических твердотопливных водогрейных котлов. Импортные производители: Metal-Fach (Польша), Heiztechnik (Польша-Россия), Buderus (Германия-Россия), Termodinamik (Турция), Galmet (Польша), PEREKO (Польша), SAKOVICH (Польша). Российские производители: Vulkan, Master, Прометей, ZOTA, Терморобот, WIRT, Комфорт ЭКО, Теплотрон, Green. Очевидно, что котлы каждой из компаний-производителей имеют свои преимущества и недостатки.

Одним из современных подходов является использование котельных «Терморобот». В качестве основных преимуществ котлов данного производителя можно выделить:

- налаженная система работы в регионах с пониженными температурами;

- высокая степень безопасности. Благодаря продуманной конструкции риски непредвиденных ситуаций и поломок сведены к минимуму. В частности, используется шнековый механизм подачи угля, который исключает заклинивание при попадании крупного камня;

– строительство котлов под ключ. Выполнение всех этапов работы берет на себя компания, риск упустить что-либо из вида сводится к нулю;

– высокий КПД - 86-89%. На автоматизированных тепловых котлах отсутствует как механический, так и химический недожог: в горелке нет прозоров, а шнек продвигает и непрерывно ворошит горящий уголь, воздух проходит через сопла линейной горелки в результате чего уголь выгорает полностью;

- при использовании рекомендованного угля котлы имеют высокий КПД 89% и малые выбросы вредных веществ.

Ввиду вышеизложенного в данной работе для повышения эффективности работы котельных, работающих на устаревших твёрдотопливных котлах, рассматривается использование автоматических угольных котельных «Терморобот».

## **2 Обзор автоматических блочно-модульных котельных «Терморобот»**

### **2.1 Применение технологии на территории Российской Федерации**

Компания «Терморобот» занимается производством котельного оборудования с 2010 г. За 12 лет успешной работы было произведено более 2200 котлоагрегатов. Твердотопливные котлы работают на большинстве видов каменных и бурых углей, а также на биотопливе – пеллетах, сжигая их в кипящем слое. КПД автоматических котлов достигает 86-89%, существенно сокращает потери тепла и исключает физический и химический недожог, что позволяет экономить до 15% топлива.

Котельное оборудование изготавливается из дорогостоящих материалов для достижения максимальной надежности и бесперебойной работы. Производство находится в Новосибирской области, однако, продукция используется по всей стране: в Забайкальском, Хабаровском крае, в Иркутской

области, в Москве, в Якутии. В Красноярском крае системы автономного теплоснабжения «Терморобот» эффективно работают в Балахтинском, Шарыповском и Минусинском районах, в райцентрах — поселке городского типа Большая Мурта и Боготоле.

Котельные «Терморобот» используются для обеспечения горячим водоснабжением и отоплением жилых и промышленных объектов.

## **2.2 Сущность предлагаемой разработки, основные преимущества и недостатки**

Терморобот — это автоматические угольные водогрейные жаротрубные отопительные котлы со шнековой системой подачи угля и удаления золы. Диапазон мощностей котельных Терморобот широк: от 60 кВт до 5–7 МВт. АБМК могут применяться для автономного отопления любых объектов площадью от 150 до 4 000 м<sup>2</sup>, не подключенных к газу и центральному отоплению.

Могут применяться как источник горячей воды в технологических процессах.

Интеллектуальная микропроцессорная автоматика обеспечивает бесперебойность отопления и полное сгорание угля. Это гарантирует экономичность и экологичность котельной, а также ее высокие потребительские свойства (котельная обеспечивает покупателю комфорт и удобство).

В настоящее время разрабатываются бытовые котлы мощностью 12–20 кВт и промышленные, мощностью до 200 кВт.

Основные преимущества котельных Терморобот:

– *экономичность*: цена полученного тепла ниже, чем при использовании других видов топлива; покупатель платит только за фактически потребленное тепло, нет затрат на з/п кочегаров.

– *полностью исключен ручной труд*: загрузка угля и вывоз золы происходит механизированным способом.

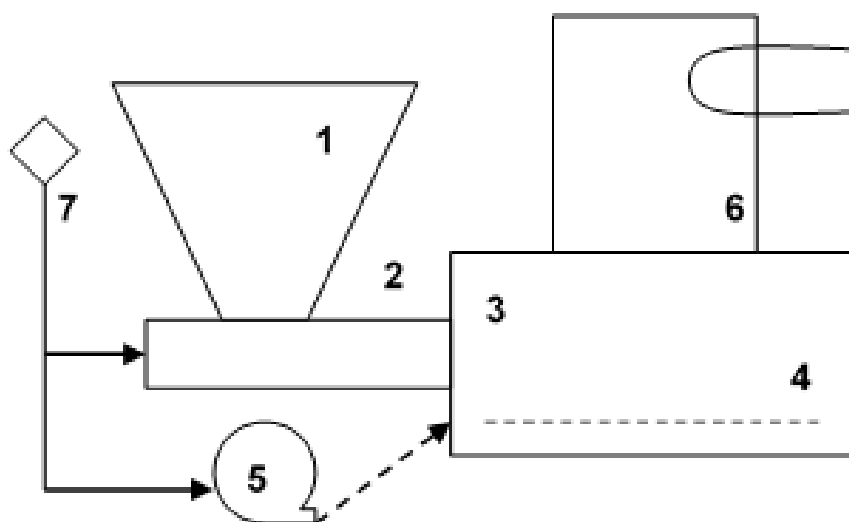
– *не требуется круглосуточный контроль за отоплением*; полная автоматизация котла позволяет обслуживать котельную всего 2–4 раза за отопительный сезон в удобное время, либо вообще передать эту работу нашей сервисной службе.

– *высокие экологические показатели*: количество вредных выбросов в 20–50 раз ниже, чем допускается по ГОСТ (это на уровне газовых котельных) и гораздо ниже, чем у угольных печей и неавтоматических угольных котлов.

Для работы котельной не требуется присутствие в ней кочегаров или операторов, ручной труд полностью исключен, а «умная» автоматика обеспечивают бесперебойность и безопасность всего процесса.

### 2.3 Устройство и принцип работы котла

Общая структурная схема котла стандартна и не является предметом разработки. На рисунке 1 представлена принципиальная схема оборудования.



1 – бункер; 2 – механизм подачи топлива, 3 – топочная камера, 4 – горелочное устройство, 5 – дутьевой вентилятор, 6 – поверхностный теплообменник, 7 – блок автоматики

## Рисунок 1 – Принципиальная схема котла «Терморобот»

Уголь из бункера 1 с помощью механизма подачи 2 (в нашем случае это шнек, снабженный электроприводом) попадает в горелку 4, расположенную в топке 3. С помощью вентилятора 5 сюда же подается воздух, обеспечивающий горение угля. Горячие газообразные продукты горения попадают в теплообменник 6, где отдают тепло теплоносителю. Блок автоматики 7 с датчиком температуры управляет работой вентилятора и механизма подачи угля. Твердые несгоревшие остатки (зола, шлак) выводятся из топки и идут на утилизацию.

Главная особенность котлов «Терморобот» — особая конструкция горелки. Это запатентованное решение, и именно оно отличает «новосибирские котлы» от прочих твердотопливных котлов длительного горения. Используемая в ней технология сжигания топлива близка к реализованной в промышленных котлах с кипящим слоем. Это решение как раз и позволяет полностью контролировать и автоматизировать процесс горения угля. Горящий уголь при работе котла непрерывно передвигает и ворошит шнек. То есть куски угля горят не по очереди — слой за слоем, а одновременно, что и определяет высокую удельную мощность горелки. Раскалённые пиролизные газы движутся вдоль плит футеровки и поступают в жаротрубный пятиходовый теплообменник и нагревают теплоноситель. Зола оседает в боковых зольниках и сбрасывается во внешний сменный зольник. Велико значение и вентилятора поддува и дымососа. Они снабжены частотными регуляторами и входят в систему автоматизированного регулирования работы котла. Это обеспечивает точный баланс подачи воздуха в топку и удаления продуктов горения во всём рабочем диапазоне мощностей. Все эти решения повышают КПД работы котельной: уголь сгорает полностью. Производители добились того, что

«Терморобот» может одинаково эффективно сжигать уголь различных сортов и различной зольности.

Указанные особенности Термороботов позволяют организовать очень эффективную схему отопления «куста» из 10–30 небольших административных зданий и социальных объектов (школ, детсадов, клубов), удаленных на 50–100 км от районного центра. Для этого на объектах устанавливаются Термороботы нужной мощности (2×300, 2×150, 2×60 кВт), например, как на рисунке 2, и организуется централизованная сервисная служба с угольным складом и необходимой техникой. Каждая бригада из 4–5 человек может обслуживать до 25 котельных, заменяя собой 100–120 рабочих на местах. В обслуживание входит диспетчеризация котельных, загрузка в них качественного сортового угля, вывоз золы; квалифицированные регламентные работы. В такой схеме теплоснабжения реализуются преимущества центрального отопления, но отсутствуют недостатки, связанные с потерями тепла. Автономные котельные Терморобот — это быстрое и эффективное решение коммунальных проблем.

Так как котельная не требует постоянного нахождения в ней персонала, а время работы на одной загрузке составляет не менее 2,5–3 суток, для ее обслуживания достаточно одного рабочего при условии 5-дневной 1-сменной работы. Его задача — механизированная подготовка и загрузка угля, а также контроль за работой котла. Регламентные работы можно проводить силами штатных технических специалистов, которые есть на любом производственном предприятии. Такая схема обслуживания позволяет получить низкую себестоимость тепла и полную независимость от внешних поставщиков тепла.



Рисунок 2 – Угольная блочно-модульная котельная

## 2.4 Состав оборудования

Котел ТР состоит из следующих основных узлов (рисунки 3, 4):

- стальная несущая рама 2.2; топливный бункер 2.12 с системой электроподогрева 2.13;
- механизм подачи топлива с «холодным» шнеком 3.5, мотор-редуктором 2.9 и «падающим» обрушителем топлива 2.8;
- водоохлаждаемое тело котла с жаротрубным теплообменником 2.1;
- линейная горелка Терморобот 3.3 с «горячим» шнеком 3.4;
- вентилятор поддува 2.6, дымосос 2.11; золоуловители 2.18 с механизмом сброса 2.19;
- сменный зольник 2.5; тележка с рельсами (опция);
- группа безопасности котла 2.16 с КИП и защитными клапанами;



- аварийный шнековый насос 2.21 (только у котлов ТР мощностью 300–800 кВт);
- контроллер с датчиками; шкаф с электрооборудованием (располагаются отдельно);
- набор инструмента для обслуживания топки и жаротрубного теплообменника. Некоторые из этих элементов монтируются либо на несущей раме котла (если он поставляется как самостоятельное изделие), либо на полу и стенах котельной, если котел входит в состав БМК.

Интеллектуальное управление всеми технологическими процессами гарантирует полное сгорание рекомендованного топлива, и как следствие, стабильно высокие КПД и экологические показатели котла при его работе в широком диапазоне мощностей (от 15–20 до 105–110% от номинальной).

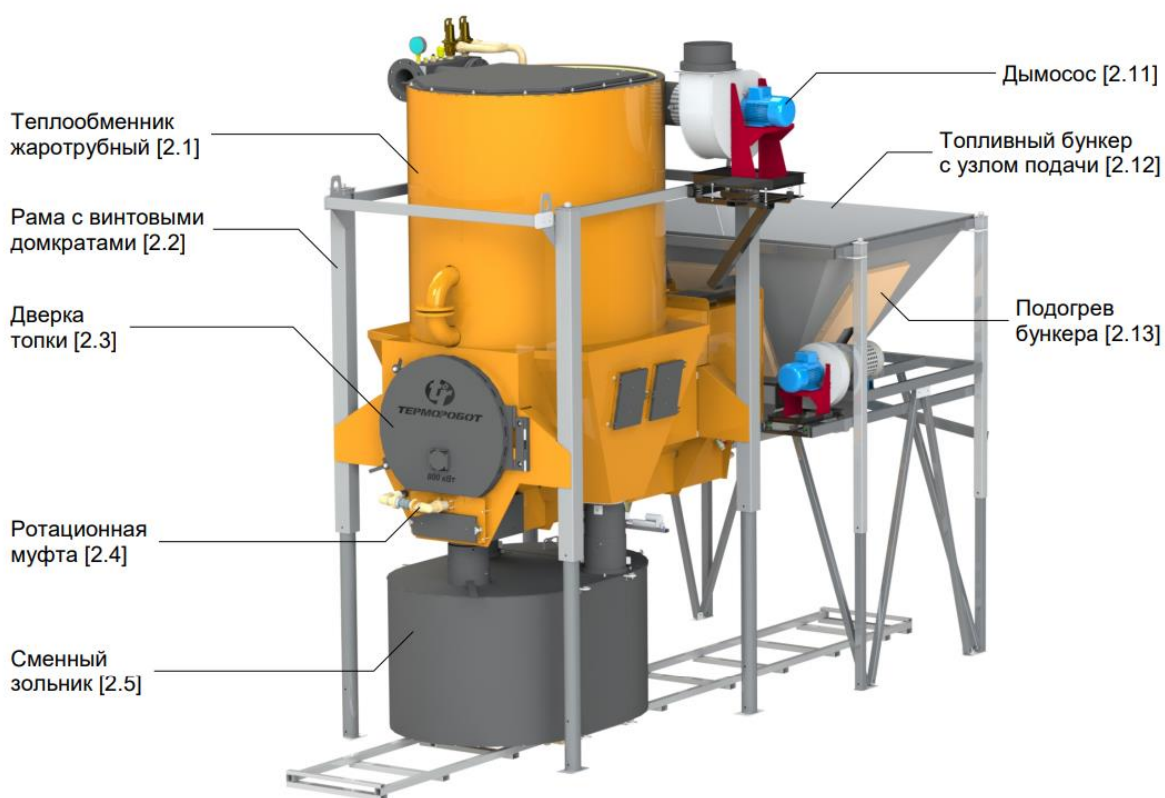


Рисунок 3 – Общий вид изделия

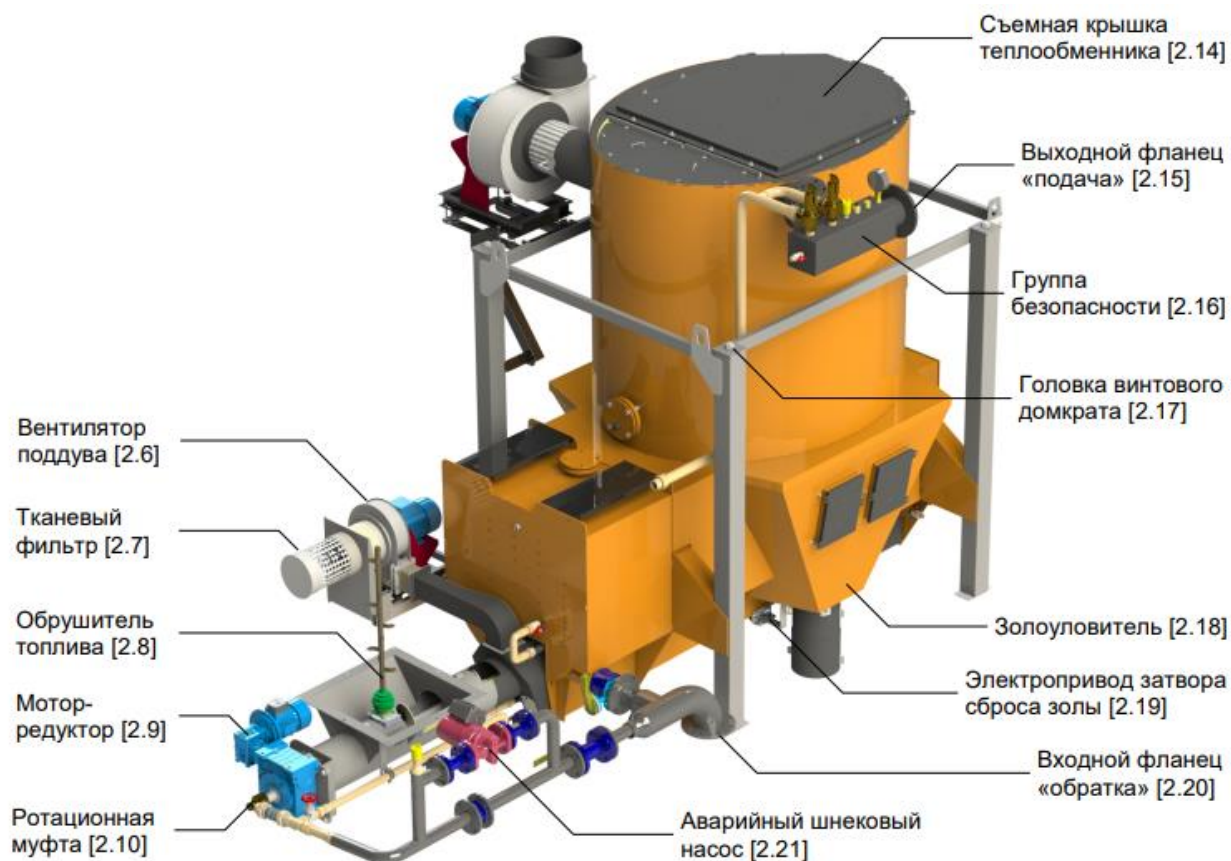


Рисунок 4 – Состав оборудования котла

## 2.5 Механизм подачи топлива

В котлах ТР используется винтовой питатель с 2-ступенчатым мотор-редуктором (рисунок 5). Топливо из бункера под действием собственного веса поступает в течку механизма, а затем «холодным» шнеком 5.3 дозированно подается в топку. Спираль шнека выполнена с разрывами, исключая заклинивание механизма при условии, что размер кусков топлива и породы не превышает 50–70 мм.

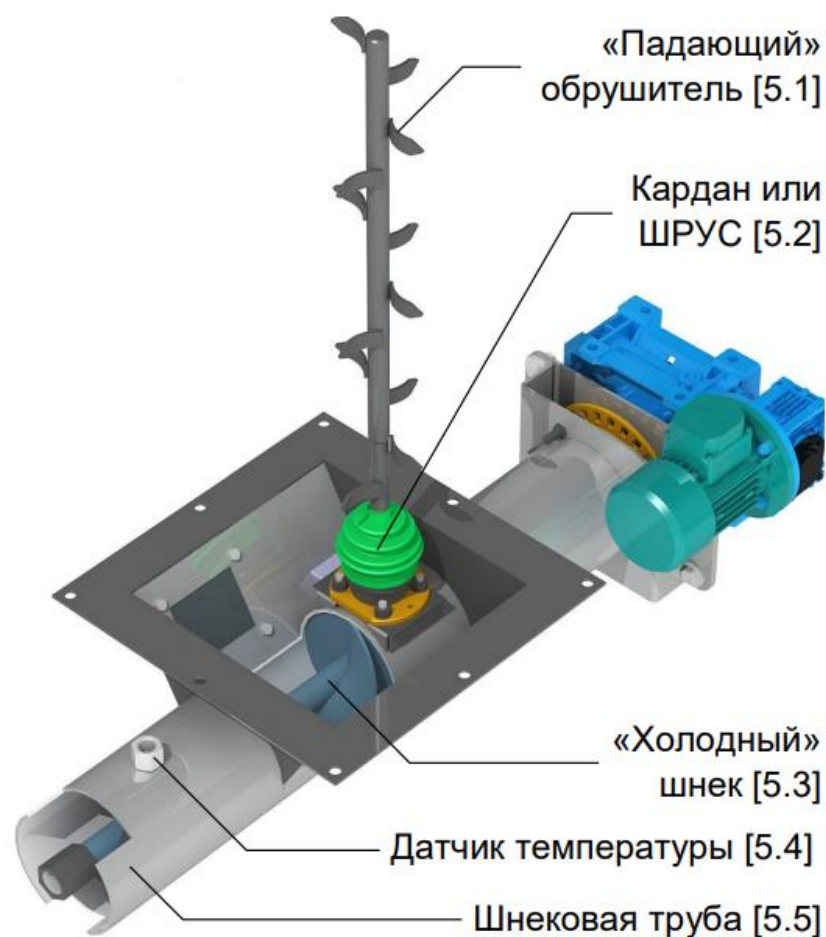


Рисунок 5 – Винтовой питатель с 2-ступенчатым мотор-редуктором

Шнековая труба 5.5 плотно заполнена подаваемым топливом. Это исключает проникновение из топки в бункер взрывоопасных пиролизных газов и позволяет держать бункер открытым и загружать топливо без остановки работы котла. Такая система взрыво- и пожаробезопасна.

Для бесперебойного осыпания топлива внутри бункера размещается эффективный «падающий» обрушитель 5.1 (патент № 2467251). Он обеспечивает работоспособность котла при загрузке низкокачественного угля, склонного к слипанию (влажного, с большим содержанием пыли). Стальной прут с зацепами соединен со шнеком с помощью конической зубчатой пары и ШРУСа или кардана 5.1. При работе он вращается по оси и может падать в любую сторону, передвигаясь по стенкам конуса осыпания и выгребая топливо до стенок бункера. Надежной подаче мерзлого угля способствует управляемая контроллером система электрического подогрева нижней части стенок бункера.

Шнек, через который прокачивается горячий теплоноситель, также препятствует смерзанию топлива в течке.

Подача топлива в топку происходит циклически. Количество топлива, подаваемого за цикл, зависит от требуемой теплопроизводительности котла, и может меняться в широких (10–110%) пределах. Подача топлива небольшими порциями гарантирует его полное сгорание и обеспечивает высокие экологические показатели котлов ТР. Механизм подачи управляется контроллером, который вычисляет необходимую длительность подачи, а также выявляет и устраняет нештатные ситуации.

Для бесперебойной работы в котлах ТР предусмотрены следующие системы безопасности:

1. Магнитный датчик отслеживает вращение шнека. При заклинивании механизма контроллер на короткое время реверсирует двигатель. Если за несколько попыток устранить проблему не удалось, подача топлива прекращается, а диспетчер получает сообщение о необходимости вмешательства человека. Реверсирование двигателя можно производить и в начале каждого цикла подачи для того, чтобы разрыхлить топливо и снизить нагрузку на механизм.

2. Датчик 5.4 следит за температурой шнековой трубы. При отключении электроснабжения нормальная работа котла прекращается и может начаться тление топлива в трубе. Когда фронт горения нагреет датчик, контроллер включит механизм подачи угля (запитанный от ИБП) и сбросит тлеющий уголь обратно в топку.

## **2.5 Топка и жаротрубный теплообменник**

Топка котла ТР (рисунок 6) состоит из стального водоохлаждаемого корпуса и линейной горелки Терморобот.

Спереди топка закрывается дверцей со смотровым отверстием, в рабочем положении она уплотняется стекловолоконным шнуром. Дверца

теплоизолирована слоем минеральной ваты и снаружи закрыта защитным кожухом.

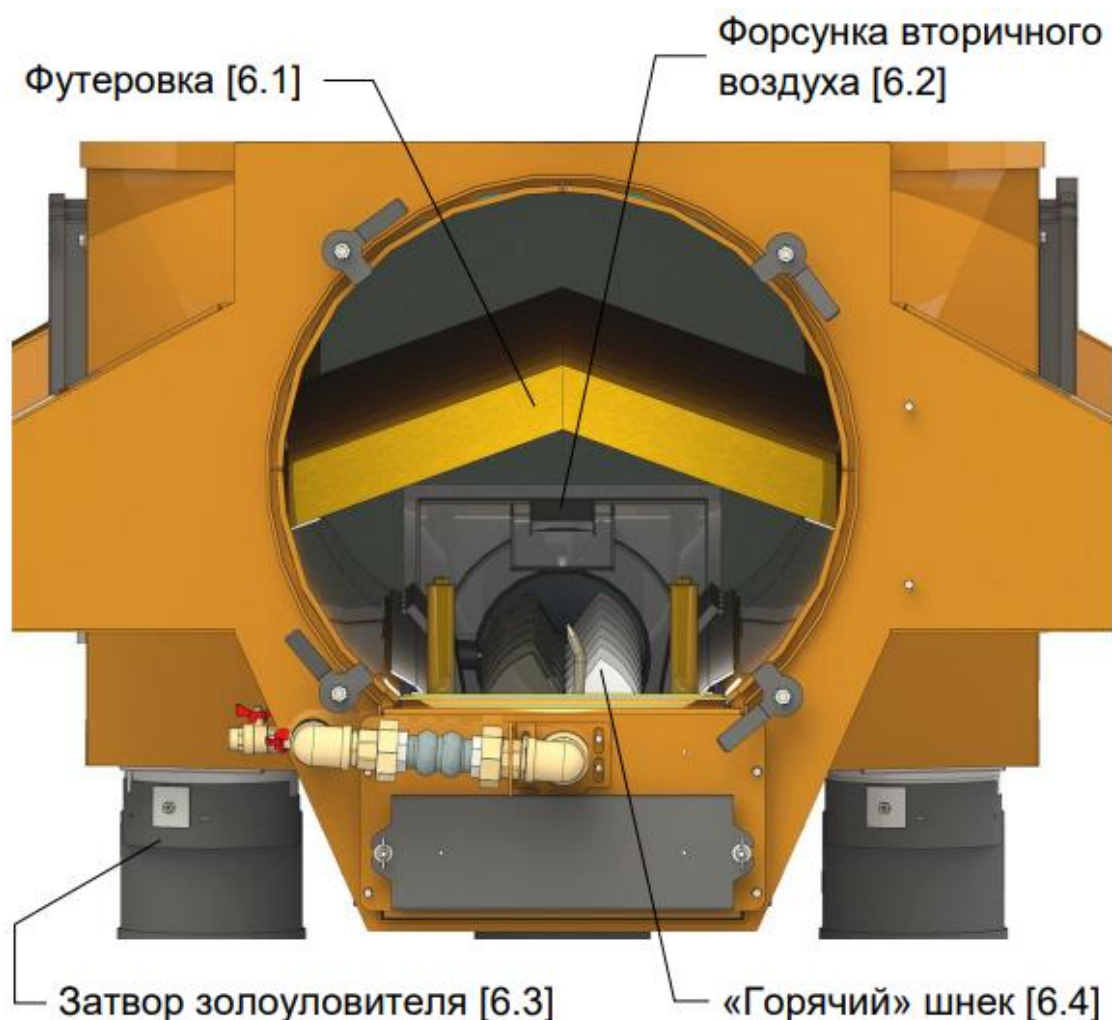


Рисунок 6 – Топка котла

Изнутри топка частично футерована асбестовым картоном и шамотным кирпичом (применяются различные схемы футеровки). Топка имеет большой объем и перегородена керамической пластиной дожигателем, формирующей поток раскаленных газов длиной более 3 м. Благодаря наличию футеровки и сбалансированной подаче вторичного воздуха 6.2 в топке создаются условия, обеспечивающие полное сгорание летучих веществ топлива.

Жаротрубный теплообменник [2.1] представляет собой съемный узел. Он вынесен за пределы топки и не препятствует сжиганию пиролизных газов, в

него поступают уже полностью сгоревшие раскаленные дымовые газы, что позволяет свести к минимуму химический недожог. Теплообменник имеет 5 последовательно расположенных ходов, это обеспечивает эффективный отбор тепла у дымовых газов, температура уходящих газов на выходе из котла составляет 120–150°C. За счет малого химического недожога и низких потерь тепла котлы ТР имеют высокий КПД (до 89%).

Тепло от горящих в топке газов передается теплоносителю через стенку корпуса, а водоохлаждаемые горелка и шнек отбирают тепло непосредственно от горящего угля, что характерно для топок с «кипящим слоем». Это очень эффективный способ теплообмена, поэтому в котлах ТР таким способом снимается и передается в систему около 50% выработанного тепла, а это позволяет существенно снизить габариты и металлоемкость теплообменника. У стальных водоохлаждаемых элементов котла, работающих при высоких температурах, принята следующая толщина стенок (в миллиметрах).

Теплообменник производится с помощью японского сварочного робота. За счет высокого качества сварных швов срок его службы составляет не менее 10 лет, он не требует замены или ремонта. Вертикальное расположение дымогарных труб теплообменника препятствует осаждению в них твердых частиц и снижает затраты на обслуживание котла. Котлы комплектуются набором инструмента, в него входит ёрш, совок, кочерга и щуп для прочистки сопел горелки. Для чистки газового тракта и горелки предусмотрен ряд технологических лючков. Снаружи теплообменник теплоизолирован слоем минеральной ваты и закрыт декоративным кожухом.

## **2.6 Линейная (канально-шнековая) горелка Терморобот**

Тип горелки определяет основные характеристики твердотопливного котла. Для котлов ТР разработан новый тип горелочного устройства — линейная горелка Терморобот (рисунок 7). В ней реализована промышленная технология сжигания топлива, близкая к сжиганию в «кипящем слое». Здесь

при оптимальной температуре одновременно горит вся масса топлива (в отличие от слоевых топок других котлов), поэтому горелка имеет высокую удельную мощность, позволяет полностью автоматизировать процесс горения, мало чувствительна к качеству топлива, имеет высокий КПД, диапазон изменения мощности и экологические показатели.

Горелка состоит из водоохлаждаемого стального ложа 7.1 с форсунками подачи первичного 7.2 и вторичного 7.3 воздуха, и водоохлаждаемого шнека 7.5, который является существенной частью горелки (в отличие от других твердотопливных котлов, где шнек используется только для подачи топлива из бункера в топку, но не участвует в процессе сжигания топлива в топке).

Лопастями шнека непрерывно ворошат горящее топливо, обеспечивая доступ воздуха к каждому его кусочку и исключая локальный перегрев и шлакование золы. Одновременно шнек выталкивает золу из зоны горения, поэтому ручное удаление золы не требуется. Проходя по водоохлаждаемому ложу горелки, зола остывает и ссыпается во внешний сменный зольник.

В отличие от других колосниковых систем в ложе линейной горелки Терморобот отсутствуют прозоры, что исключает просыпание мелкого топлива (устраняется механический недожог).

Подача первичного воздуха в линейную горелку Терморобот зонирована, то есть, встроенные в горелку регуляторы позволяют в зависимости от необходимой мощности перераспределять подачу воздуха между двумя группами форсунок, направляя тем самым воздух только в зону горения и уменьшая коэффициент избытка воздуха  $\alpha$ .





Рисунок 7 – Линейная (канально-шнековая) горелка Терморобот

Водоохлаждение «горячего» шнека обеспечивает ему достаточно большой срок службы, но как любая колосниковая система шнеков относится к быстроизнашиваемым элементам и подлежит периодической замене. Заявленный срок эксплуатации — 2 года, но благодаря высокой ремонтпригодности шнек может работать 3–4 года. В котлах ТР разной мощности установлены различные модификации «горячих» шнеков, отличающиеся материалом, количеством и схемой расположения лопастей.



## 2.7 Тепломеханические узлы котла

Котлы ТР предназначены для работы в закрытых 1- и 2-контурных системах отопления с принудительной циркуляцией воды. Тепловая схема таких котлов представлена на рисунке 8.

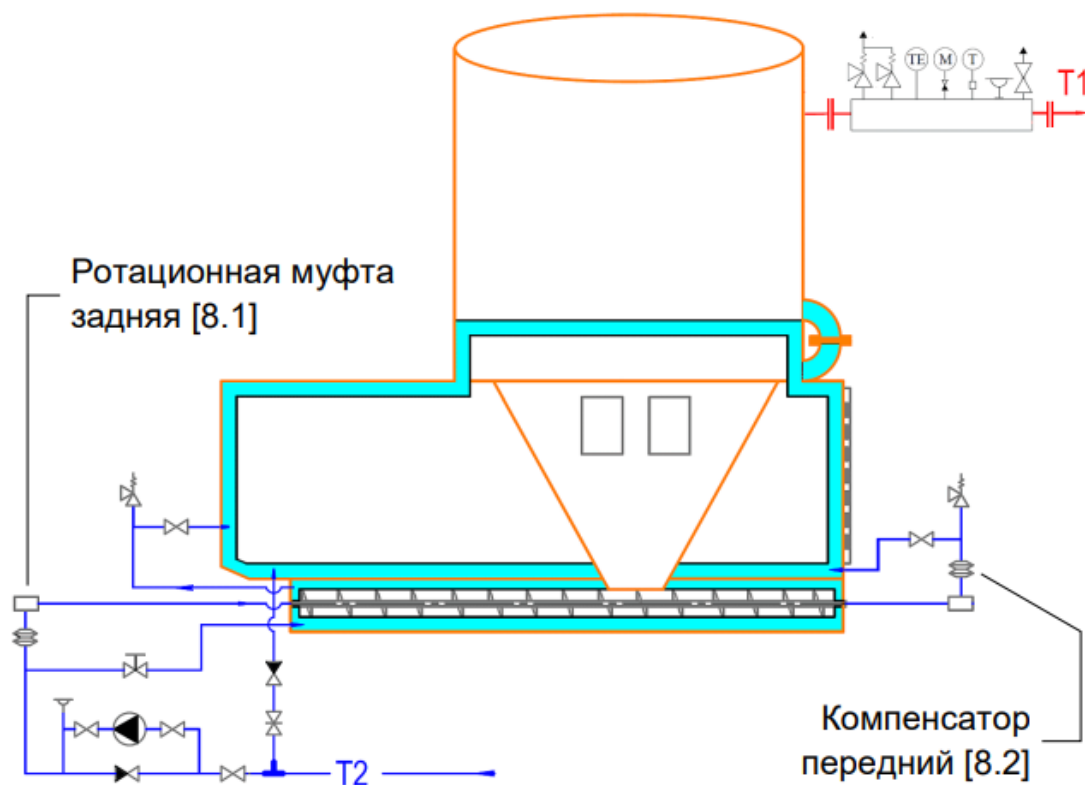


Рисунок 8 – Тепловая схема котлов ТР

Водоохлаждаемые корпус котла, горелка и оба шнека включены в котловой контур циркуляции, что обеспечивает их охлаждение, нужный тепловой режим в топке и съем тепла в систему отопления. Вода, поступающая из обратного трубопровода [Т2], разветвляется на три потока. Основная часть воды подается в водяную рубашку тела котла; вторая часть проходит через горелку; третья часть через ось шнеков. Балансировка потоков осуществляется с помощью дискового затвора и регулирующего вентиля. Далее вода идет в жаротрубный теплообменник, а из него через группу безопасности котла в

подающий трубопровод [Т1]. Имеющаяся запорная арматура позволяют произвести замену горелки или шнека не сливая воду из системы.

«Холодный» и «горячий» шнеки подключены через переднюю и заднюю [8.1] ротационные муфты, обеспечивающие вращение шнеков. Передняя [8.2] и задняя резиновые вставки компенсируют тепловое расширение горячего шнека и облегчают работу муфт. Шнек, муфты и компенсаторы относятся к быстроизнашиваемым узлам, требующим периодической замены.

Для принудительного охлаждения «горячего» шнека, горелки и теплообменника при отключении электроснабжения предназначен маломощный аварийный насос, подключенный к ИБП.

В состав котла ТР входит группа безопасности [2.16]. На ней установлены КИП, температурные датчики, автоматический воздухоотводчик и 1 или 2 предохранительных клапана, защищающих котлы от превышения в них давления более чем на 10% от расчетного значения. Для безопасности персонала котельной предусмотрены предохранительные клапаны на горелке и на «горячем» шнеке.

Выходные отверстия всех клапанов должны быть соединены с дренажной трубой для сброса паро-воздушной смеси в случае закипания теплоносителя. Также на группе безопасности расположены шаровые краны, позволяющие быстрее заполнять систему отопления. В низших точках узлов котла ТР установлены краны для слива теплоносителя, а в верхних точках установлены автоматические воздухоотводчики, их расположение зависит от модели котла.

### **3 Теплоснабжение посёлка Емельяново Красноярского края**

#### **3.1 Общие сведения, характеристика района**

В качестве примера внедрения представленной выше технологии в работе выбран посёлок Емельяново Красноярского края.

К котельным посёлка подключено около 40% жилого фонда поселка. Процесс производства и передачи тепловой энергии от теплоисточников до потребителей осуществляется одним юридическим лицом - ООО «Емельяновский коммунальный комплекс».

Климат рассматриваемой территории – резко континентальный. Согласно данным СП 131.13330.2012 «Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99\*» и СП 20.13330.2011 «Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85\*» для поселка городского типа Емельяново характерны следующие климатические условия:

- климатический район строительства – IV;
- расчетная температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 – минус 40 °С;
- средняя температура наиболее холодного месяца (январь) – от минус 17 °С;
- абсолютно минимальная температура воздуха – минус 53 °С;
- абсолютно максимальная температура воздуха – 36 °С;
- среднегодовая температура воздуха – 0,5 – 0,6 °С;
- продолжительность отопительного периода составляет 234 дня;
- средняя температура за отопительный период – минус 7,1 °С;
- барометрическое давление – 980 ГПа;
- зона влажности строительства – сухая.

### **3.2 Состав оборудования и режимы работы существующих тепловых сетей и источников теплоснабжения**

Система теплоснабжения поселка Емельяново децентрализованная, представлена девятью источниками тепловой энергии и распределительными тепловыми сетями. От существующих источников тепла нагретая вода поступает в сети и далее к абонентам. Все котлы - водогрейного типа.

Водяные тепловые сети выполнены двухтрубными, частично четырехтрубными, циркуляционными; прокладка трубопроводов в основном подземная, бесканальная. Теплоноситель – вода с параметрами 60-35 °С, 75-55 °С. Общая протяженность тепловых сетей в двухтрубном исполнении составляет 17384,45 м, в четырехтрубном исполнении - 3368,45 м. К тепловой сети подключено 307 потребителей с общей тепловой нагрузкой 20,106 Гкал/ч.

Материал трубопроводов – сталь трубная. Компенсация температурных удлинений трубопроводов осуществляется за счет естественных изменений направления трассы, а также применения П-образных компенсаторов.

Грунты в местах прокладки трубопроводов, в основном, супесчаные и суглинистые.

Строительная часть тепловых камер выполнена из бетона. Высота камеры – не менее 1,8 – 2 м, в перекрытиях камер – не менее двух люков. Днище выполнено с уклоном 0,02 в сторону водосборного приемка.

Для системы теплоснабжения принято качественное регулирование отпуска тепловой энергии в сетевой воде потребителям при расчетной температуре наружного воздуха минус 40°С.

Принципиальная схема существующего теплоснабжения поселка представлена на рисунке 9.

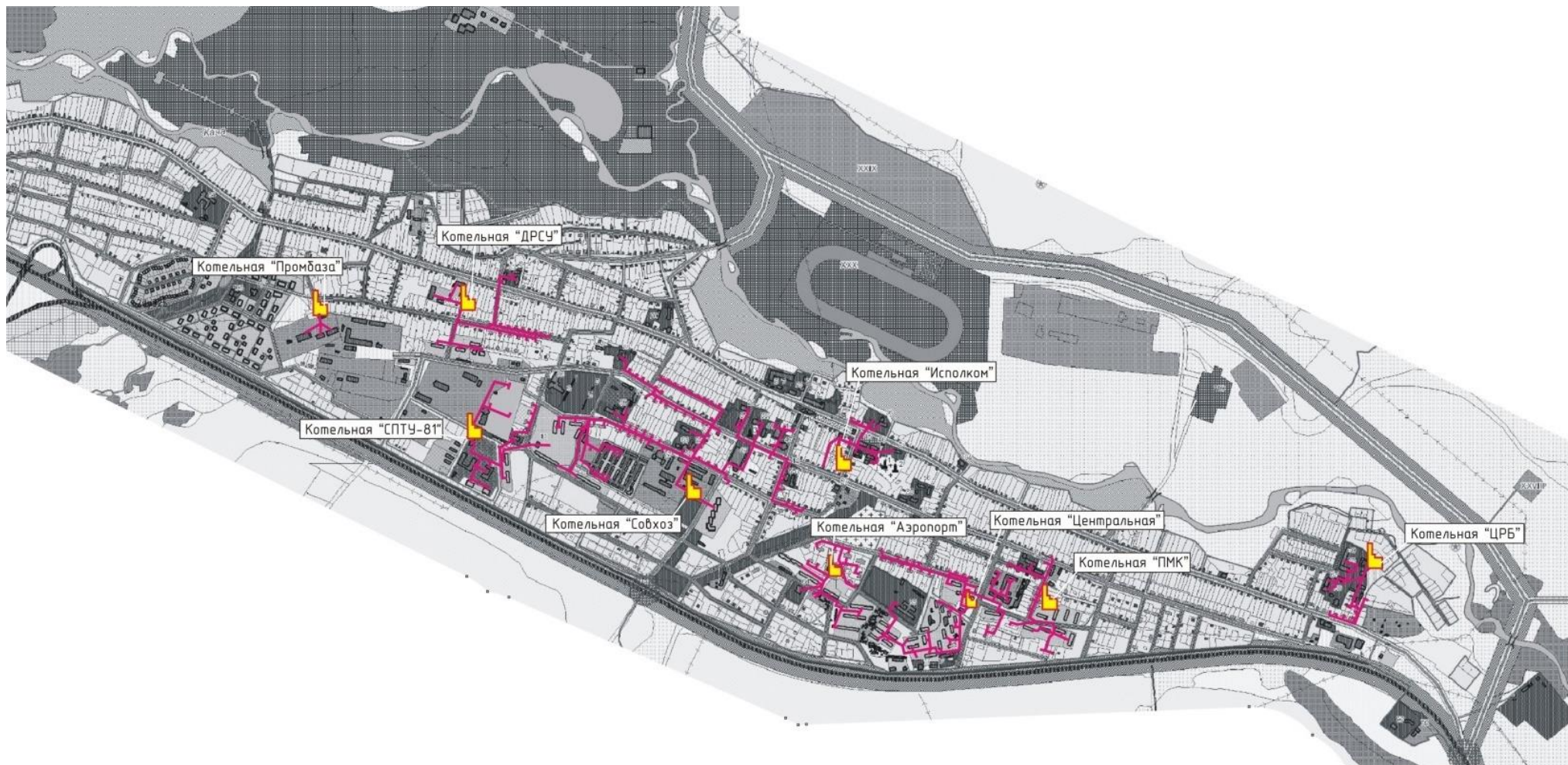


Рисунок 9 - Принципиальная схема существующего теплоснабжения поселка Емельяново

Перечень муниципальных котельных пос. Емельяново в порядке убывания мощности:

- котельная «Совхоз»;
- котельная «Центральная»;
- котельная «Аэропорт»;
- котельная «ДРСУ»;
- котельная «ПМК»;
- котельная «ЦРБ»;
- котельная «СПТУ»;
- котельная «Исполком»;
- котельная «Промбаза» - используется на собственные нужды.

Распределение установленной мощности по источникам теплоснабжения представлены на рисунке 10.

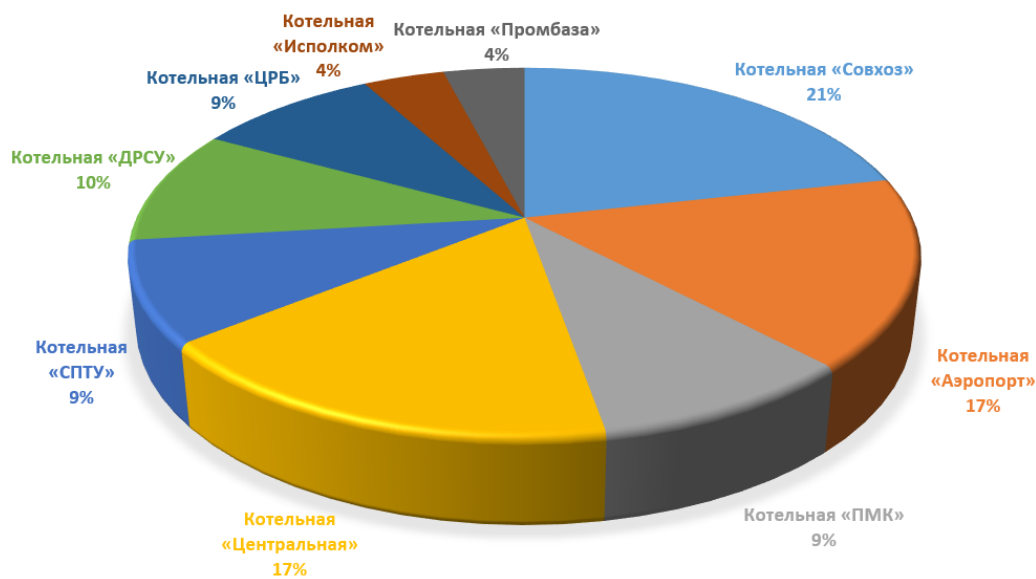


Рисунок 10 - Распределение установленной мощности по источникам

Основные данные по оборудованию котельных представлены в таблице

Таблица 1 – Сводные данные по оборудованию котельных ООО «ЕКК»

Наименование котельной	Тип и количество котлов	Производительность котельной, Гкал/ч	Расчетная присоединенная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	Завод-изготовитель котлов	Год ввода котельной в эксплуатацию	Вид топлива	Тип ХВО	Тип экономайзера	Температура уходящих газов, °С	КПД брутто или по результатам режимно-наладочных испытаний
Котельная «Промбаза»	Квр 0,93-2 шт	0,8 - 2шт Всего: 1,6	0,156	Ижевский котельный завод	2010	Уголь бурый 2БР	-	-	250	82
Котельная «ДРСУ»	Квр 2-2 шт	2 - 2 шт Всего: 4	0,58	Ижевский котельный завод	2010	Уголь бурый 2БР	ОЭДФ/1 НТфZn	ЭДГ1-20-2 шт	250	82
Котельная «Исполком»	Квр 0,93-2 шт	0,8 - 2шт Всего: 1,6	0,323	Ижевский котельный завод	2009	Уголь бурый 2БР	-	-	250	82
Котельная «Центральная»	Квр 0,93-6 шт Квр 1,16-2 шт	0,8 - 6шт 1-2шт Всего: 6,8	1,819	Ижевский котельный завод	2008-2 шт 2010-6 шт	Уголь бурый 2БР	ОЭДФ/1 НТфZn	ЭДГ1-20-4 шт	250	82
Котельная «ЦРБ»	Квр 0,93- 2шт Квр 1,16- 2шт	0,8 – 2шт 1 – 2шт Всего: 3,6	0,417	Ижевский котельный завод	2011-3шт 2006-1 шт	Уголь бурый 2БР	-	-	250	82
Котельная «Аэропорт»	Квр 1,16 -6шт Квр 0,93- 1шт	0,97 – 6шт 0,8 – 1шт Всего: 6,62	1,59	Ижевский котельный завод	2011	Уголь бурый 2БР	ОЭДФ/1 НТфZn	ЭДГ1-18-7 шт	250	82

Продолжение таблицы 1

Котельная «ПМК»	Квр 0,93-1 шт Квр 1,16-3 шт	0,8 – 1шт 0,97 – 3шт Всего: 3,71	0,521	Ижевский котельный завод	2011-2 шт 2010-1шт 2006-1 шт	Уголь бурый	-	-	250	82
Котельная «Совхоз»	Квр 2,5- 4 шт	2,15 – шт Всего: 8,6	1,89	Ижевский котельный завод	2009	Уголь бурый 2БР	-	ЭДГ1- 20-2 шт	250	82
Котельная «СПТУ»	Квр 0,93-2 шт Квр 1,16-2 шт	0,8 – 2шт 0,97 – 2шт Всего: 3,54	0,678	Ижевский котельный завод	2011-2 шт 2010-2 шт	Уголь бурый 2БР	-	-	250	82



В качестве топлива используется бурый уголь 2БР Ирша-Бородинского разреза с теплотворной способностью  $Q_p^H=3297$  Ккал/кг. Деаэрация подпиточной воды в котельных отсутствует. Химводоподготовка организована только в котельных «Центральная», «Аэропорт» и «ДРСУ».

Теплоснабжение жилых домов частного сектора старой застройки усадебного типа осуществляется от огневых печей. На расчетный период в перспективных и существующих районах жилой застройки проектирование индивидуальных источников тепла не предполагается.

### **3.3 Анализ существующих технических проблем в системах теплоснабжения и источниках тепловой энергии**

На данный момент выявлен спектр проблем, связанный с работой систем теплоснабжения и источников тепловой энергии.

Оборудование котельных характеризуется низким уровнем механизации, автоматизации, большой долей ручного труда. Большое количество мелких котельных невысокой мощности влекут за собой высокую себестоимость тепловой энергии.

Котельные не оснащены приборами учета произведенной и отпущенной тепловой энергии, и теплоносителя, средствами автоматического управления технологическими процессами и режимом отпуска тепла. Это приводит к невысокой экономичности изношенного оборудования, находящегося в хорошем техническом состоянии.

Тепловые сети имеют большой процент износа, т.е. срок службы трубопроводов более 25 лет.

Существует проблема неудовлетворительного состояния каналов и тепловых камер: заиливание, затопление водой теплопроводов, конденсат влаги с перекрытий и проникновение атмосферных осадков, отсутствие надежных антикоррозионных покрытий трубопроводов.

По существующему тепловому балансу мощности и договорной нагрузке потребителей на котельных, существует небольшой резерв располагаемой тепловой мощности. Резерв располагаемой тепловой мощности позволяет подключить небольшое количество перспективных потребителей.

На основании вышеизложенного для оптимизации системы теплоснабжения на котельных пос. Емельяново необходимо решить следующие задачи:

- повысить эффективности производства за счёт увеличения единичной мощности водогрейных котлов;
- увеличить надежность теплоснабжения;
- установить средства автоматического управления технологическими процессами и режимом отпуска тепла;
- снизить количество выбросов вредных веществ в атмосферу;
- уменьшить себестоимость тепловой энергии.

#### **4 Техническое решение для повышения эффективности теплоснабжения поселка Емельяново**

В работе предлагаются мероприятия по строительству двух новых автоматических угольных котельных «Терморобот» с суммарной установленной мощностью не менее 20,106 Гкал/час (существующая нагрузка потребителя т/э) с переключением потребителей и выведением из работы всех малых котельных посёлка. Сюда же включена прокладка участков тепловой сети с переключением нагрузки к новым котельным.

Данные мероприятия направлены на ликвидацию неэффективно работающих котельных и передачу тепловой нагрузки на более эффективную генерацию, снижение на этой основе затрат топлива на выработку тепла. Это позволит сократить себестоимость поставляемой тепловой энергии, снизить тариф на отпуск тепловой энергии в п. Емельяново и, тем самым, уменьшить

нагрузку на бюджет данного муниципального образования. Закрытие малых котельных значительно снизит экологическую нагрузку на поселок.

Строительство новых теплоисточников, с установленным в нем современным основным и вспомогательным оборудованием, позволит стабильно обеспечивать соблюдение гидравлических и температурных режимов. Строительство новых магистральных тепловых сетей позволит с минимальными тепловыми потерями обеспечить транспортировку тепловой энергии каждому потребителю.

Проектируемая система теплоснабжения – закрытая двухконтурная. Для каждой котельной предусмотрена своя магистральная тепловая сеть, проходящая через центральные тепловые пункты (ЦТП) и далее к потребителям. Схема теплоснабжения посёлка Емельяново представлена на рисунках 11 и 12.

Сетевой и котловой контуры разделены барьерным теплообменником, это позволяет обезопасить котельное оборудование от негативного воздействия тепловых сетей (температурных перепадов, высокого рабочего давления в системе теплоснабжения, плохого качества теплоносителя, резких колебаний расхода сетевой воды в контуре потребителя и т.д.).

В схеме предусмотрена автоматическая система регулирования температуры нагрева сетевой воды, которая отслеживает колебания температуры наружного воздуха и оптимально выстраивает режим сжигания топлива и гидравлические потоки через контуры, обеспечивая потребителя номинально необходимой тепловой нагрузкой.

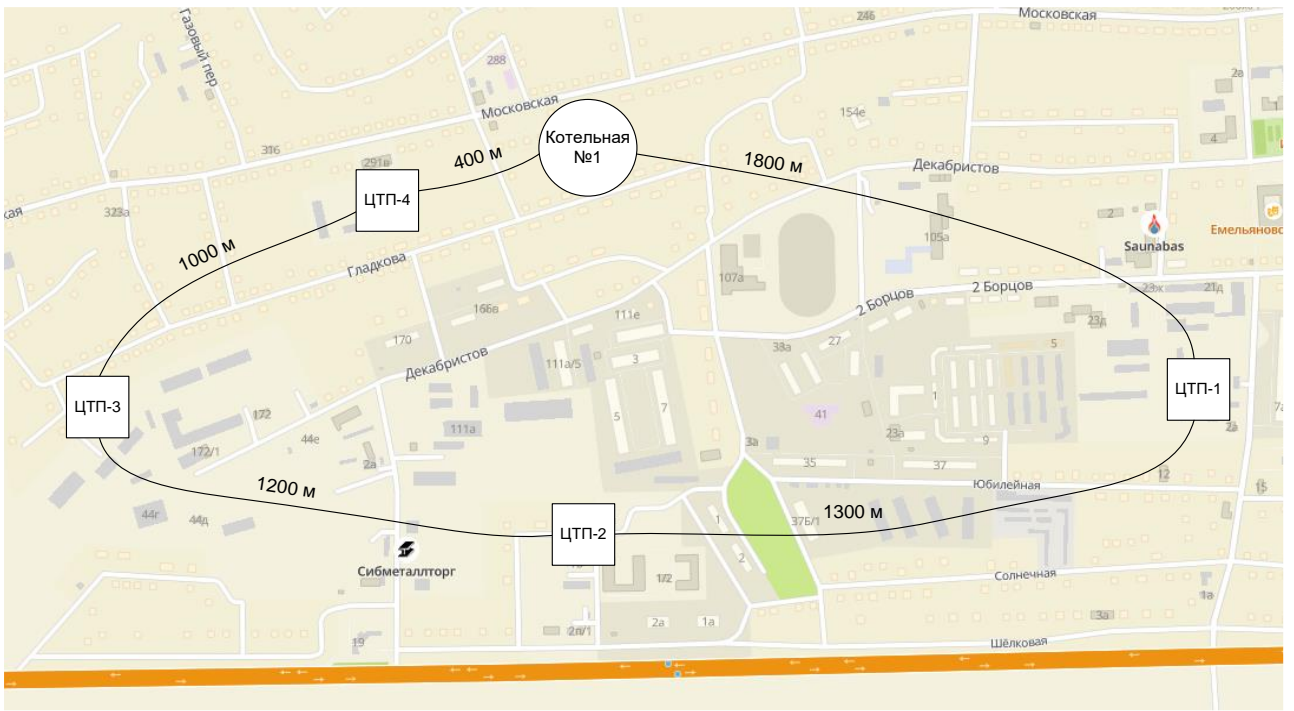


Рисунок 11 – Схема теплоснабжения для первой котельной

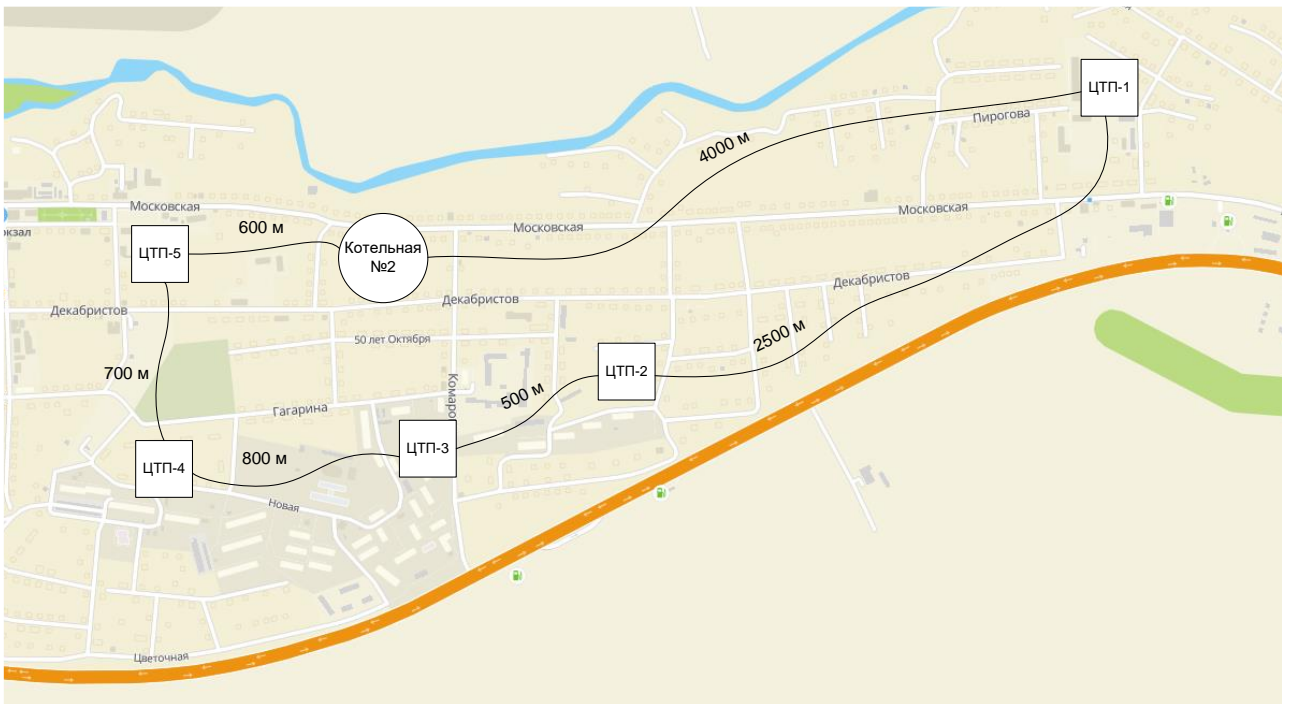


Рисунок 12 – Схема теплоснабжения для второй котельной

## **5 Выбор основного и вспомогательного оборудования котельных**

### **5.1 Тепловая схема котельной**

В котельных применяется двухконтурная система теплоснабжения. Вода подводится к котлам по трубопроводу Ø 159х6. Нагретая в котлах вода до температуры 95 °С отводится на пластинчатые подогреватели.

После теплообменников обратная греющая вода насосами котлового контура подается в котлы. Температура обратной воды котла должны быть не ниже 70 °С при работе на угле. Расход греющей воды регулируется насосами греющего контура с частотным приводом, что позволяет регулировать работу котельных агрегатов.

В рамках реконструкции необходимо выполнить следующие мероприятия:

- установить автоматические котлы «Терморобот»;
- Выполнить теплоснабжение потребителей котельных по независимой (закрытой) схеме;
- предусмотреть систему водоподготовки подпиточной воды тепловых сетей и систему химводоочистки для восполнения потерь питательной воды.

Сетевая вода поступает с напора сетевых насосов центральные тепловые пункты по магистрали, далее по трубопроводам – потребителю. Для обеспечения необходимого давления в трубопроводе прямой сетевой воды устанавливаются регуляторы давления.

## 5.2 Численность и количество автоматических блочно-модульных котлов

Определяем расчетный расход воды в котловом контуре для нужд отопления и ГВС, т/ч:

$$G_{KK} = \frac{3600 \cdot Q}{C_e \cdot (t_1 - t_2)}, \quad (1)$$

где  $Q = 10,907 + 1,091 = 11,998$  – тепловая нагрузка котельной с учетом тепловых потерь в трубопроводах и собственных нужд (10% от расхода тепла), Гкал/ч;

$C_e = 4,19$  – удельная теплоемкость воды, кДж/кг · К;

$t_1 = 95$  – температура теплоносителя в подающей линии сети, °С;

$t_2 = 70$  – температура теплоносителя в обратной линии сети, °С.

$$G_{KK} = \frac{3600 \cdot 11,998}{4,19 \cdot (95 - 70)} = 479,561 \text{ т/ч.}$$

Расход воды на подпитку котлового контура, т/ч:

$$G_{подп} = G_{ум}, \quad (2)$$

где  $G_{ум} = 0,5\% \cdot G_{KK}$  – потери воды на утечки в котловом контуре, т/ч.

$$G_{подп} = 0,005 \cdot 479,561 = 2,4 \text{ т/ч.}$$

Суммарный расчетный часовой расход в котловом контуре в обратной магистрали, т/ч:

$$G_o = G_{KK} - G_{подн}, \quad (3)$$

где  $G_{KK} = 479,561$  – расчетный расход воды в подающей магистрали, т/ч (см. формулу (1));

$G_{подн} = 2,4$  – расход воды на подпитку котлового контура, т/ч (см. формулу (2)).

$$G_o = 479,561 - 2,4 = 477,161 \text{ т/ч.}$$

Количество работающих котлов составит:

$$n_k = \frac{Q}{Q_{котла}}, \quad (4)$$

где  $Q = 13,954$  – тепловая нагрузка одной котельной, МВт;

$Q_{котла} = 1,6$  – тепловая нагрузка котла, МВт.

$$n_k = \frac{13,954}{1,6} = 8,721.$$

Таким образом, в пиковом режиме в работе будут находиться девять автоматических блочно-модульных котлов для одной котельной.

Принимаем к установке автоматические угольные котлы типа ТР-1600 (рисунок 13). Основные характеристики представлены в таблице 2.

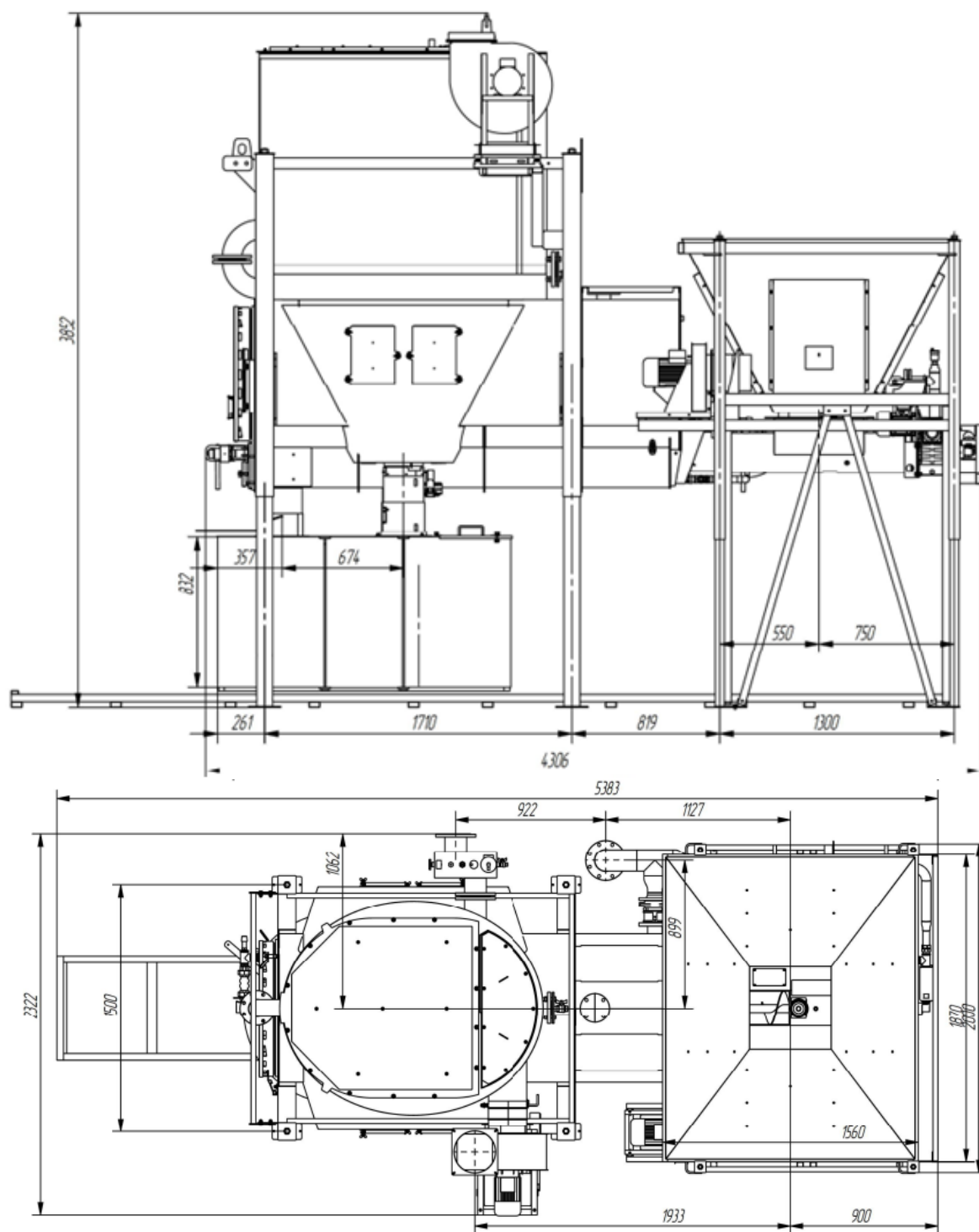


Рисунок 13 – Чертёж котла ТР-1600

Таблица 2 – Характеристика котла ТР-1600

Мощность водогрейного котла, Гкал/ч (МВт)	1,376 (1,6)
Рабочий диапазон изменения мощности котлоагрегата, % от номинальной	20-105
Рабочее давление воды кгс/см <sup>2</sup> (МПа)	4,0 (0,40)
КПД котла, %	87-88



Максимальный расход топлива, кг/ч	1210
Температура уходящих газов, °С	Не более 200
Температура воды, °С	70-95
Вид топлива	Бурый уголь
Длина, мм	5383
Ширина, мм	2322
Высота, мм	3822

Тип котельной зависит от ее географического расположения. В районах с расчетной температурой ниже -30 °С используются котельные только закрытого типа. Следовательно, все оборудование котельной располагается внутри здания.

### 5.3 Выбор тягодутьевого оборудования

Производительность дутьевого вентилятора определяется по формуле, м<sup>3</sup>/ч:

$$Q_{ов} = \beta_1 \cdot B_p \cdot V_e^0 \cdot \alpha_T \cdot \frac{t_{хв} + 273}{273}, \quad (22)$$

где  $\beta_1 = 1,05$  – коэффициент запаса по производительности;

$$B_p = \frac{Q}{Q_{нр} \cdot \eta_k} = \frac{11,998 \frac{\Gamma_{кал}}{ч}}{16 \frac{МДж}{кг} \cdot 85\%} = 410,409 \text{ – расчетный расход топлива, кг/ч;}$$

$V_e^0$  – расчетный теоретический объем воздуха, м<sup>3</sup>/кг;

$\alpha_T = 1,1$  – коэффициент избытка воздуха в топке;

$t_{хв} = 30$  – температура воздуха, поступающего в вентилятор, °С.

Для твердого топлива расчет теоретических объемов воздуха, м<sup>3</sup>/кг, и продуктов сгорания производят, исходя из состава рабочей массы топлива (таблица 4).

Таблица 4 – Теплотехнические характеристики топлива

Месторождение	Марка	Состав рабочей массы топлива, %							Теплота сгорания, кДж/кг
		W <sup>P</sup>	A <sup>P</sup>	S <sup>P</sup>	C <sup>P</sup>	H <sup>P</sup>	N <sup>P</sup>	O <sup>P</sup>	
Ирша-Бородинское	2Б	33	7,4	0,2	42,6	3	0,6	13,2	15280

Теоретический объем воздуха, м<sup>3</sup>/кг при сжигании 1 кг топлива находится по следующей формуле:

$$V_g^0 = 0,0889 \cdot (C^P + 0,375 \cdot S^P) + 0,265 \cdot H^P - 0,0333 \cdot O^P, \quad (23)$$

где  $C^P$  – количество углерода на рабочую массу топлива, %;

$O^P$  – количество кислорода на рабочую массу топлива, %;

$H^P$  – количество водорода на рабочую массу топлива, %;

$S^P$  – количество серы на рабочую массу топлива, %;

$$V_g^0 = 0,0889 \cdot (42,6 + 0,375 \cdot 0,2) + 0,265 \cdot 3 - 0,0333 \cdot 13,2 = 4,149 \text{ м}^3/\text{кг},$$

$$Q_{\text{дс}} = 1,05 \cdot 410,409 \cdot 4,149 \cdot 1,1 \cdot \frac{30 + 273}{273} = 2182,971 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Производительность дымососа определяется по формуле, м<sup>3</sup>/ч:

$$Q_{\text{дс}} = \beta_1 \cdot B_p \cdot (V_z^0 + \alpha_T \cdot V_g^0) \cdot \frac{t_2 + 273}{273}, \quad (24)$$

где  $\beta_1$  – то же, что и в формуле (5);

$V_p$  – то же, что и в формуле (5);

$V_e^0$  – то же, что и в формуле (5);

$\alpha_T$  – то же, что и в формуле (5);

$V_z^0$  – расчетный объём продуктов сгорания топлива, м<sup>3</sup>/кг;

$t_2 = 85$  – температура газов, поступающих в дымосос, °С.

Объем азота, полученного при полном сгорании топлива, м<sup>3</sup>/кг:

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_B^0 + 0,8 \cdot \frac{N^P}{100}, \quad (25)$$

где  $V_B^0$  – смотреть формулу (6);

$N^P$  – количество азота на рабочую массу топлива, %.

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 4,149 + 0,8 \cdot \frac{0,6}{100} = 3,283$$

Объем трехатомных газов, м<sup>3</sup>/кг, полученный при полном сгорании топлива:

$$V_{RO_2}^0 = 1,866 \cdot \frac{C^P + 0,375 \cdot S^P}{100}, \quad (26)$$

где  $S^P$  – количество серы на рабочую массу топлива, %, (таблицу 4);

$C^P$  – количество углерода на рабочую массу топлива, %, (таблицу 4);

$$V_{RO_2}^0 = 1,866 \cdot \frac{42,6 + 0,375 \cdot 0,2}{100} = 0,796$$

Объем водяных паров, м<sup>3</sup>/кг, полученный при полном сгорании топлива:

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot H^p + 0,0124 \cdot W^p + 0,0161 \cdot V_B^0, \quad (27)$$

где  $V_B^0$  – смотреть формулу (6);

$W^p$  – влажность топлива на рабочую массу, %, (см. таблицу 4).

$H^p$  – количество водорода на рабочую массу топлива, %, (см. таблицу 4);

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot 3 + 0,0124 \cdot 33 + 0,0161 \cdot 4,149 = 0,809$$

Объем дымовых газов, м<sup>3</sup>/кг, полученный при полном сгорании топлива:

$$V_{\Gamma}^0 = V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0, \quad (28)$$

где  $V_{RO_2}^0$  – смотреть формулу (9);

$V_{N_2}^0$  – смотреть формулу (10);

$V_{H_2O}^0$  – смотреть формулу (11).

$$V_{\Gamma}^0 = 0,84 + 3,56 + 0,74 = 5,14 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

$$Q_{oc} = 1,05 \cdot 410,409 \cdot (4,888 + 1,1 \cdot 4,149) \cdot \frac{85 + 273}{273} = 5595,802 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Необходимое полное давление вентилятора и дымососа – перепад полных давлений во входном и выходном их патрубках, определяется по формуле:

$$H_p = \beta_2 \cdot \Delta H \quad (29)$$

где  $\beta_2 = 1,1$  – коэффициент запаса по давлению;

$\Delta H$  – перепад полных напоров по воздушному и газовому трактам, Па.

Напор дутьевого вентилятора принимается равным  $H = 750$  Па, тогда его расчётный напор:

$$H_p = 1,1 \cdot 750 = 863 \text{ Па.}$$

Напор дымососа принимается равным  $H = 1500$  Па, тогда его расчётный напор:

$$H_p = 1,1 \cdot 1500 = 1725 \text{ Па.}$$

На основе полученных значений производительности и напора выбираем по одному вентилятору ВДН-8 и дымососу ДН-8 на котёл. Характеристики выбранных тягодутьевых машин представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики тягодутьевых машин

Типоразмер	Производительность, м <sup>3</sup> /с	Полное давление, Па	КПД, %	Частота вращения, об/мин	Мощность, кВт
ВДН-8	3200	1000/580	82%	980/740	5,7/4,8
ДН-8	6000/25000	2850/1000	82%	1500	18,5

#### 5.4 Загрузка топлива и утилизация золы

Механизованная загрузка топлива в штатный бункер обычно производится изнутри котельной, а в увеличенный — снаружи через люк в кровле. Топливо россыпью засыпается фронтальным автопогрузчиком, скиповым механизмом или конвейером. Можно использовать кран-балку или бортовой кран, в этом случае топливо заранее фасуется в мешки объемом 1 м<sup>3</sup>. Способ загрузки топлива не влияет на выработку тепла, заказчик

выбирает его на стадии проектирования котельной. При проектировании котельной следует учитывать, что в бункере котла ТР располагается обрушитель топлива и электрическая система подогрева, поэтому как штатный, так и увеличенный бункер является частью котла (механизм подачи топлива) и не может рассматриваться как топливный склад котельной. В бункере находится оперативный запас топлива, его полезная вместимость регламентируется п. 13.32 СП 89.13330.2016 (не менее 3-часового запаса), вместимость же склада котельной определяется п. 13.12 указанного свода правил.

Объем зольника рассчитан на сбор золы, образующейся при сжигании 1–2 полных бункеров угля (в зависимости от его зольности). Для удобства эксплуатации котлов желательно предусмотреть дополнительный комплект зольников, для их складирования потребуется бетонированная площадка. Конструкция зольника допускает как механизированную (бортовым краном), так и ручную (с помощью лопаты) очистку от золы.

В целях поддержания надлежащего санитарно-эпидемиологического состояния и благополучия жизнедеятельности жителей Емельяновского района, обслуживание котельных «терморобот» готовы взять на себя региональные сервисные центры. Диспетчеры удалённо отслеживают ключевые параметры работы котельной. С учётом собранной информации проводятся регламентные работы, осуществляется загрузка угля и вывоз зольного контейнера на захоронение.

## **5.5 КПД и экологические показатели**

При работе на рекомендованных и допустимых видах топлива котлы ТР имеют высокий КПД брутто (87–89%) и низкое содержание загрязняющих веществ в уходящих газах. По этим показателям котлы ТР в соответствии с ГОСТ 30735 относятся к классу I во всем диапазоне мощности (20–105% от номинальной). При работе котла на других марках

углей и при установке заказчиком неправильных режимов работы топливо может сгорать не полностью (т. н. химический недожог), и концентрация загрязняющих веществ в дымовых газах может увеличиться, а его КПД снизиться. Визуально это определяется по темному цвету дымовых газов [16].

Для очистки уходящих газов от золы уноса в газовом тракте котлов ТР организованы золоуловители гравитационного типа. Скорость и направление дымовых газов в них подобраны таким образом, что внутри золоуловителей происходит осаждение крупных частиц золы, которые затем автоматически сбрасываются во внешний зольник.

Для дополнительной очистки дымовых газов от пыли нужно применять внешние ГОУ (циклоны или рукавные фильтры). Система очистки не должна нарушать работу сбалансированного тягодутьевого тракта котлов ТР, поэтому должны быть запроектированы дымососы, которые компенсируют аэродинамическое сопротивление ГОУ. Зола из топки автоматически собирается в стальные сменные зольники, в которых она увозится на утилизацию без перегрузки на объекте, это значительно снижает запыленность помещения котельной.

## **5.6 Электрооборудование и котельная автоматика**

Работу котла обеспечивает контроллер, который в соответствии с заложенной в него программой управляет двигателями вентилятора, дымососа, мотор-редуктора, механизма подачи угля, привода системы золоудаления и ТЭНами подогрева бункера. Управление исполнительными механизмами производится встроенными оптоэлектронными ключами контроллера, с помощью электромагнитных реле и регуляторов частоты. Для обеспечения надежности мощность регуляторов выбрана на 1 ступень больше, чем номинальная мощность двигателей. Электрические механизмы смонтированы на стальной раме котла, которая обеспечивает уравнивание

потенциалов. Металлические нетоковедущие части механизмов заземлены путем присоединения их к РЕ-проводникам сети. Провода и кабели уложены в кабель-каналах.

### 5.7 Гидравлический расчет тепловых сетей

В целях обеспечения надежной и бесперебойной работы системы теплоснабжения проведен гидравлический расчёт тепловых сетей.

Расчет проведен для сетевого контура первой котельной. Магистраль проходит через четыре ЦТП, которые устанавливаются на месте выведенных из работы котельных.

ЦТП служит посредником между кольцевой тепловой сетью и потребителями. Главной функцией ЦТП является распределение теплоносителя по системам отопления и горячего водоснабжения (ГВС) обслуживаемых зданий, а также функции обеспечения безопасности, управления и учета.

Пример расчёта произведен для участка магистральной сети от котельной №1 до ЦТП-1.

Расчетный расход сетевой воды на систему отопления, присоединенную по независимой схеме, т/ч:

$$G_{c.o.} = \frac{Q \cdot 10^3}{C_e \cdot (t_1 - t_2)} \quad (5)$$

где  $Q$  – тепловая нагрузка теплообменников в котельной, Гкал/ч;

$C_e = 4,19$  – удельная теплоемкость воды, кДж/кг · К;

$t_1 = 95$  – температура теплоносителя в подающей линии сети, °С;

$t_2 = 70$  – температура теплоносителя в обратной линии сети, °С.

$$Q = Q_{nom} + \Delta Q, \quad (6)$$



где  $Q_{nom} = 10,053$  – тепловая нагрузка потребителей котельной, Гкал/ч;  
 $\Delta Q$  – тепловые потери в трубопроводе.

Для определения тепловых потерь в трубопроводе используется следующая зависимость, Гкал/ч:

$$\Delta Q = \frac{(2\pi \cdot \lambda \cdot l \cdot (t_{вн} - t_{нар}))}{\ln\left(\frac{D}{d_{вн}}\right) \cdot k}, \quad (7)$$

где  $\lambda = 0,05$  – коэффициент теплопроводности для пенополиуретановой (ППУ) изоляции, Вт/м·К;

$l = 1800$  – протяженность трубы, м;

$t_{вн} = 95$  – температура рабочей среды в трубопроводе, °С;

$t_{нар} = -40$  – расчетная зимняя температура наружного воздуха для проектирования отопления, °С;

$D = d_n + \delta = 0,325 + 0,05 = 0,375$  – наружный диаметр трубопровода с теплоизоляцией, м;

$d_{вн} = 0,311$  – внутренний диаметр трубопровода, м;

$k = 1,3$  – коэффициент запаса мощности.

$$\Delta Q = \frac{(2 \cdot 3,14 \cdot 0,05 \cdot 1800 \cdot (95 - (-40)))}{\ln\left(\frac{0,375}{0,311}\right) \cdot 1,3} = 0,27 \text{ Гкал/ч,}$$

$$Q = 10,053 + 0,27 = 10,323 \text{ Гкал/ч,}$$

$$G_{c.o.} = \frac{10,323 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (95 - 70)} = 114,61 \text{ кг/с} = 412,598 \text{ т/ч.}$$

Далее необходимо уточнить диаметр трубопровода. Для этого находим площадь поперечного сечения канала из уравнения неразрывности, м<sup>2</sup>:

$$F = \frac{G_{c.o.} \cdot v}{c}, \quad (8)$$

где  $G_{c.o.} = 114,61$  – скорость сетевой воды, кг/с (см. формулу (1));

$v = 0,001$  – удельный объем воды, м<sup>3</sup>/кг;

$c = 1,5$  – скорость теплоносителя, м/с.

$$F = \frac{114,61 \cdot 0,001}{1,5} = 0,076 \text{ м}^2.$$

Расчетный диаметр тепловой сети, м:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot F}{\pi}}, \quad (9)$$

где  $F = 0,076$  – площадь поперечного сечения канала, м<sup>2</sup> (см. формулу (4)).

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,081}{3,14}} = 0,312 \text{ м.}$$

Выбираем стандартное значение наружного диаметра с округлением в большую сторону:  $d_n = 0,325$ . Толщина стенки при этом  $\delta_{cm} = 7$  мм. Тогда внутренний диаметр  $d_{вн} = 0,325 - 7 \cdot 2 = 0,311$  м.

Зная значение внешнего диаметра, определим фактическую скорость теплоносителя, м/с:

$$c_{\phi} = \frac{G_{c.o.}}{0,785 \cdot d_{\text{вн}} \cdot \rho}, \quad (10)$$

где  $G_{c.o.} = 114,61$  – то же, что и в формуле (4);

$d_{\text{вн}} = 0,311$  – значение внутреннего диаметра, м;

$\rho = 970,902$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>.

$$c_{\phi} = \frac{114,61}{0,785 \cdot 0,325 \cdot 970,902} = 1,555 \text{ м/с.}$$

Значение числа Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{c_{\phi} \cdot d_{\text{вн}}}{\nu}, \quad (11)$$

где  $c_{\phi} = 1,555$  – фактическая скорость теплоносителя, м/с (см. формулу (6));

$d_{\text{вн}} = 0,311$  – то же, что и в формуле (6);

$\nu = 0,3125 \cdot 10^{-6}$  – коэффициент кинематической вязкости [2], м<sup>2</sup>/с.

$$\text{Re} = \frac{1,555 \cdot 0,311}{0,3125 \cdot 10^{-6}} = 1,635 \cdot 10^6.$$

Предельное значение числа Рейнольдса:

$$\text{Re}_{np} = 560 \cdot \frac{d_{\text{вн}}}{k_3}, \quad (12)$$

где  $d_{\text{вн}}$  – то же, что и в формуле (6);

$k_s = 0,5 \cdot 10^{-3}$  – абсолютная шероховатость внутренней поверхности трубы (для водяных сетей согласно справочнику [3]), м.

$$\text{Re}_{np} = 560 \cdot \frac{0,311}{0,5 \cdot 10^{-3}} = 3,483 \cdot 10^5.$$

Так как  $\text{Re} > \text{Re}_{np}$ , то коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  определяется по формуле Шифринсона:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left( \frac{k}{d_{\text{вн}}} \right)^{0,25}, \quad (13)$$

где  $d_{\text{вн}}$  – то же, что и в формуле (6);

$k_s$  – то же, что и в формуле (8).

$$\lambda = 0,11 \cdot \left( \frac{0,5 \cdot 10^{-3}}{0,311} \right)^{0,25} = 0,022.$$

Эквивалентная длина определяется по формуле, м:

$$l_{\text{экв}} = \frac{\sum \xi \cdot d_{\text{вн}}}{\lambda}, \quad (14)$$

где  $\sum \xi$  – коэффициент местных сопротивлений трубопровода;

$d_{\text{вн}}$  – то же, что и в формуле (6);

$\lambda = 0,022$  – коэффициент гидравлического сопротивления.

Принимаем две задвижки по концам для одного участка. Далее определим коэффициент местных сопротивлений трубопровода:

$$\sum \xi = 2 \cdot \xi_{з\partial} + 6 \cdot \xi_{\kappa}, \quad (15)$$

где  $\xi_{з\partial} = 0,3$  – коэффициент местного сопротивления задвижки;

$\xi_{\kappa} = 1$  – коэффициент местного сопротивления колена на  $90^\circ$ .

$$\sum \xi = 2 \cdot 0,3 + 6 \cdot 1 = 6,6.$$

$$l_{\text{экв}} = \frac{6,6 \cdot 0,311}{0,022} = 93,188 \text{ м.}$$

Приведенная длина, м:

$$l_{\text{пр}} = l + l_{\text{экв}}, \quad (16)$$

где  $l = 1800$  – протяженность трубы, м (см. формулу (3));

$l_{\text{экв}} = 93,188$  – эквивалентная длина, м (см. формулу (11)).

$$l_{\text{пр}} = 1800 + 93,188 = 1893,1888 \text{ м.}$$

Удельные потери давления, Па/м:

$$R = \lambda \cdot \frac{1}{d_{\text{вн}}} \cdot \frac{\rho \cdot c_{\phi}^2}{2}, \quad (17)$$

где  $\lambda$  – то же, что и в формуле (10);

$d_{\text{вн}}$  – то же, что и в формуле (6);

$\rho$  – то же, что и в формуле (6);

$c_{\phi}$  – то же, что и в формуле (7);

$$R = 0,022 \cdot \frac{1}{0,311} \cdot \frac{970,902 \cdot 1,555^2}{2} = 83,109 \text{ Па/м.}$$

Потери на трение, Па:

$$\Delta P_{\text{тр}} = R \cdot l, \quad (18)$$

где  $l$  – то же, что и в формуле (12);

$R = 83,109$  – удельные потери давления, Па/м (см. формулу (13)).

$$\Delta P_{\text{тр}} = 83,109 \cdot 1800 = 1,496 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Потери на местное сопротивление, Па:

$$\Delta P_{\text{мс}} = R \cdot l_{\text{экв}}, \quad (19)$$

где  $l_{\text{экв}}$  – то же, что и в формуле (12);

$R$  – то же, что и в формуле (14).

$$\Delta P_{\text{мс}} = 83,109 \cdot 93,188 = 0,774 \cdot 10^4 \text{ Па.}$$

Суммарные потери на всем трубопроводе:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\text{тр}} + \Delta P_{\text{мс}}, \quad (20)$$

где  $\Delta P_{mp} = 1,496 \cdot 10^5$  – потери на трение, Па (см. формулу 14);

$\Delta P_{mc} = 0,774 \cdot 10^4$  – потери на местное сопротивление, Па.

$$\Delta P_{\Sigma} = 1,496 \cdot 10^5 + 0,774 \cdot 10^4 = 1,573 \cdot 10^5 \text{ Па} = 1,573 \text{ бар}.$$

Перепад давления, м вод. ст.:

$$\Delta H = \frac{\Delta P_{\Sigma}}{\rho \cdot g}, \quad (21)$$

где  $\Delta P_{\Sigma} = 1,573 \cdot 10^5$  – суммарные потери трубопровода, Па (см. формулу (16));

$\rho$  – то же, что и в формуле (6);

$g = 9,8$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

$$\Delta H = \frac{1,573 \cdot 10^5}{970,902 \cdot 9,8} = 16,525 \text{ м вод. ст.}$$

Остальные участки рассчитываются аналогично, результаты сводятся в таблицу 3.

Таблица 3 – Сводная таблица гидравлического расчета для тепловой сети

Участок	Расход воды $G_{c,o}$ , т/ч	Фактическая длина трубопровода $l$ , м	Приведенная длина трубопровода $l_{np}$ , м	Удельные потери давления $R$ , Па/м	Фактическая скорость теплоносителя $c_{ф}$ , м/с	Потери давления $\Delta H$ , Па	Наружный диаметр трубы $d_n$ , мм
Котельная №1 – ЦТП-1	412,598	1800	1893	83,109	1,555	16,525	325
ЦТП-1 – ЦТП-2	220,746	1300	1374	62,165	1,199	8,972	273
ЦТП-2 – ЦТП-3	152,399	1200	1239	101,121	1,322	13,154	219
ЦТП-3 – ЦТП-4	135,612	1000	1039	80,071	1,176	8,734	219
ЦТП-4 – Котельная №1	74,062	400	425,023	147,093	1,284	6,566	159



## 5.8 Подбор насосного оборудования

Автоматические блочно-модульные котлы «Терморобот» поставляются в комплекте с насосной группой, в этой связи в данной работе представлен выбор сетевого насоса для создания напора в сетевом контуре.

Суммарный расход сетевой воды при нагрузке отопления и температурном графике теплосети 95/70 °С составляет 452,978 м<sup>3</sup>/ч. Таким образом, в качестве насосной системы сетевого контура для первой котельной принимаем 2 насоса СЭ 500 - 70 - 16 УХЛЗ с номинальной производительностью 500 м<sup>3</sup>/ч и напором 70 м (1 рабочий, 1 резервный).

## 6 Расчет выбросов вредных веществ до и после реконструкции

Сокращение выбросов вредных веществ при работе любых котельных является приоритетным критерием при выборе того или иного варианта реконструкции.

В котельных пос. Емельяново используется уголь Ирша-Бородинского разреза марки 2БР. Далее приведен расчет вредных выбросов веществ в атмосферу от двух котельных.

Данные для расчета:

- расход топлива двух новых котельных в год – 64756 т/год;
- продолжительность отопительного сезона – 234 дня (5616 часов);
- тепломеханические характеристики топлива (представлены в таблице 4).

В атмосферу от котельных при сжигании бурых углей с дымовыми газами выбрасываются: зола, оксиды углерода, серы и азота.

Расход летучей золы, выбрасываемой в дымовую трубу, т/год:

$$M_{\text{зол}}^{\text{вых}} = 0,01 \cdot B \cdot (a_{\text{ун}} \cdot A^p + q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32,68}) \cdot (1 - \eta_{\text{зв}}), \quad (30)$$

где  $Q_n^p$  – низшая рабочая теплота сгорания топлива, МДж/кг;

$\eta_{\text{зв}}$  – КПД золоуловителя (для циклона ЦН-15), %;

$a_{\text{ун}}$  – доля уноса;

$B$  – годовой расход топлива котельных, т/год;

$q_4$  – потеря тепла с механическим недожогом топлива, %.

Суммарное количество оксидов серы, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами, вычисляют по формуле:

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot B \cdot S^p \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2}), \quad (31)$$

где  $\eta'_{SO_2}$  – доля оксидов серы, связываемых летучей золой в котле;

$\eta''_{SO_2}$  – доля оксидов серы, улавливаемых в мокром золоуловителе (Доля оксидов серы, улавливаемых в сухих золоуловителях, принимается равной нулю).

Расчет выбросов оксида углерода произведён по формуле, т/год:

$$M_{CO} = 10^{-3} \cdot B \cdot C_{CO} \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \quad (32)$$

где  $C_{CO}$  – выход оксида углерода при сжигании топлива, кг/т.

$$C_{CO} = q_3 \cdot R \cdot Q_n^p, \quad (33)$$

где  $q_3$  – потеря теплоты вследствие химической неполноты сгорания топлива [12], %;

$R$  – коэффициент, учитывающий долю потери теплоты вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную наличием в продуктах неполного сгорания оксида углерода.

Расчет выбросов оксидов азота при слоевом сжигании твердого топлива произведён по формуле (согласно [11]), т/год:

$$M_{NO_x} = B \cdot Q_n^p \cdot K_{NO_2} \cdot \beta_z \cdot k_n, \quad (34)$$

где  $K_{NO_2}$  – удельный выброс оксидов азота при слоевом сжигании твердого топлива, г/МДж;

$\beta_2$  – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов, подаваемых в смеси с дутьевым воздухом под колосниковую решетку, на образование оксидов азота;

$k_n$  – коэффициент пересчета; при определении выбросов в граммах в секунду  $k_n = 1$ ; при определении выбросах в тоннах в год  $k_n = 10^{-3}$ .

Удельный выброс оксидов азота рассчитывается по формуле:

$$K_{NO_2} = 0,35 \cdot 10^{-3} \cdot \alpha_m \cdot \left( 1 + 5,46 \frac{100 - R_6}{100} \right) \cdot \sqrt[4]{Q_n^p \cdot q_R}, \quad (35)$$

где  $\alpha_m$  – коэффициент избытка воздуха в топке;

$R_6$  – характеристика гранулометрического состава угля - остаток на сите с размером ячеек 6 мм (принимается по сертификату на топливо), %;

$q_R$  – тепловое напряжение зеркала горения, МВт/м<sup>2</sup>.

Тепловое напряжение зеркала горения:

$$q_R = \frac{Q}{F}, \quad (36)$$

где  $Q$  – мощность водогрейного котла, МВт;

$F$  – зеркало горения (определяется по паспортным данным котельной установки), м<sup>2</sup>.

Изменение расхода топлива влечет за собой изменение массовых выбросов вредных веществ. По этой же методике рассчитываем выбросы вредных веществ до реконструкции. Результаты приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Сравнение выбросов вредных веществ до и после реконструкции

Наименование величины	Значение	
	До	После
Суммарный расход натурального топлива, т/год	84679,819	64756,186
Валовый выброс летучей золы в дымовых газах, т/год	751,957	575,026
Валовый выброс оксида углерода, т/год	674,051	515,451
Выбросы оксидов азота, т/год	252,344	189,342
Выбросы оксидов серы, т/год	321,78331	246,074

Далее приведен расчёт дымовой трубы.

Минимально допустимая высота дымовых труб (согласно методическому пособию [13]), м:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot m}{C_{нд}}} \cdot \sqrt{\frac{n}{V \cdot \Delta T}}, \quad (37)$$

где  $A = 200$  – коэффициент, учитывающий условия вертикального и горизонтального рассеяния примеси в воздухе, для Центральной Сибири;

$M$  – суммарный выброс золы и сернистого газа, г/с;

$M_z = 2,53$  – выбросы золы, г/с;

$F_{SO_2} = 1$  – безразмерный коэффициент, учитывающий характер выбрасываемых загрязнений (для сернистого ангидрида);

$F_{зола} = 2$  – безразмерный коэффициент, учитывающий характер выбрасываемых загрязнений (для золы);

$m = 1$  – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скоростей выхода газов из устья трубы (для 15 м/с);

$n = 1$  – число труб одинаковой высоты;

$V = Q_{oc} = 3,15$  – суммарный объём дымовых газов, выбрасываемых из труб, м<sup>3</sup>/с;

$\Delta T = 130$  – разность температур уходящих из трубы газов и окружающего воздуха, °С;

$C_{nd}^{SO_2} = 0,15$  – предельно допустимая концентрация сернистого ангидрида, мг/м<sup>3</sup>;

$C_{nd}^{зола} = 0,15$  – предельно допустимая концентрация золы, мг/м<sup>3</sup>.

$$H_{зола} = \sqrt{\frac{A \cdot M_3 \cdot F_{зола} \cdot m}{C_{nd}^{зола}}} \cdot \sqrt{\frac{n}{V \cdot \Delta T}} = \\ = \sqrt{\frac{200 \cdot 11,91 \cdot 2 \cdot 1}{0,15}} \cdot \sqrt{\frac{1}{27,98 \cdot 130}} = 22,95 \text{ м};$$

$$H_{SO_2} = \sqrt{\frac{A \cdot M_{SO_2} \cdot F_{SO_2} \cdot m}{C_{nd}^{SO_2}}} \cdot \sqrt{\frac{n}{V \cdot \Delta T}} = \\ = \sqrt{\frac{200 \cdot 7,798 \cdot 1 \cdot 1}{0,15}} \cdot \sqrt{\frac{1}{27,98 \cdot 130}} = 10,617 \text{ м}.$$

Выбираем высоту трубы из стандартных значений – 25 м, диаметр устья – 1,2 м.

Эффективная высота дымовой трубы, м:

$$H_{эф} = H + \Delta H, \tag{38}$$

где  $\Delta H$  – высота подъёма факела дымовой трубы, м.

$$\Delta H = 1,9 \cdot \frac{d_0 \cdot \omega_0}{V \cdot \varphi}, \tag{39}$$

где  $d_0 = 1,2$  – диаметр устья дымовой трубы, м;

$V = 5$  – скорость ветра на высоте 10 м над уровнем земли, м/с;

$\varphi = 1,42$  – коэффициент, учитывающий возрастание скорости ветра с высотой трубы;

$\omega_0 = 15$  – скорость газов в выходном сечении трубы, м/с.

$$\Delta H = 1,9 \cdot \frac{1,2 \cdot 15}{5 \cdot 1,42} = 8,03 \text{ м,}$$

$$H_{эф} = 35 + 8,43 = 33,03 \text{ м.}$$

Расчитанная высота должна обеспечить рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах котельных.

## 7 Экономическое обоснование

### 7.1 Расчёт стоимости строительно-монтажных работ

Расчёт капиталовложений (согласно учеб.-метод. пособию [14]), тыс. руб.:

$$K = \sum_{i=1}^n n_i \cdot C_i + S_{\text{монт}} + S_{\text{пуск}} + S_{\text{тран}}, \quad (40)$$

где  $n_i$  – количество единиц закупаемого оборудования одного вида, шт.;

$C_i$  – цена закупаемого оборудования одного вида, руб/шт;

$S_{\text{монт}}$  – издержки на монтаж оборудования, руб;

$S_{\text{пуск}}$  – затраты на пуско-наладочные работы, руб;

$S_{тран}$  – затраты на транспортировку оборудования, руб.

Издержки на монтаж оборудования (принимается в размере 20% от стоимости основного оборудования), тыс. руб:

$$S_{монт} = 0,2 \cdot \sum_{i=1}^n n_i \cdot Ц_i \quad (41)$$

Затраты на пуско-наладочные работы (принимается в размере 5% от стоимости основного оборудования), тыс. руб:

$$S_{монт} = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^n n_i \cdot Ц_i \quad (42)$$

Затраты на транспортировку оборудования (принимается в размере 10% от стоимости основного оборудования), тыс. руб:

$$S_{монт} = 0,1 \cdot \sum_{i=1}^n n_i \cdot Ц_i \quad (43)$$

Результаты расчёта величины основного капитала (капиталовложений) представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчёт капиталовложений

Наименование	Значение
Стоимость основного оборудования, тыс. руб	227184
Издержки на монтаж оборудования, тыс. руб	45437
Затраты на пуско-наладочные работы, тыс. руб	11359
Затраты на транспортировку оборудования, тыс. руб	22718
Расчёт капиталовложений, тыс. руб	306698



## 7.2 Расчёт эксплуатационных затрат

Эксплуатационные расходы в проектных технико-экономических расчётах, группируются в укрупнённые статьи калькуляции (согласно учеб.-метод. пособию [15]), тыс. руб./год:

$$C_{\text{экспл}} = C_m + C_{\text{э}} + C_{\text{ам}} + C_p + C_{\text{зн}} + C_{\text{пр}}, \quad (44)$$

где  $C_m$  – затраты на топливо, тыс. руб/год;

$C_{\text{э}}$  – затраты на электроэнергию для собственных нужд котельной, тыс. руб/год;

$C_{\text{ам}}$  – амортизационные отчисления, тыс. руб/год;

$C_p$  – затраты на текущий ремонт котельной, тыс. руб/год;

$C_{\text{зн}}$  – затраты на заработную плату, тыс. руб/год;

$C_{\text{пр}}$  – прочие расходы, тыс. руб/год.

Затраты на топливо, тыс. руб/год:

$$C_m = B_{\text{год}}^H \cdot C_m, \quad (45)$$

где  $B_{\text{год}}^H$  – годовой расход топлива, т;

$C_m$  – цена топлива, руб/т.

Затраты на электроэнергию для собственных нужд котельной, тыс. руб/год:

$$C_{\text{э}}^{\text{сн}} = \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{сн}} \cdot C_{\text{э/э}}, \quad (46)$$

где  $\mathcal{E}_{год}^{сн}$  – годовой расход электроэнергии на собственные нужды котельной, тыс. кВт·ч;

$C_{э/э}$  – цена (тариф) одного кВт·ч.

Годовые амортизационные отчисления, тыс. руб/год:

$$C_{ам} = \frac{H_A^{сmp}}{100} \cdot K_{сmp} + \frac{H_A^{об}}{100} \cdot K_{об}, \quad (47)$$

где  $H_A^{сmp}$  – средняя норма амортизации на полное восстановление сооружений, зданий, %;

$K_{сmp}$  – стоимость общестроительных работ и зданий, тыс. руб;

$H_A^{об}$  – норма амортизации на оборудование (с учётом стоимости монтажных работ), %;

$K_{об}$  – стоимость оборудования, тыс. руб.

Затраты на текущий ремонт котельной, тыс. руб/год:

$$C_p = 0,2 \cdot C_{ам}, \quad (48)$$

где  $C_{ам}$  – годовые амортизационные отчисления, тыс. руб/год.

Годовые затраты на заработную плату, тыс. руб/год:

$$C_{зн} = Ч \cdot ЗП \cdot 12, \quad (49)$$

где  $Ч$  – численность персонала, чел;

$ЗП$  – среднемесячная заработная плата (все суммы выплат за год, поделенные на 12), тыс. руб;

Прочие расходы, тыс. руб/год:

$$C_{np} = 0,3 \cdot (C_m + C_{ам} + C_{зн}), \quad (50)$$

где  $C_m$  – затраты на топливо, тыс. руб/год;

$C_{ам}$  – амортизационные отчисления, тыс. руб/год;

$C_{зн}$  – затраты на заработную плату, тыс. руб/год.

Результат расчёта эксплуатационных расходов представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Расчёт эксплуатационных затрат

Показатель	Обозначение	Сумма, тыс. руб/год	Удельный вес, %
Затраты на топливо, тыс. руб/год	$C_m$	10341	8
Затраты на электроэнергию для собственных нужд котельной, тыс. руб/год	$C_э^{сн}$	5584	4
Годовые амортизационные отчисления, тыс. руб/год	$C_{ам}$	31897	24
Затраты на текущий ремонт котельной, тыс. руб/год	$C_p$	6379	5
Годовые затраты на заработную плату, тыс. руб/год	$C_{зн}$	2723	2
Прочие расходы, тыс. руб/год	$C_{np}$	13488	10
Эксплуатационные расходы	$C_{эспл}$	64033	100

### 7.3 Расчёт технико-экономических показателей

Средний расход теплоты за отопительный период, Гкал/ч:

$$Q_{cp} = Q \cdot \frac{t_{вн} - t_{cp}}{t_{вн} - t_p}, \quad (51)$$

где  $Q = 20,106$  – тепловая нагрузка потребителей котельных, Гкал/ч;

$t_{вн} = 20$  – расчетная температура внутри зданий, °С;

$t_{cp} = -7,1$  – средняя температура за отопительный период (для пос. Емельяново), °С;

$t_p = -40$  – расчетная температура наружного воздуха для проектирования системы отопления, °С.

$$Q_{cp} = 20,106 \cdot \frac{20 - (-7,1)}{20 - (-40)} = 9,081 \text{ Гкал/ч.}$$

Годовой расход теплоты, Гкал:

$$Q_{год} = n_0 \cdot Q_{cp}, \quad (52)$$

где  $n_0 = 5616$  – отопительный период (для пос. Емельяново), ч;

$Q_{cp}$  – средний расход теплоты за отопительный период, Гкал/ч.

$$Q_{год} = 5616 \cdot 9,081 = 50731,2 \text{ Гкал.}$$

Общий годовой расход теплоты с учетом собственных нужд составит,  
Гкал:

$$Q_{год}^{общ} = Q_{год} \cdot 1,1, \quad (53)$$

где  $Q_{год}$  – годовой расход теплоты, Гкал.

$$Q_{год}^{общ} = 51000,075 \cdot 1,1 = 56100,083 \text{ Гкал.}$$

Себестоимость тепловой энергии рассчитывается по формуле, руб/Гкал:

$$C = \frac{C_{экл}}{Q_{год}^{общ}}, \quad (54)$$

где  $C_{экл} = 64032758$  – эксплуатационные расходы, руб;

$Q_{год}^{общ} = 56100,083$  – количество тепловой энергии, отпущенной потребителю за год, Гкал.

$$C = \frac{64032758}{56100,083} = 1147,452 \text{ руб/Гкал.}$$

Таким образом, в результате себестоимость 1 Гкал тепловой энергии с учётом НДС составит  $C_{НДС} = 1147,452 + 0,2 \cdot 1147,452 = 1376,942$  руб/Гкал.

Тариф на тепловую энергию для населения пос. Емельяново (с учётом НДС) составляет 2425,68 руб/Гкал.

Расчетная себестоимость получилась ниже тарифов на тепло для данной местности, значит проект можно считать рентабельным.

Годовая экономия (прибыль) составит, тыс. руб:

$$\mathcal{E}_{год} = (T_{ЕКК} - C_{НДС}) \cdot Q_{год}^{общ}, \quad (55)$$

где  $T_{ЕКК} = 2425,68$  – тариф на тепловую энергию в Емельяново, руб/Гкал;  
 $C_{НДС} = 1376,942$  – себестоимость тепловой энергии с учётом НДС,  
руб/Гкал

$Q_{год}^{общ} = 56100,083$  – количество тепловой энергии, отпущенной  
потребителю за год, Гкал.

$$\mathcal{E}_{год} = (2425,68 - 1376,942) \cdot 56100,083 = 58834204 \text{ руб} = 58834,204 \text{ тыс.руб}$$

Срок окупаемости, лет:

$$S = \frac{K_{общ}}{\mathcal{E}_{год}}, \quad (56)$$

где  $K_{общ} = 306698$  – общие затраты на котельную и на прокладку тепловой  
сети, тыс. руб;

$\mathcal{E}_{год} = 58834204$  – годовая экономия (прибыль), тыс. руб.

$$S = \frac{306698}{58834,204} = 5,213 \text{ лет.}$$

Полученные результаты экономического расчёта демонстрируют  
экономическую привлекательность рассматриваемой реконструкции  
теплоснабжения пос. Емельяново, поскольку проект имеет простой срок  
окупаемости 5,2 лет.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы в форме магистерской диссертации разработан проект реконструкции теплоснабжения посёлка Емельяново, выбраны решения по комплектации систем, рабочее оборудование.

В соответствии с поставленной целью были решены следующие задачи:

- проведён обзор теплоснабжения посёлка Емельяново;
- рассмотрено эффективное техническое решение в рамках реконструкции;
- сформирована тепловая схема котельной. Произведен расчет и подбор основного и вспомогательного оборудования;
- проведена оценка сметной стоимости строительно-монтажных работ по строительству двух котельных и прокладке тепловых сетей, определены технико-экономические показатели и себестоимость отпуска единицы тепловой энергии для потребителей;
- проведен сравнительный анализ выбросов вредных веществ до и после реконструкции.

В проекте предусматриваются следующие мероприятия:

- демонтаж всех малых котельных посёлка и переключение их тепловых мощностей на две новые котельные, для которых предусмотрен выбор основного и вспомогательного оборудования;
- установка ЦТП на месте демонтируемых котельных,

Реконструкция системы теплоснабжения позволит:

- повысить эффективности производства за счёт увеличения единичной мощности водогрейных котлов;
- увеличить надежность теплоснабжения;
- установить средства автоматического управления технологическими процессами и режимом отпуска тепла;

- снизить количество выбросов вредных веществ в атмосферу;
- уменьшить себестоимость тепловой энергии.

Таким образом, в результате расчёта проект реконструкции теплоснабжения посёлка Емельяново обретает статус выгодного проекта как с практической точки зрения, так и с экономической. Полученные результаты экономического расчёта демонстрируют экономическую привлекательность рассматриваемой реконструкции теплоснабжения пос. Емельяново, поскольку проект имеет простой срок окупаемости 5,2 лет.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Повышение эффективности работы котельной [Электронный ресурс] : «Терморобот». – Режим доступа: <https://scienceforum.ru>
2. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (тепловой расчет парового котла) : учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2005. – 96 с.
3. Богомолов, В. В. Энергетические угли восточной части России и Казахстана : справочник / В. В. Богомолов, Н. В. Артемьев, А. Н. Алехнович, Н. В. Новицкий. – Челябинск : Урал ВТИ, 2004. – 304 с.
4. Мочан, С. И. Тепловой расчет котлов : нормативный метод / С. И. Мочан, А. А. Абрютин, Г. М. Каган, В. С. Назаренко. – Санкт-Петербург : АООТ НПО и АООТ ВТИ, 1998. – 256 с.
5. Лобанова, З. М. Экология и защита биосферы. Информационно-развивающие дидактические задания : учебное пособие / З. М. Лобанова. – Барнаул : АлтГТУ, 2009. – 130 с.
6. Постановление о ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах : федер. закон Российской Федерации от 13 сентября 2016 года № 913. – Москва : Российская газета, 2017. – 42 с.
7. Электронный каталог Красноярских котлов [Электронный ресурс] : Котлы отопления для частного дома, торгового или производственного объекта // ООО «Крас-Котел». – Режим доступа: <https://kras-kotel.ru>
8. Электронный каталог Автоматических угольных котельных [Электронный ресурс] : «Терморобот». – Режим доступа: <http://www.termorobot.ru>
9. Электронный каталог котлов Восточно-Сибирского котельного завода [Электронный ресурс] : Котлы отопления на твердом топливе // ООО «ВСКЗ». – Режим доступа: <http://vskz.ru>

10. Электронный каталог котельного завода «Росэнергопром» [Электронный ресурс] : Проектирование, производство, монтаж, пуско-наладка котлов и котельного оборудования // «Росэнергопром». – Режим доступа: <http://www.kvzr.ru>

11. Электронный каталог завода-изготовителя пылеулавливающего оборудования [Электронный ресурс] : Рукавные и картриджные фильтры // «Экофильтр». – Режим доступа: <https://e-f.ru/catalog/rukavnie-filtri>

12. Веретенникова, И. И. Экономика организации (предприятия) / И.И. Веретенникова, И.В. Сергеев. – М.: Юрайт, 2016. – 42 с.

13. Герасимова, В. Д. Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности промышленного предприятия. Учебное пособие / В.Д. Герасимова. – М.: КноРус, 2018. – 33 с.

14. Златопольский, А.Н. Экономика, организация и планирование теплового хозяйства промышленных предприятий: учеб.-метод. пособие / А.Н. Златопольский, С.Л. Прузнер – Москва: Энергия, 1979. – 376 с.

15. Зубова М.В. Экономика и управление энергетическими предприятиями. Определеение сметной стоимости ремонта и реконструкции энергооборудования: учеб.-метод. пособие / Сиб. Федерал. ун-т; сост.: И.А. Астраханцева, М.В. Зубова, Л.В. Голованова – 2013. – 18 с.

16. ГОСТ 30735-2001 «Котлы отопительные водогрейные теплопроизводительностью от 0,1 до 4,0 МВт».

Министерство науки и высшего образования РФ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

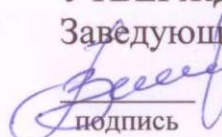
институт

Теплотехника и гидрогазодинамика

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.А. Кулагин

подпись

инициалы, фамилия

« 3 » июля 2023 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Использование автоматических угольных котельных «Терморобот» для

тема

повышения эффективности работы котельных малой мощности

13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

код и наименование направления

13.04.01.01 Энергетика теплотехнологий

код и наименование магистерской программы

Руководитель

  
подпись, дата

доцент, к. ф.-м. н.

должность, ученая степень

Е.Б. Истягина

инициалы, фамилия

Выпускник

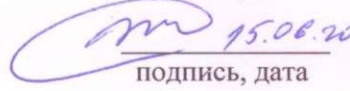
  
подпись, дата

15.06.2023г.

К.М. Сабитов

инициалы, фамилия

Рецензент

  
подпись, дата

15.06.2023

Н.И. Огородников  
должность, ученая степень

Н.И. Огородников  
инициалы, фамилия

Красноярск 2023