

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Е.А. Бойко
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

Проект модернизации котельной пос. Кедровый

тема

Руководитель

подпись, дата

доцент, к.т.н.

должность, ученая степень

С. Р. Янов

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

Е. С. Кеворкова

инициалы, фамилия

Технический контроль

подпись, дата

С.А. Михайленко

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

П.В. Шишмарев

инициалы, фамилия

Красноярск 2018

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Е.А. Бойко

подпись

инициалы, фамилия

«__» _____ 2018 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме _____ бакалаврской работы

Студенту _____ Кеворковой Екатерине Сергеевне
фамилия, имя, отчество

Группа ФЭ14-01Б Направление (специальность) 13.03.01
номер код

Теплоэнергетика и теплотехника

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект модернизации
котельной пос. Кедровый

Утверждена приказом по университету № 3943/с от 19 марта 2018
Руководитель ВКР Янов С. Р., канд. техн. наук, доцент кафедры ТЭС ПИ
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

СФУ

Исходные данные ВКР Характеристика котельной
пос. Кедровый, техническая характеристика котлоагрегатов котельной и
вспомогательного оборудования.

Перечень разделов ВКР Описание объекта, основного и вспомогательного
оборудования; Разработка технического решения; Экономика; Охрана
окружающей среды.

Перечень графического материала _____

Лист 1. Тепловая схема котельной до модернизации

Лист 2. Тепловая схема котельной после модернизации

Лист 3. Нулевая отметка котельной

Лист 4. Компонировка здания с новым оборудованием

Руководитель ВКР _____ С. Р. Янов
подпись инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению _____ Е. С. Кеворкова
подпись, инициалы и фамилия студента

« ____ » _____ 2018 г.

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «Проект модернизации котельной пос. Кедровый» содержит – 53 страницы текстового документа, 15 использованных источников, 4 листа графического материала.

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, КОТЛОАГРЕГАТ, ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС, ТЕПЛООБМЕННИК, НАСОС, НОВОЕ ЗДАНИЕ.

Объект ВКР – котельная п. Кедровый.

Цели работы:

- Увеличение срока службы котлов;
- Повышение надежности теплоснабжения потребителей;
- Увеличение КПД котельной;
- Достижение стабильной работы котлов.

Для достижения данных целей были разработаны несколько вариантов. В качестве реализуемого проекта был выбран и просчитан вариант установки теплообменников на котельной.

Для правильного выбора основного и вспомогательного оборудования посчитаны тепловые балансы, далее были разработаны варианты установки нового оборудования, также посчитан экономический эффект от данного проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Описание объекта и оборудования.....	7
1.1 Описание пос. Кедровый.....	7
1.2 Описание основного оборудования котельной.....	7
1.3 Краткая характеристика вспомогательного оборудования	11
1.4 Существующие проблемы на котельной пос. Кедровый.....	15
2 Разработка технических решений	16
2.1 Модернизация системы ХВО.....	16
2.2 Техническое обслуживание оборудования	16
2.3 Разделение контуров котельной	16
3 Расчетная часть.....	17
3.1 Определение тепловых балансов внутреннего (котлового) и внешнего (сетевого) контуров котельной	17
3.2 Выбор нового оборудования.....	20
3.3 Гидравлический расчет тепловых сетей	26
3.4 Проект компоновки нового оборудования.....	31
4 Экономическая часть	33
4.1 Расчет капитальных затрат проекта	33
4.2 Расчет срока окупаемости проекта	34
5 Охрана окружающей среды	36
5.1 Выбор золоуловителя	36
5.2 Расчет дымовой трубы.....	39
5.3 Расчет годовых выплат котельной за негативное воздействие на окружающую среду.....	42
Заключение	48
Список использованных источников	49

ВВЕДЕНИЕ

Одной из основных проблем, снижающих надежность теплоснабжения, особенно в сельских районах, является невысокая надежность и неэффективность источников тепла, то есть водогрейных котлов. В свою очередь их неэффективность и аварийность во многих случаях обусловлены образованием отложений солей жесткости (накипи), кальция и магния на теплообменных поверхностях котлов. Накипеобразование ведет к тепловой и гидравлической разбалансированности, повышению аварийности и малому ресурсу работы. Обладая низкой теплопроводностью, слой накипи резко ухудшает передачу тепла в паровых и водогрейных котлах, вызывая перерасход топлива, снижение коэффициента полезного действия (КПД) в целом; снижение качества горячего водоснабжения.

Классические способы борьбы с накипью, то есть водоподготовка очень дороги, а поэтому и применяют их в основном на крупных источниках. Многочисленный парк котлов, водоподогревателей и других теплообменных устройств малой энергетики зачастую питается обычной сетевой, а в сельских районах просто сырой, природной водой. В результате происходит быстрое образование на стенках аппаратов накипи. Это приводит к значительному сокращению сроков службы заводских котлов. При работе на природной воде из-за отложений солей жесткости на внутренних поверхностях трубок, они забиваются и котел через 2-3 сезона выходит из строя, его приходится менять.

Еще одной причиной понижения надежности теплоснабжения является кипение котлов. Закипание заключается в том, что вода в системе отопления не успевает в достаточной степени охладиться. Движение теплоносителя (воды) должно быть рассчитано таким образом, чтобы он по пути через все радиаторы успел полностью остыть и в котёл возвращался уже охлаждённым. Если этого не происходит, то перегретая вода на входе в котёл успевает закипать во время движения по нему.

Данные проблемы возможно устранить установкой теплообменников на котельной. Это позволит снижать температуру теплоносителя перед котлами и не допускать кипения. Также они дадут уменьшение накипеобразование на теплообменных поверхностях котлов. Если же все-таки на котлах будет образовываться накипь, то в значительно меньших количествах, что позволит увеличить срок службы оборудования котельной. Также это экономически целесообразно, так как большая часть накипи станет образовываться на теплообменниках и выгоднее поменять его, чем остановленный котел. Полотка теплообменника несет меньшие финансовые затраты и возможность быстрого восстановления стабильного теплоснабжения потребителей.

1 Описание объекта и оборудования

1.1 Описание пос. Кедровый

Поселок городского типа Кедровый (ранее Красноярск-66) является городским округом Красноярского края, в состав которого других населенных пунктов не входит. Кедровый со всех сторон граничит с Емельяновским районом. В поселке проживают 5 317 человек.

Теплоснабжение жилой и общественной застройки осуществляется по открытой схеме. Многоквартирный жилой фонд, общественные здания и предприятия подключены к централизованной системе теплоснабжения, которая состоит из котельной и тепловых сетей. Эксплуатацию котельной и тепловых сетей на территории пос. Кедровый осуществляет АО «КрасЭКО».

На территории поселка находится котельная с тепловой мощностью 40 Гкал/ч, которая осуществляет теплоснабжение жителям поселка.

1.2 Описание основного оборудования котельной

На котельной поселка Кедровый установлено четыре водогрейных котла КВ–Р–11–63–150 (КВ–ТС–10–150) [1] с топкой ВТКС теплопроизводительностью 11,63 (10) МВт (Гкал/ч) предназначенных для получения горячей воды давлением до 22,5 кгс/см² и номинальной температурой 150 °С, используемой в системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения промышленного и бытового назначения, а также для технических целей. Котлы предназначены для сжигания твердого топлива в кипящем слое.

ВТКС – 0,5/5,0 – топка с высокотемпературным кипящим слоем. Применена решётка прямого хода, толкающего типа. Топочная камера экранирована трубами Ø60x3 мм с шагом S=64 мм, входящим в коллекторы Ø219x10 мм. Технические данные топки представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические данные топки ВТКС – 0,5/5,0

Показатель	Значение	Примечание
Обозначение типоразмера топки	ВТКС-0,5-5,0	
Ширина полотна колосникового, мм	432	
Расстояние между валами, мм	5113	
Активная площадь горения, м ²	1,3	
Номинальная скорость движения колосникового полотна, м/ч	11	Для Бородинского угля с зольностью A ^P =6%
Габаритные размеры топки (LxVxH)	5650x1765x1235	Транспортабельно о блока
Масса топки, кг	4500	
Тип привода колосниковой решетки	Червячный двухступенчатый мотор-редуктор МЧ2-160	

Конфигурация камеры в поперечном разрезе напоминает профиль железнодорожного габарита.

Конвективная поверхность нагрева расположена в вертикальной, полностью экранированной шахте, набирается из U-образных ширм из труб $\varnothing 28 \times 3$ мм с шагом $S_1=64$ мм $\varnothing 60 \times 3$ мм, $S_2=40$ мм.

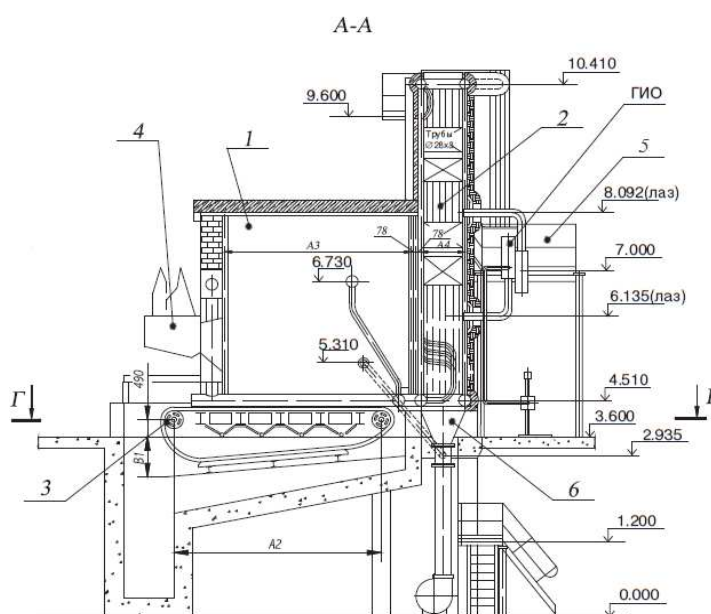
Под топочным блоком размещен предтопок кипящего слоя. Котел оборудован топкой высокотемпературного циркулирующего кипящего слоя со шнековыми питателями и решеткой прямого хода.

На котле применено устройство возврата уноса угольной мелочи и острое дутье. Унос угольной мелочи собирается в двух зольных бункерах, расположенных под конвективной шахтой, и перемещаются системой возврата уноса в топку. Подача воздуха на эжектор возврата уноса для котла теплопроизводительность 11,63 (10) МВт (Гкал/ч) осуществляется вентилятором 19 ЦС 63. Подача вторичного воздуха осуществляется вентилятором ВДН-10, 1000 об/мин.

Несущий каркас у котла отсутствует. Блоки котла (топочный и конвективный) имеют опоры, приваренные к нижним коллекторам.

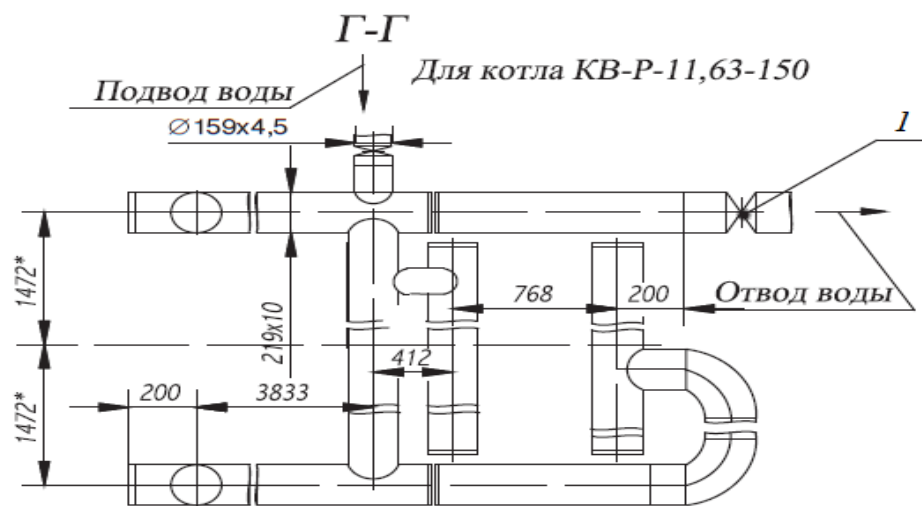
Котел выполнен в облегченной обмуровке, которая крепится к экранным трубам и стоякам конвективной шахты. Общая толщина обмуровки составляет приблизительно 110 мм.

Продольный разрез и вид сверху котла представлены на рисунках 1, 2 [2].



1 – Блок топочный; 2 – Блок конвективный; 3 – Топка; 4 – забрасыватель; 5 – площадки и лестницы; 6 – золовой бункер.

Рисунок 1 – Продольный разрез котла КВ-Р-11-63-150 (КВ-ТС-10-150)



1 – задвижка

Рисунок 2 – Разрез Г-Г котла KB-P-11-63-150 (KB-TC-10-150)
 Поперечный разрез котла представлен на рисунке 3.

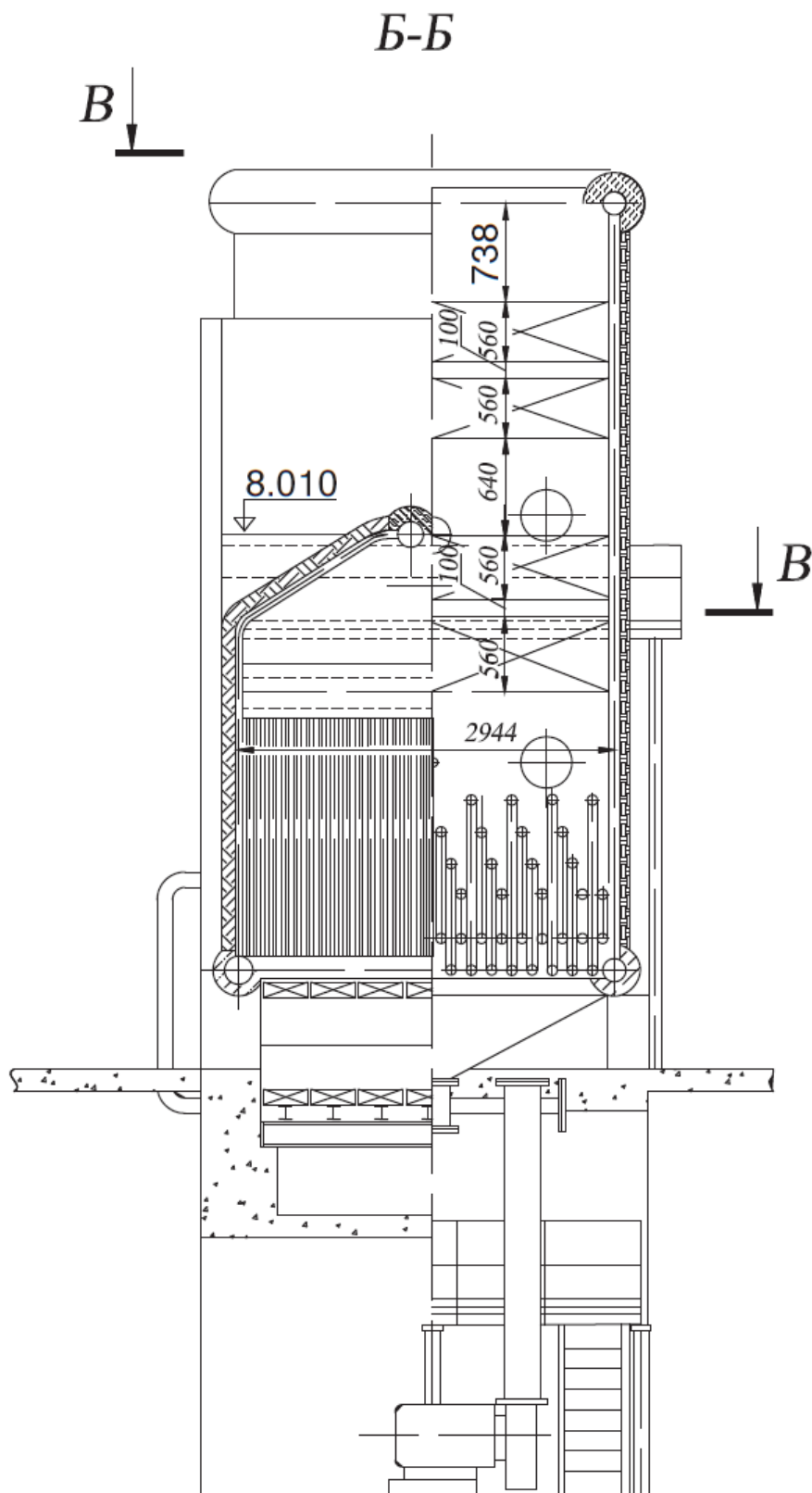


Рисунок 3 – поперечный разрез котла KV-P-11-63-150 (KV-TC-10-150)

Характеристика котла представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика котла КВ–Р–11–63–150 (КВ–ТС–10–150)

Наименование	Обозначение	Значение
Теплопроизводительность	Q , МВт	11,63
Температура холодного воздуха	t_b , °С	30
Температура воды на входе в котёл	t_1 , °С	70
Температура воды на выходе из котла	t_2 , °С	150
Коэффициент избытка воздуха в топке	α_T	1,3
Коэффициент избытка воздуха в конвективной шахте	α_K	1,4
Теплотворная способность топлива	Q_p^H , кДж/кг	15293
Температура уходящих газов	θ_{yx} , °С	220,7
Потери тепла с уходящими газами	q_2 , %	12,9
Потери тепла от химического недожога	q_3 , %	0,5
Потери тепла от механического недожога	q_4 , %	3
Потери тепла в окружающую среду	q_5 , %	1,5
Потери тепла с теплом шлака	q_6 , %	0,19
Коэффициент полезного действия	η , %	81,9
Расчетный расход топлива	B_T^P , кг/с	0,901
Расход воды через котел	D , кг/с	34,36
Рабочее давление	P , кгс/см ²	10-22,5
Сопротивление котла по газу	Δh_T , кгс/м ²	83,2
Расход дымовых газов через котел	$V_{дг}$, нм ³ /ч	21276
Расход воздуха через котел	V_B , нм ³ /ч	18000
Гидравлическое сопротивление	Δh_B , кгс/см ²	1,2
Объем топки	V_T , м ³	53,1
Поверхность стен топки	$F_{ст}$, м ²	87
Параметр М	М	0,59
Соотношение между площадью зеркала горения и полной поверхностью стен топки	$R/F_{ст}$	0,083
Температура газов на выходе из топки	$\theta_{вых}$, °С	957
Теплонапряжение топочного объема	q_v , кДж/м ³ ч	$963,7 \cdot 10^3$
Коэффициент тепловой эффективности экранов	ψ	0,27
Степень черноты топки	α_T	0,785
Фестон		
Поверхность нагрева	H_f , м ²	7,2
Сечение для прохода газов	F_f , м ²	2,39
Температура уходящих газов в фестоне	θ_f , °С	918
Скорость уходящих газов	$\omega_{вых}$, м/с	10,3

1.3 Краткая характеристика вспомогательного оборудования

1.3.1 Дымосос

Дымосос ДН-15

Число оборотов – 1000 об/мин;

Производительность на всасывании – 39200 м³/ч;

Полное давление нагнетания – 255 кгс/м²;

Электродвигатель 4А280S6У3;
Потребляемая мощность – 75 кВт;
Завод-изготовитель – ОАО «Дальэнергомаш» г. Хабаровск.

1.3.2 Дутьевой вентилятор

Вентилятор дутьевой ВДН-12,5
Число оборотов – 1500 об/мин;
Производительность на всасывании – 40000 м³/ч;
Полное давление нагнетания – 550 кгс/м²;
Электродвигатель 4А250М4;
Потребляемая мощность 78,8 кВт.
Завод-изготовитель – ОАО «Бийский котельный завод» г. Бийск

1.3.3 Вентилятор возврата уноса

Вентилятор возврата уноса 19 ЦС-63
Электродвигатель АО2-51-2
Потребляемая мощность – 10 кВт
Число оборотов 1000 об/мин

1.3.4 Дробилка шлаковая

Дробилка шлаковая двухвалковая модернизированная ДШЗ–2х250;
Производительность 10-15 т/ч;
Редуктор РМ-250;
Электродвигатель АО-51-6/4;
Потребляемая мощность – 1,7/2,8 кВт;
Число оборотов 1000/1500 об/мин.

1.3.5 Сетевой насос

Технические характеристики насоса 1Д500-63 продемонстрированы в таблице 3.

Таблица 3 – Технические характеристики насоса 1Д500-63 [5]

Параметр	Обозначение	Значение
Подача, м ³ /час	Q	500
Напор, м	H	63.00

Окончание таблицы 3

Частота вращения, об/мин (сек^{-1})	n	1450 (24.2)
Максимальная потребляемая мощность, кВт	N	142.00
Масса насоса, кг	m	450

Габаритные размеры насоса 1Д50-63 представлены на рисунках 4,5.

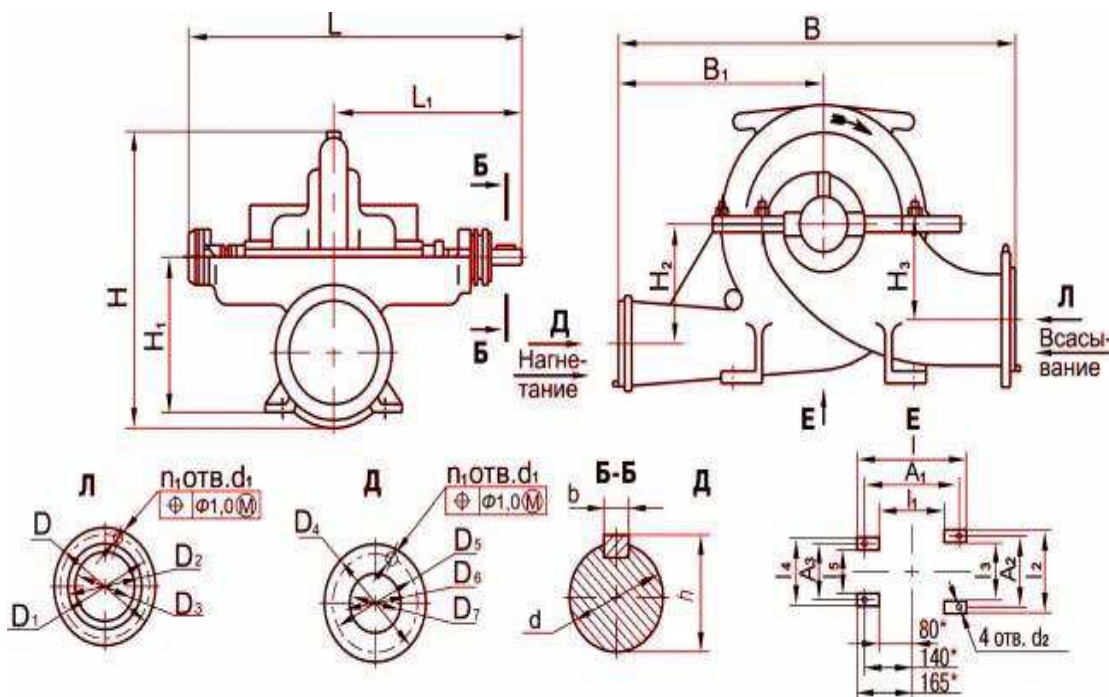


Рисунок 4 – Габаритные размеры насоса 1Д500-63

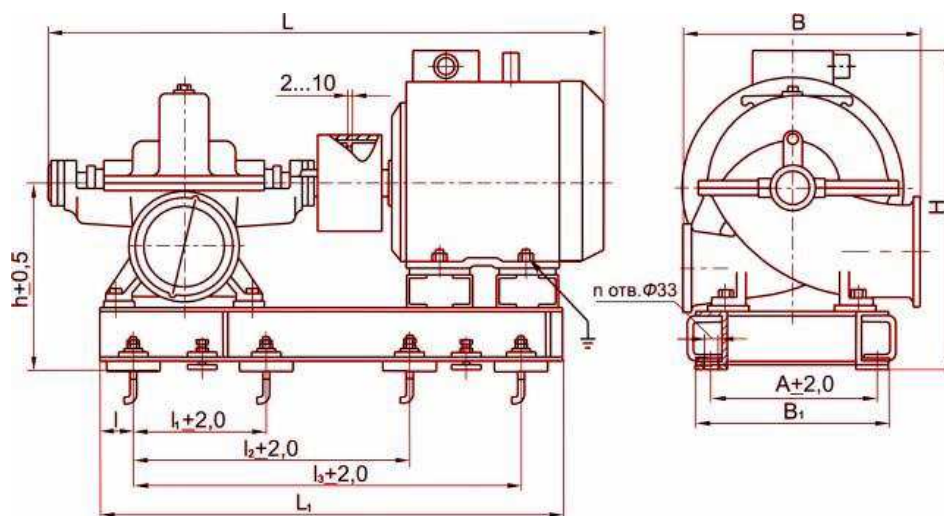


Рисунок 5 – Габаритные размеры насоса 1Д500-63

Таблица 4 – Габаритные размеры насоса 1Д500-63

Размеры в мм													
L	L1	I	I1	I2	I3	I4	I5	B	B1	H	H1	H2	H3
1145	645	500	260	590	390	360	160	770	350	714	390	280	220
Размеры в мм													
A1	A2	A3	h	D	D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7		
440±1,1	530±1,1	300±1,1	64-0,31	370	335	312	250	280	240	212	150		
Размеры в мм									Р _у , МПа (кгс/см ²)				
d	d1	d2	d3	n	n1	b	вх/вых						
18	22	28	60k6(+0,021 +0,002)	12	8	18 N9(- 0,043),h9(- 0,043)	0,6(6)/1,0(10)						

1.3.6 Подпиточный насос

Технические характеристики подпиточного насоса ВК-4/28А-УЗ.1 представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические характеристики подпиточного насоса ВК-4/28А-УЗ.1 [6]

Q, м ³ /ч	H, м	N пот н, кВт	n, об/мин	P, кгс/см ² ,	η, %	U, В	Dh, м	h, м	t, с
14.4	28	7	1450	2.5	32	220/380/660	6	4	600

Q – производительность;

H – напор;

Dh - Допускаемый кавитационный запас (м);

Ду наг – диаметр нагнетательного патрубка, мм;

h - максимальная высота самовсасывания, м;

t - допускаемая продолжительность самовсасывания;

P- давление на всасе в насос, МПа (кгс/см²);

h - КПД агрегата, %

Таблица 6 –Габариты и вес насоса

L, мм	L1, мм	B, мм	B1, мм	H, мм	H1, мм	A, мм	D ₀ , мм	D, мм	D1, мм	d, мм	d1, мм	H, мм	l, мм	масса для исполн, кг
														А
434	95	204	100	254	110	126	40	80	100	M12	25	28	50	28

1.4 Существующие проблемы на котельной пос. Кедровый

На данный момент в поселке имеется открытая схема теплоснабжения потребителей, когда теплоноситель от котельной напрямую направляется к потребителям, а затем обратно в котельную. Так же на котельной ненадежная система регулирования расхода теплоносителя. Данные факторы приводят к ряду проблем на котельной.

Наиболее значимыми проблемами котельной поселка Кедровый являются:

- Занос отложениями внутренних поверхностей труб котлов. Из-за плохого обслуживания тепловых сетей на трубах появляются отложения, которые загрязняют воду в обратном трубопроводе, направленном в котлы;
- Ненадежная работа основного оборудования, так как нет автоматизированной системы регулирования;
- Кипение котлов. Данная проблема вытекает из предыдущей.
- Снижение качества теплоснабжения

2 Разработка технических решений

2.1 Модернизация системы ХВО

Так как вода в котлы поступает из скважины, то ей требуется достаточного качества система химической водоподготовки. На данный момент на котельной в качестве ХВО является добавление к «сырой» воде комплексононатов эктоскейл 450-2. Этот препарат является высокоэффективным ингибитором коррозии и накипеобразования в виде порошка, используемым в теплоэнергетике. Данный препарат не обеспечивает высокого качества водоочистки, поэтому на внутренних поверхностях труб все равно образуется накипь.

Возможный вариант установки более качественной системы химической водоочистки поможет решить проблему с отложениями на поверхностях котлов. Но улучшенные системы ХВО слишком дорогие для данной котельной, а так же они не помогут решить вторую задачу с ненадежной работой котлов.

2.2 Техническое обслуживание оборудования

Для решения проблемы с ненадежной работой котлов возможна установка автоматической системы регулирования. Она в полной мере могла бы устранить существующую проблему котельной, выполняя автоматическое регулирование подпитки в обратный и прямой трубопровода котельной. Но выбор был сделан в пользу другого варианта, так как, изучив дополнительные источники, было выяснено, что недорогостоящие автоматизированные системы недостаточно точны в своей работе и такой вариант не сможет устранить текущие проблемы.

2.3 Разделение контуров котельной

Существующие проблемы возможно решить с помощью установки теплообменного оборудования на котельной и соответственно разделением контуров на котловой и сетевой. Это поможет избежать загрязнения котлов обратной сетевой водой и стабилизирует работу основного и вспомогательного оборудования котельной. Для разработки проекта был принят данный вариант решения существующих проблем.

3 Расчетная часть

3.1 Определение тепловых балансов внутреннего (котлового) и внешнего (сетевого) контуров котельной

Для определения исходных данных, необходимых для подбора нового оборудования котельной при переводе на закрытый контур работы, был выполнен расчет балансов котлового и сетевого контуров котельной [3].

Принципиальная схема теплообменника представлена на рисунке 7.

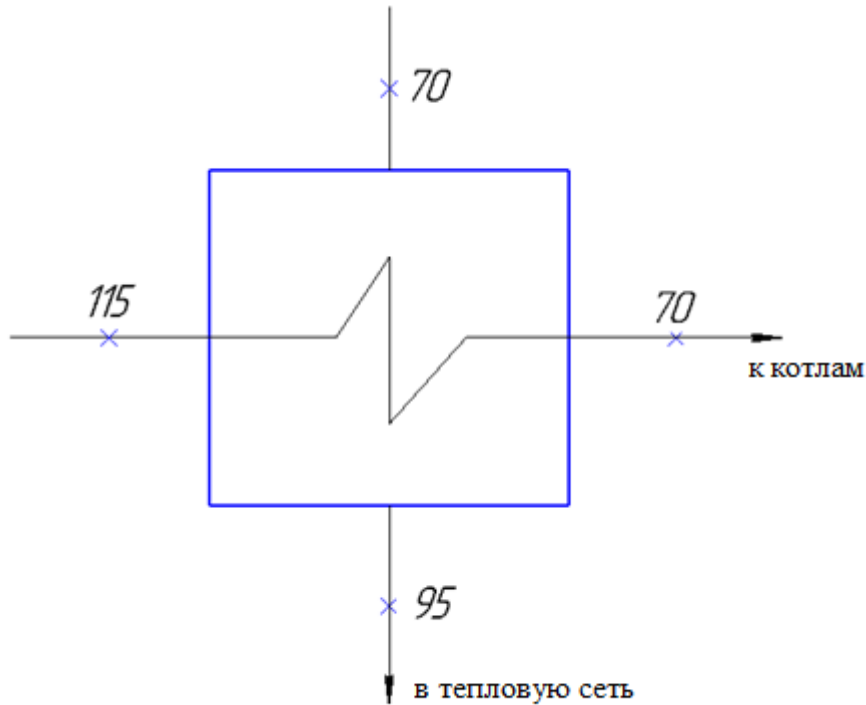


Рисунок 7 – Принципиальная схема теплообменника

Расход для теплообменника при температурном графике тепловой сети 95/70°C.

$$G_{\text{СП}} = \frac{G_{\text{КОТ}} \cdot (\bar{t}'_{\text{КОТ}} - \bar{t}''_{\text{КОТ}})}{\bar{t}''_{\text{СП}} - \bar{t}'_{\text{СП}}} \quad (1)$$

где $G_{\text{КОТ}} = 130 \cdot 4 = 520$ т/ч – расход воды на котлы;

$\bar{t}'_{\text{КОТ}} = 115 \cdot 4,186 = 481,39$ кДж/кг – энтальпия воды на входе в котловом контуре;

$\bar{t}''_{\text{КОТ}} = 70 \cdot 4,186 = 293,02$ кДж/кг – энтальпия воды на выходе в котловом контуре

$\bar{t}''_{\text{СП}} = 95 \cdot 4,186 = 397,67$ кДж/кг – энтальпия воды на входе в сетевом контуре;

$\bar{t}'_{\text{СП}} = 70 \cdot 4,186 = 293,02$ кДж/кг – энтальпия воды на выходе в сетевом контуре.

Тогда расход воды на сетевой подогреватель рассчитывается, т/ч

$$G_{\text{СП}} = \frac{520 \cdot (481,39 - 293,02)}{397,67 - 293,02} = 936 \text{ т/ч}$$

Найдем температуру воды в подаче сетевого контура при известном расходе теплообменника, если температуры воды в обратном контуре 65°C , $^{\circ}\text{C}$

$$G_{\text{КОТ}} \cdot \bar{t}'_{\text{КОТ}} - G_{\text{КОТ}} \cdot \bar{t}''_{\text{КОТ}} + G_{\text{СП}} \cdot \bar{t}'_{\text{СП}} = G_{\text{СП}} \cdot \bar{t}''_{\text{СП}} \quad (2)$$

$$520 \cdot 481,39 - 520 \cdot 293,02 + 820 \cdot 272,09 = 820 \cdot \bar{t}''_{\text{СП}}$$

$$321066,2 = 820 \cdot \bar{t}''_{\text{СП}}$$

$$\bar{t}''_{\text{СП}} = 391,544$$

$$t_{\text{прямой}} = 93,5$$

где $\bar{t}'_{\text{СП}} = 65 \cdot 4,186 = 272,09$ кДж/кг – энтальпия воды в обратном сетевом контуре

Найдем температуру воды в подаче сетевого контура при известном расходе теплообменника, если температура обратной сетевой воды 60°C , $^{\circ}\text{C}$

$$G_{\text{КОТ}} \cdot \bar{t}'_{\text{КОТ}} - G_{\text{КОТ}} \cdot \bar{t}''_{\text{КОТ}} + G_{\text{СП}} \cdot \bar{t}'_{\text{СП}} = G_{\text{СП}} \cdot \bar{t}''_{\text{СП}} \quad (3)$$

$$520 \cdot 481,39 - 520 \cdot 293,02 + 820 \cdot 251,16 = 820 \cdot \bar{t}''_{\text{СП}}$$

$$303903,6 = 820 \cdot \bar{t}''_{\text{СП}}$$

$$\bar{t}''_{\text{СП}} = 370,614$$

$$t_{\text{прямой}} = 88,537$$

где $\bar{t}'_{\text{СП}} = 60 \cdot 4,186 = 251,16$ кДж/кг – энтальпия воды в обратном сетевом контуре

Расход для теплообменника при температурном графике тепловой сети 95/60, т/ч

$$G_{\text{СП}} = \frac{G_{\text{КОТ}} \cdot (\bar{t}'_{\text{КОТ}} - \bar{t}''_{\text{КОТ}})}{\bar{t}''_{\text{СП}} - \bar{t}'_{\text{СП}}} \quad (4)$$

где $\bar{t}'_{\text{сп}} = 251,16$ кДж/кг – энтальпия воды на выходе в сетевом контуре.

$$G_{\text{сп}} = \frac{520 \cdot (481,39 - 293,02)}{397,67 - 251,16} = 668,57$$

Расход для теплообменника при температурном графике тепловой сети 95/65, т/ч

$$G_{\text{сп}} = \frac{G_{\text{кот}} \cdot (\bar{t}'_{\text{кот}} - \bar{t}''_{\text{кот}})}{\bar{t}''_{\text{сп}} - \bar{t}'_{\text{сп}}} \quad (5)$$

где $\bar{t}'_{\text{сп}} = 272,09$ кДж/кг – энтальпия воды на выходе в сетевом контуре.

$$G_{\text{сп}} = \frac{520 \cdot (481,39 - 293,02)}{397,67 - 272,09} = 780$$

На основе полученных результатов с учетом существующего температурного графика 95/70°C, были получены следующие результаты для подбора основного и вспомогательного оборудования котлового и сетевого контуров:

Котловой контур: температурный график 115/70°C, расход воды на один котел составляет 130 т/ч, соответственно на четыре котла расход воды составляет 520 т/ч;

Сетевой контур: температурный график 95/65°C, расход воды на теплообменник составляет 780 т/ч.

Для уточнения расчета тепловых балансов имеется необходимость провести гидравлический расчет тепловых сетей в программе Zulu 7.0.

ZuluThermo – это гидравлические расчеты тепловых сетей для режимной наладки систем централизованного теплоснабжения.

Расчету подлежат тупиковые и кольцевые тепловые сети, в том числе с повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников. Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплопотребления, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети.

Анализ отключений, переключений, поиск ближайшей запорной арматуры, отключающей участок от источников, или полностью изолирующей участок и т.д.

Состав расчетов

- Коммутационные задачи
- Поверочный гидравлический расчет тепловой сети
- Наладочный гидравлический расчет тепловой сети
- Конструкторский расчет тепловой сети
- Построение пьезометрического графика

3.2 Выбор нового оборудования

По расчетам тепловых балансов был произведен подбор теплообменников в разных вариантах и так же выполнен подбор питательных насосов в количестве четырех штук.

3.2.1 Теплообменники

Подбор теплообменников выполняем для двух вариантов: два теплообменника – один в работе, один в резерве; три теплообменника – два в работе, один в резерве.

Рассмотрим вариант два теплообменника. Для подбора оборудования используем данные представленные в таблице 7.

Таблица 7 – Исходные данные для выбора теплообменника

Наименование	Значение	
Мощность, Гкал/ч	22,86	
Расчетная температура, °С	130	
Расчетное давление, Атм	22	
Материал пластин	AISI316	
Запас поверхности на загрязнение, %	10	
Направление потоков	противоток	
Тип среды	Котловой контур	Сетевой контур
Массовый расход, т/ч	520	800
Температура воды на входе в ПТО, °С	115	65
Температура на выходе из ПТО, °С	71,3	93,5
Допускаемые потери давления в ПТО, м.вод.ст	3,06	3,06

Наиболее подходящим по параметрам оказался теплообменник марки НН-121-25/6-275-ТКТМ92 (Ду 300 мм), с характеристиками представленными в таблице 8 [4]. Основные габаритные размеры теплообменника показаны на рисунке 8.

Таблица 8 – Характеристики теплообменника НН-121-25/6-275-ТКТМ92

Наименование	Значение	
Коэффициент теплопередачи (треб./расч.), Ккал/м ² ч°С	5378/5918	
Потери давления / в портах, М.вод.ст	горячая	холодная
	1,4/0,23	3,06/0,53
Скорость в портах / каналах, м/с	2,05/0,61	3,13/0,93
Масса пустой/заполненный	5770/7020кг	прокладка
Толщина пластин, мм	0,7	
Фланцы	Ду 300	

Окончание таблицы 8

Максимальное количество пластин	342	
Плотность, кг/м ³	963,46	972,57
Удельная теплоемкость, Дж/кг*К	4209,06	4195,14
Теплопроводность, Вт/м·К	0,67	0,66
Динамическая вязкость, Па·с	0,0003054	0,0003636

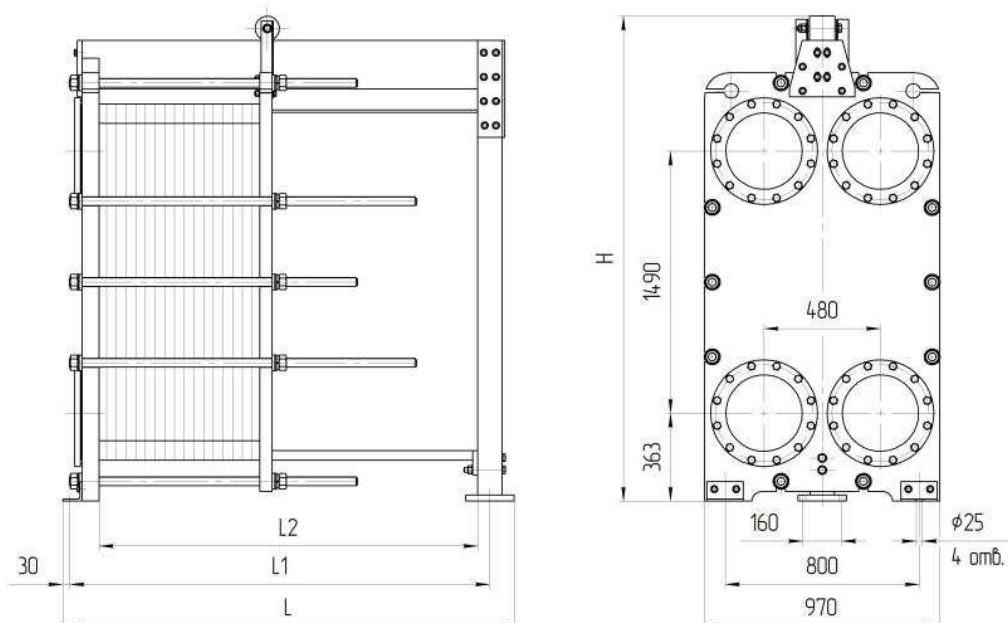


Рисунок 8 – Габаритные размеры ПТО НН-121-25/6-275-ТКТМ92

Так же как альтернативные варианты мы можем использовать теплообменники марок:

1. НН-81-25/8-415-ТЛ (Ду 300 мм);
2. НН-188-25/6-252-ТК (Ду 300 мм);
3. НН-145-25/3-240-ТМТЛ97 (Ду 400 мм);
4. НН-113-25/6-341-ТКТМ12 (Ду 250 мм);
5. НН-113-25/7-390-ТКТМ6 (Ду 250 мм).

Рассмотрим вариант трех теплообменников. Для выбора оборудования используем данные представленные в таблице 9.

Таблица 9 – Основные данные для выбора теплообменников

Наименование	Значение	
Мощность, ккал/ч	11,43	
Расчетная температура, °С	130	
Расчетное давление, Атм	22	
Материал пластин	АISI316	
Запас поверхности на загрязнение, %	10	
Направление потоков	противоток	
Тип среды	Гор. вода	Хол. вода

Окончание таблицы 9

Массовый расход, т/ч	260,654	380,115
Температура воды на входе в ПТО, °С	115	65
Температура на выходе из ПТО, °С	71,4	95
Допускаемые потери давления в ПТО, М.вод.ст	3,06	3,06

Для данного варианта по исходным данным возможны следующие варианты теплообменников:

1. НН-100-25/5-204-ТКТЛ15 (Ду 200 мм);
2. НН-113-25/4-163- ТКТМ70 (Ду 250 мм);
3. НН-121-25/4-148-ТМТЛ48 (Ду 300 мм);

3.2.2 Насосы

Необходимо проверить подходят ли существующие сетевые насосы 1Д500-63 для нового режима работы сети. Для стабильной работы сети необходимо подсчитать производительность для насоса по формуле, т/ч

$$Q = G \cdot K_3 \quad (6)$$

где K_3 – коэффициент запаса равный 1,1.

$G = 800$ т/ч – расход воды необходимый для подачи в сеть.

$$Q = 800 \cdot 1,1 = 880$$

Напор подсчитается по формуле, м

$$H = H \cdot K_3 \quad (7)$$

где $H = 40$ м – напор без запаса

$$H = 40 \cdot 1,1 = 44$$

Оставляем существующие насосы на котельной 1Д500-63, они полностью соответствуют заявленным характеристикам. Технические характеристики данного насоса представлены на рисунке 9.

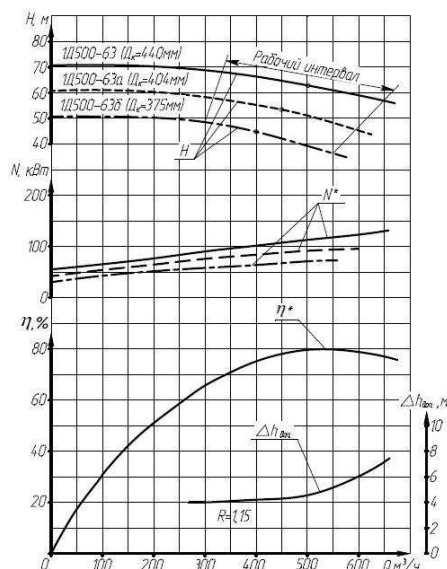


Рисунок 9 – Технические характеристики насоса 1Д500-63

Для сетевых насосов требуется подобрать частотные преобразователи. Используем по одному частотному преобразователю на каждый насос. Марки частотных преобразователей продемонстрированы в таблице 10.

Таблица 10 – Частотные преобразователи

Тип	Мощность (кВт)	Ток (А)	Напряжение (В)	Цена, руб.
АСQ810-04-286А-4	160	286	380 / 400	621 500
АСQ810-04-286А-4	160	286	380 / 400	621 500

Для котлового контура требуется подобрать четыре питательных насоса. Подбираем питательные насосы также по необходимой производительности и напору.

Производительность для насоса подчитаем по формуле, т/ч

$$Q = G \cdot K_3 \quad (8)$$

где K_3 – коэффициент запаса равный 1,1.

$G = 123,7$ т/ч – расход воды необходимый для подачи в сеть.

$$Q = 123,7 \cdot 1,1 = 136,07$$

Напор подсчитается по формуле, м

$$H = H \cdot K_3 \quad (9)$$

где $H = 4,5$ м – напор без запаса

$$H = 4,5 \cdot 1,1 = 4,95$$

Выбираем насосы Д160-112 в количестве четырех штук. Это одноступенчатые горизонтальные насосы с двусторонней подачей перекачиваемой жидкости. Насосы служат для перекачивания воды и любой другой жидкости с аналогичными физическими и химическими свойствами (вязкость и активность). Насос работает от электродвигателя, мощность которого в зависимости от выбираемой модели может составлять от 15 до 90 кВт. Насосы типа Д 160-112 отличают: высокий КПД (до 76%) и хорошая всасывающая способность. Технические характеристики данного насоса показаны в таблице 11 [7]. Основные габаритные размеры представлены на рисунках 10, 11.

Таблица 11 – Технические характеристики насоса Д160-112

Типоразмер	Подача м ³ /час	Напор м	Мощность и частота вращения э/д, кВт/об/мин	Масса насоса, кг	Масса агрегата, кг
Д160-112	160	112	90 / 3000	200	800

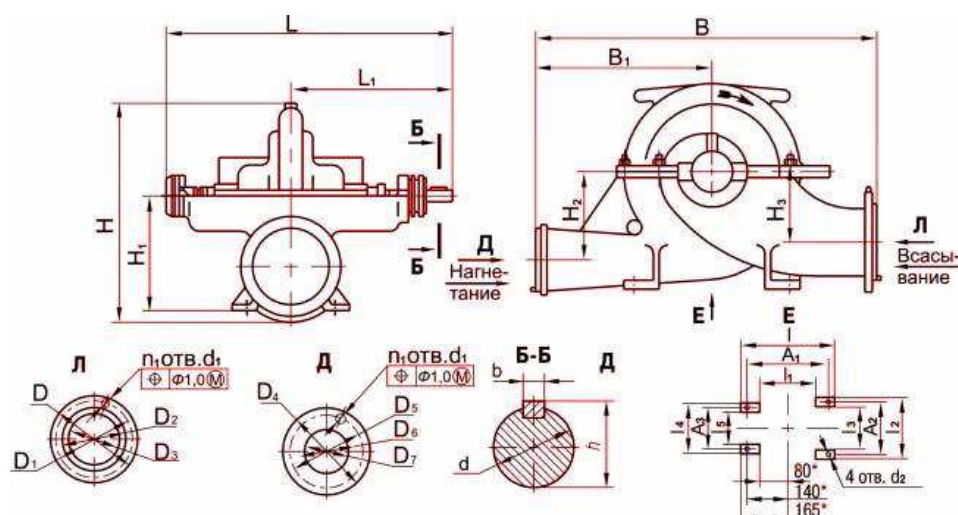


Рисунок 10 – Габаритные размеры насоса Д160-112

Таблица 12 – Габаритные размеры насоса Д160-112

Размеры в мм													
L	L1	I	I1	I2	I3	I4	I5	B	B1	H	H1	H2	H3
790	450	450	210	340	160	340	160	640	300	555	300	181	146
Размеры в мм													
A1	A2	A3	h		D	D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7	
330±1,6	260±1,6	260±1,6	39-0,29		280	240	212	150	215	180	158	100	
Размеры в мм										Ру, МПа (кгс/см ²)			
d	d1	d2	d3	n	n1	b				ВХ/ВЫХ			
22	18	23	36js6(±0,008)	8	8	10 N9(-0,036),h9(-0,036)				1,0(10)/1,6(16)			

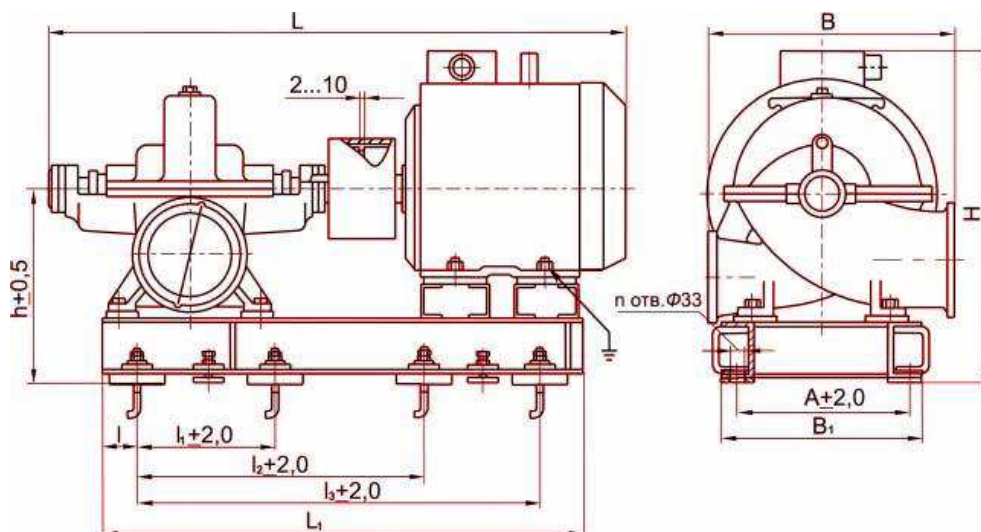


Рисунок 11 – Габаритные размеры агрегата

Таблица 13 – Габаритные размеры агрегата

Марка насоса	Размеры в мм											n
	L	L1	I	II	I2	I3	B	B1	A	H	h	
Д160-112	1760	1355	175	-	-	900	640	510	440	905	525	4
	1465	1080	175	-	-	700	640	510	440	765	520	4
	1400	1080	175	-	-	700	640	510	440	765	520	4

Возможные варианты электродвигателей для данной марки насоса представлены в таблице 14 [7].

Таблица 14 – Возможные варианты электродвигателей

Марка насоса	Двигатель				Масса агрегата, кг
	Типоразмер	Мощность, кВт	Напряжение, В	Масса, кг	
Д160-112	5AM250M2 У3, Т2	90	220/380	550	877
	5A160S4 У3, Т2	15	220/380	127	467
	АИР160S4 У3, Т2	15	220/380	120	460

3.3 Гидравлический расчет тепловых сетей

При гидравлическом расчете трубопроводов обычно заданы расход теплоносителя и суммарное падение давления на участке. Требуется определить диаметр трубопровода. Расчет состоит из двух этапов: предварительного и проверочного [8].

Предварительный расчет

1. Задаются долей местных потерь или вычисляют ее по формуле

$$\frac{\alpha}{\sqrt[4]{(1+\alpha)}} = A_{\alpha} \frac{\sum \xi}{l} \cdot \sqrt{\frac{G}{\delta p \rho / l}} \quad (10)$$

В пределах изменения α от 0 до 1 с погрешность $\pm 6\%$ можно принять

$$\alpha = 1,15 \cdot A_{\alpha} \frac{\sum \xi}{l} \cdot \sqrt{\frac{G}{\delta p \rho / l}} \quad (11)$$

При транспортировке жидкости, в частности воды

$$\alpha = 1,15 \cdot A_{\alpha}^{\text{в}} \frac{\sum \xi}{l} \cdot \sqrt{\frac{G}{\alpha \rho / l}} \quad (12)$$

где δp – располагаемый перепад давлений, Па.

2. Находят удельное линейное падение давления по формуле

$$R_{\text{л}} = \frac{\delta p}{l \cdot (1+\alpha)} \quad (13)$$

3. Определяют среднюю плотность теплоносителя на участке по формуле

$$\rho_{\text{ср}} = (\rho_{\text{нач}} + \rho_{\text{кон}}) \quad (14)$$

где индексы «нач» и «кон» относятся к началу и концу участка. Если теплоноситель жидкость, то принимают $\rho_{\text{нач}} = \rho_{\text{кон}} = \rho_{\text{ср}}$.

4. Определяют диаметр трубопровода из предположения его работы в квадратичной области по формуле

$$d = \frac{A_d \cdot G^{0,38}}{(R_{\text{л}} \cdot \rho)^{0,19}} \quad (15)$$

При транспортировке жидкости, и в частности воды, т.е. при $\rho = const$, приведенную формулу можно записать в следующем виде

$$d = \frac{A_d^B \cdot G^{0,38}}{R_{л}^{0,19}} \quad (16)$$

Проверочный расчет

1. Предварительно рассчитанный диаметр округляют до ближайшего по стандарту.

2. Определяют число Re , сравнивая его с предельным $Re_{пр}$, который можно рассчитать по формуле

$$Re_{пр} = \frac{568d}{k_э} \quad (17)$$

где $k_э$ – эквивалентная относительная шероховатость.

Устанавливают расчетную область, в которой работает трубопровод.

Когда трубопровод работает в квадратичной области, линейное удельное падение давления определяют по формулам

$$R_{л} = \frac{A_R \cdot G^2}{\rho \cdot d^{5,25}}; \quad (18)$$

$$R_{л} = \frac{A_R^B \cdot G^2}{d^{5,25}} \quad (19)$$

Эквивалентная длина местных сопротивлений вычисляется по формуле, м

$$l_э = \frac{\sum \xi \cdot d}{\lambda} \quad (20)$$

При подстановке в формулу выше коэффициента гидравлического трения по Шифринсону, формула для эквивалентной для местных сопротивлений приводится к виду

$$l_э = A_l \sum \xi \cdot d^{1,25} \quad (21)$$

Суммарное падение давления найдем по формуле

$$\delta p = \delta p_{л} + \delta p_{м} = \delta p_{л} \cdot \left(1 + \frac{\delta p_{м}}{\delta p_{л}}\right) = R_{л} \cdot l \cdot (1 + \alpha) = R_{л} \cdot (l + l_э) \quad (22)$$

Если трубопровод работает в переходной области, то вычисляют коэффициент гидравлического трения по формуле

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{k_3}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} \quad (23)$$

Далее находят удельное линейное падение давление по формуле

$$R_{л} = \lambda \cdot \frac{w^2}{2} \cdot \frac{\rho}{d} = 0,812\lambda \cdot \frac{G^2}{d^5 \rho} \quad (24)$$

где λ – коэффициент гидравлического трения (безразмерная величина);

w – скорость среды, м/с;

ρ – плотность среды, кг/м³;

d – внутренний диаметр трубопровода, м;

G – массовый расход, кг/с.

Затем по формуле (16) находят эквивалентную длину местных сопротивлений и также по формуле (18) суммарное падение давления на участке.

Определение области, в которой работает трубопровод, следует проводить только при расчете участков с малой нагрузкой (абонентские ответвления с малым расходом теплоносителя). При расчете магистральных линий и основных ответвлений проверку расчетной области можно не выполнять, считая, что эти сети работают в квадратичной области.

3. При расчете паропроводов сопоставляют полученное значение $\rho_{ср}$ с предварительно принятым. При большом расхождении задаются более близкими значениями этих величин и вновь осуществляют проверочный расчет.

Результаты гидравлического расчета дают следующий исходный материал:

- 1) Для определения капиталовложений. Расхода металла (труб) и основного объема работ по сооружению тепловой сети;
- 2) Установления характеристик циркуляционных и подпиточных насосов, количества насосов и их размещения;
- 3) Выяснения условий работы источников теплоты, тепловой сети и абонентских систем и выбора схем присоединение теплопотребляющих установок к тепловой сети;
- 4) Выбора средств авторегулирования в тепловой сети и на абонентских вводах;
- 5) Разработки режимов эксплуатации систем теплоснабжения.

Для упрощения расчетов гидравлики тепловой сети используется программа Zulu 7.0, в которой и производится расчет.

Для проведения гидравлического расчета должны быть заданы схема и профиль тепловой сети, указаны размещение источников и расчетные нагрузки.

Порядок гидравлического расчета в программе Zulu 7.0:

- 1) Отрисовка тепловой сети от котельной;
- 2) Заполнение информации о тепловых камерах, тепловых сетях и абонентах;
- 3) Запуск расчета.

Фактические значения расчетов тепловой сети представлены в таблице 15. Результаты гидравлических расчетов тепловой сети пос. Кедровый представлены в таблице 16.

Таблица 15 – Фактические значения расчетов тепловой сети в программе Zulu 7.0

Наименование	Фактическое	
	До гидравлики	После гидравлики
G1(т\ч)	960	820
G2(т\ч)	958	818
P1(кгс\см ²)	6,5	7,1
P2(кгс\см ²)	3,3	3,3

Таблица 16 – Расчетные значения расчетов тепловой сети в программе Zulu 7.0

Наименование	Расчетное	
	До гидравлики	После гидравлики
G1(т\ч)	928,38	669,21
G2(т\ч)	926,25	667,1
P1(кгс\см ²)	7,2	8,6
P2(кгс\см ²)	3,6	3,6

Так же в программе Zulu 7.0 была произведена гидравлическая наладка тепловой сети, результаты которой представлены в таблицах 17, 18.

Таблица 17 – Эффект от гидравлической наладки тепловой сети п. Кедровый

	До балансировки	После балансировки
Средняя плотность при температуре 50 с , кг/м ³	988,1	988,1
Коэффициент g	9,81	9,81
Напор, создаваемый насосом, м	64	64
Расход воды, м ³ /ч	480	410
КПД насоса, %	76	73
Мощность на валу насоса, кВт	108,8	99,8
КПД двигателя, %	94,5	94,5
Электрическая мощность двигателя, кВт	115,5	1105,6
Электрическая мощность двух двигателей, кВт	230,3	211,2

Таблица 18 – Экономический эффект от гидравлической наладки тепловой сети

Снижение мощности, потребляемой насосами, кВт	Снижение суточного потребления электроэнергии, кВт*час	Снижение потребления электрической энергии за отопительный период, кВт*час	Тариф на электрическую энергию, руб/(кВт*час)	Экономия, тыс.руб.
19,10	458,51	114 628,69	3,00	343,89

3.4 Проект компоновки нового оборудования

Для установки теплообменников и насосов рассматриваем четыре варианта:

1. В здании котельной на нулевой отметке
2. В здании котельной на втором этаже
3. В здании котельной на третьем этаже
4. В отдельном здании

В здании котельной на нулевой отметке невозможна установка нового оборудования, так как существующее оборудование и трубопроводы занимают все свободное пространство.

Установка оборудования возможна только на втором или третьем этаже котельной. Для достоверности надежности конструкции необходим расчет нагрузки оборудования на один квадратный метр свободного места для установки оборудования.

Площадь свободного места второго этажа равна 410,0895 м².

Площадь свободного места третьего этажа равна 516,816 м².

Масса заполненного теплообменника НН-121-25/6-275-ТКТМ92 равна 7020 кг.

Масса сетевого насоса 1Д500-63 равна 450 кг.

Найдем нагрузку на один квадратный метр свободного пространства второго этажа

$$H_2 = \frac{(7020 \cdot 2) + (450 \cdot 3)}{410,0895} = 37,5 \text{ кг/м}^2 \quad (25)$$

Найдем нагрузку на один квадратный метр свободного пространства третьего этажа

$$H_2 = \frac{(7020 \cdot 2) + (450 \cdot 3)}{516,816} = 29,778 \text{ кг/м}^2 \quad (26)$$

Вариант с отдельным зданием наиболее реален, так как для постройки отдельного здания на территории котельной п. Кедровый есть достаточно места. Вариант расположения здания с новым оборудованием на территории котельной представлена на рисунке 12.



Рисунок 12 – Расположение нового здания на территории котельной
Компоновка оборудования в новом здании представлена на рисунке 13.

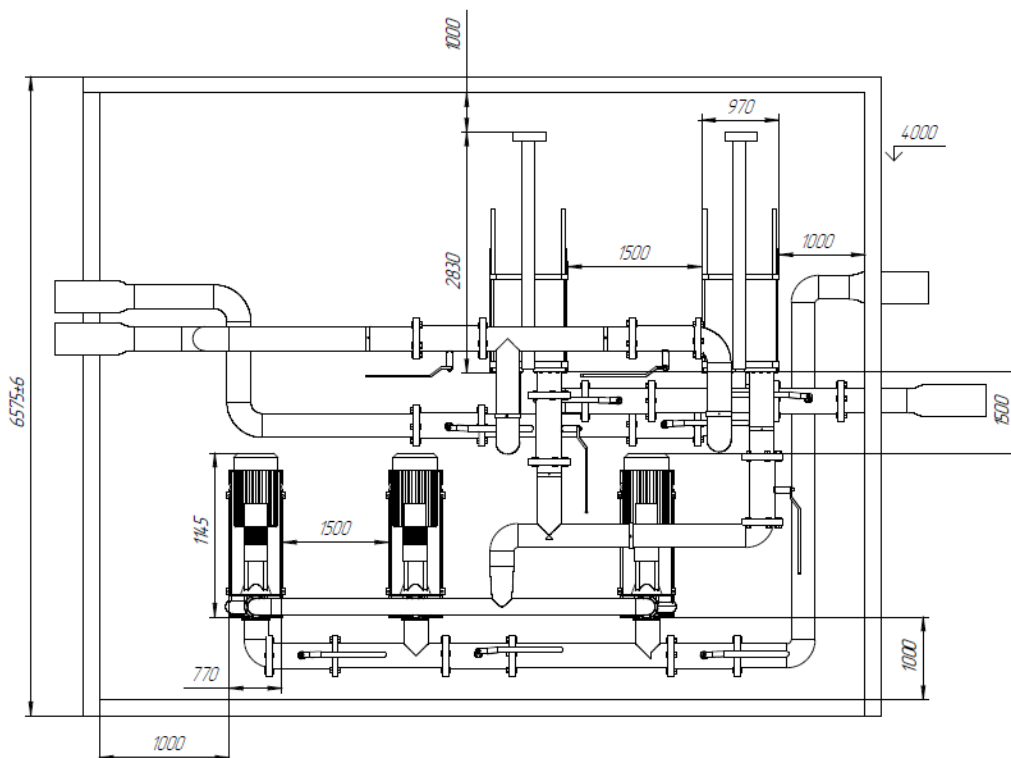


Рисунок 13 – Компоновка нового здания

4 Экономическая часть

4.1 Расчет капитальных затрат проекта

Для данного проекта капитальные затраты складываются из затрат на покупку нового оборудования, а именно теплообменников и питательных насосов, трубопроводов, запорной арматуры, контрольно-измерительных приборов, материалов и строительства дополнительного здания для оборудования.

Перечень оборудования, цены и количество указаны в таблице 19.

Таблица 19 – Цены на оборудование

Наименование оборудования	Цена за шт., руб.	Количество, шт.	Итого, руб.
Разборный пластинчатый теплообменник [4]	3000000	2	6000000
Питательный насос [7]	302296,48	4	1209185,92
Кран шаровой стальной (Ду 300) [9]	117390	3	352170
Задвижка [10]	50000	8	400000
Трубопровод стальной (Ду 300) [11]	4720	15	70800
Сгон [12]	5000	4	20000
Манометр [13]	500	14	7000
Всего			8059155.92

Перечень материалов, затраты на доставку и монтаж представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Затраты на дополнительное строительство нового здания [14]

Расчетные данные, м ²	
Площадь стен	119
Площадь кровли	66
Общая масса металлоконструкций, т	2,7
Стоимость материалов, руб	
Стеновые сэндвич-панели	158865
Кровельные сэндвич-панели	91629
Металлоконструкции	196601
Стоимость монтажа, руб	
Монтаж маталлокаркаса	32400
Монтаж сэндвич-панелей	92500
Итоговая стоимость, руб	571994

Рассчитаем капиталовложения по формуле, руб

$$K = I_{об} + I_{зд} \quad (27)$$

где $I_{об}$ – затраты на оборудование;
 $I_{зд}$ – затраты на материалы и строительство дополнительного здания.

$$K = 8059155.92 + 571994 = 8631149,92$$

Норма амортизации для данного проекта подсчитывается по формуле, руб/год

$$N_{ам} = \frac{K}{CC} \quad (28)$$

где K – капиталовложения, руб (23);
 CC – срок службы оборудования, для данного проекта $CC = 20$ лет.

$$N_{ам} = \frac{8631149.92}{20} = 431557.496$$

4.2 Расчет срока окупаемости проекта

Рассчитаем затраты на обслуживание варианта без внедрения проекта с теплообменниками. Каждые 10 лет необходима замена поверхности нагрева котла, стоимость затрат 8 млн. рублей. Так же каждые три года необходима промывка четырех котлов, стоимость данной операции равна 3 млн. рублей.

Таким образом сумма годовых затрат на данные процессы составит, руб

$$I_{б.го} = \frac{8000000}{10} + \frac{3000000}{3} = 1800000 \quad (29)$$

Для варианта с установкой теплообменников, годовые затраты будут состоять из обслуживания теплообменников, что составит 300 тыс. рублей и амортизация от капитальных затрат. Тогда сумма затрат на вариант с теплообменниками подсчитывается как, руб

$$I_{то} = 300000 + N_{ам} \quad (30)$$

где $N_{ам}$ – норма годовых амортизационных отчислений (24).

$$I_{то} = 300000 + 431557.496 = 731557.496$$

Тогда выгода по внедрению данного проекта составит, руб

$$\Delta И = I_{б.го} - I_{то} \quad (31)$$

где $I_{б.то}$ – годовые затраты на вариант без т/о;
 $I_{то}$ – годовые затраты на вариант с т/о.

$$\Delta И = 1800000 - 731557.496 = 1068442.504$$

Простой срок окупаемости – это период времени, необходимый для того, чтобы выгода от внедрения проекта, покрыла затраты на инвестиции в проект.

Подсчитаем простой срок окупаемости по формуле

$$PP = \frac{K}{\Delta И} \quad (32)$$

где K – капиталовложения, руб (21);

$\Delta И$ – финансовая выгода от внедрения проекта, руб (27).

$$PP = \frac{8631149,92}{1068442.504} = 8 \text{ лет } 1 \text{ месяц.}$$

5 Охрана окружающей среды

Топка предназначена для сжигания бородинского угля, характеристики данного угля представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Характеристики бородинского угля [3]

Марка, класс	2Б,Р	Выход летучих, $V^Г$, %	47,0		
Состав рабочей массы топлива, %	W^P	33	Теплота сгорания, $Q_{н}^P$, кДж/кг	15280	
	A^P	7,4	Коэффициент размоловоспособности, $K_{ло}$	1,15	
	S^P	0,2	Характеристики золы, °С	t_1	1180
	C^P	42,6		t_2	1210
	H^P	3,0		t_3	1230
	N^P	0,6			
	O^P	12,2			

5.1 Выбор золоуловителя

На данный момент существующие золоуловители марки 4БЦШ-550 не обеспечивают достаточную степень очистки дымовых газов котельной, поэтому необходимо произвести подбор новых золоуловителей.

Выбор типа золоуловителей производится в зависимости от объема очищаемых газов, дисперсного состава и физических свойств золы и требуемой степени очистки газов (концентрация золы на поверхности земли должна быть ниже предельно допустимой по санитарным нормам до 0,5 мг/м³).

Рассчитаем часовой расход дымовых газов по формуле

$$V_{д.г} = \frac{V^Г \cdot B_p \cdot (273 + \vartheta_{ух.г})}{273 \cdot 3600} \quad (33)$$

$$V_{д.г} = \frac{7,866 \cdot 3245,19 \cdot (273 + 220,7)}{273 \cdot 3600} = 12,823 \text{ м}^3/\text{сек} = 46163,1 \text{ м}^3/\text{ч}$$

где $V^Г = 7,866 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$ – объем дымовых газов бородинского угля;

$B_p = 3245,19 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}$ – расчетный расход топлива на котел КВ-Р-11-63-150;

$\vartheta_{ух.г} = 220,7^\circ\text{С}$ – температура уходящих газов.

Для данного объема дымовых газов наиболее подходят батарейные циклоны марки ЦБ –254Р–60 с производительностью 49350 м³/ч, КПД 85%.

Батарейные циклоны ЦБ-254Р предназначены для сухой очистки от пыли дымовых газов котельных и других технологических газов, а также

аспирационного воздуха. Общепромышленное применение. Очищаемый газ не должен быть взрывоопасным, а улавливаемая пыль – взрывоопасной и сильнослипающейся.

Особенности конструкции: Внутренний диаметр цилиндрической части циклонного элемента 254 мм. Количество циклонных элементов в секции – 25,30,40,50,60,80. Количество секций – 1, при необходимости очистки большого объема газов в составе установки могут быть использованы несколько секций. Материал корпуса циклонных элементов – серый чугун; материал выхлопных труб элементов и корпус аппарата – углеродистая сталь. Выходная камера имеет ступенчатую форму. Бункер циклона ЦБ-254Р имеет пирамидальную форму. Характеристики батарейного циклона ЦБ-254Р-60 представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Характеристики батарейного циклона ЦБ-254Р-60

Типоразмер циклона	Количество элементов	Производительность по газу, м ³ /ч, при V _ц = 4,5 м/с	Масса, кг
Циклон ЦБ-254Р-60	60	49350	7700

Температура очищаемого газа – не более 400 °С Эффективность пылеулавливания Эффективность очистки от пыли ($\delta_{50} = 20$ мкм, $\sigma = 3 - 3,5$, $\rho = 2700$ кг/м³) составляет 85%, при среднерасходной скорости 4,5 м/с.

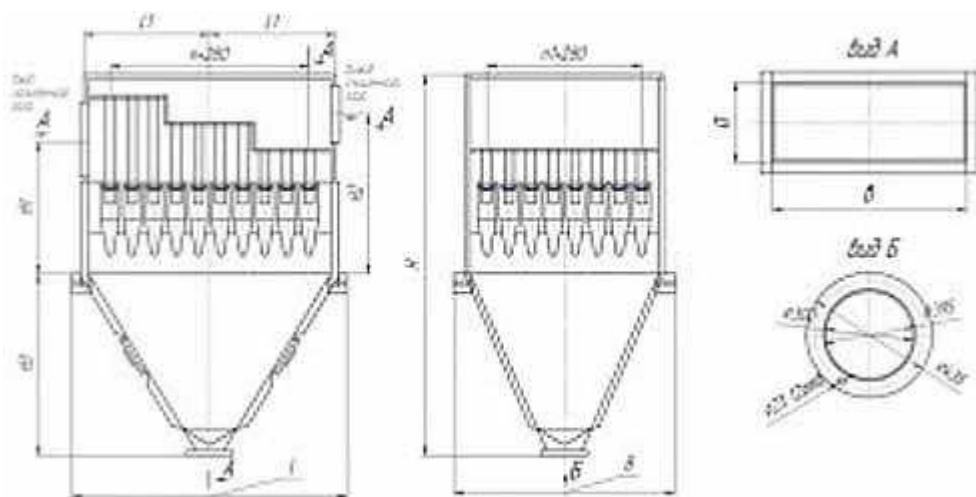


Рисунок 14 – батарейный циклон ЦБ-254Р-60

Таблица 23 – Присоединительные размеры батарейного циклона ЦБ-254Р-60

Присоединительные размеры										
Типоразмер	а х в	n	n1	L	L1	B	H	H1	H2	H3
ЦБ-254Р-60	780×1380	9	5	3220	1580	1880	5342	1900	2350	2250

Общее количество шлака и золы, удаляемое с котельной, т/ч, составляет

$$M_{\text{шл.з}} = 0.01 \cdot B \cdot \left(A^p + q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32700} \right) \cdot \left(1 - a_{\text{ун}} \cdot \frac{100 - \eta_{\text{зу}}}{100} \right) \quad (34)$$

$$M_{\text{шл.з}} = 0,01 \cdot 0,9 \cdot 3,6 \cdot \left(7,4 + 4 \cdot \frac{15280}{32700} \right) \cdot \left(1 - 0,6 \cdot \frac{100 - 85}{100} \right) = 0,273$$

Расход летучей золы, поступающей в золоуловитель, т/ч:

$$M_{\text{зол}}^{\text{ex}} = 0.01 \cdot B \cdot a_{\text{ун}} \cdot A^p + 0.01 \cdot B \cdot q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32700} \quad (35)$$

$$M_{\text{зол}}^{\text{вх}} = 0,01 \cdot 0,9 \cdot 3,6 \cdot 0,6 \cdot 7,4 + 0,01 \cdot 0,9 \cdot 3,6 \cdot 4 \cdot \frac{15280}{32700} = 0,204$$

где $a_{\text{ун}} = 0.6$ - доля золы уносимая газами;

A^p - зольность топлива, %;

q_4 - потеря с механическим недожогом.

Количество летучей золы, выбрасываемой в дымовую трубу, определим по формуле, т/ч

$$M_{\text{зол}}^{\text{вых}} = M_{\text{зол}}^{\text{ex}} \cdot \frac{100 - \eta_{\text{зу}}}{100} \quad (36)$$

$$M_{\text{зол}}^{\text{вых}} = 0,204 \cdot \frac{100 - 85}{100} = 0,031$$

где $\eta_{\text{зу}}$ - КПД золоуловителя, %.

Состав вредных веществ бородинского угля представлен на рисунке 15.

Бородинский уголь

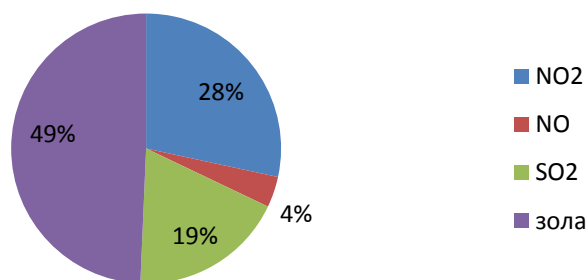


Рисунок 15 – Состав вредных веществ для бородинского угля

Таблица 24 – Состав вредных веществ в выбросах бородинского угля

Наименование вещества	Процентное соотношение	Массовый выброс
NO ₂	28%	0,00495 кг/с
NO	4%	0,000644 кг/с
SO ₂	19%	0,00324 кг/с
Зола	49%	0,0086 кг/с

5.2 Расчет дымовой трубы [3]

Выбросы оксидов серы, кг/с:

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot B \cdot S^P \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2}) \quad (37)$$

где η'_{SO_2} – доля оксидов серы, которая улавливается летучей золой в газоходах котла;

η''_{SO_2} – доля оксидов серы, которая улавливается в золоуловителе.

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot 0,9 \cdot 0,2 \cdot (1 - 0,1) \cdot (1 - 0) = 0,00324$$

Выбросы оксидов и диоксидов азота, кг/с

$$M_{NO_2} = 0,001 \cdot 0,36 \cdot B \cdot Q_H^P; \quad (38)$$

$$M_{NO_2} = 0,001 \cdot 0,36 \cdot 0,901 \cdot 15,28 = 0,00495;$$

$$M_{NO} = 0,13 \cdot M_{NO_2}; \quad (39)$$

$$M_{NO} = 0,13 \cdot 0,00495 = 0,000644 .$$

где n_{NO_2} – содержание NO_2 в 1 МДж тепла, для Бородинского угля принимаем 0,36;

Суммарный выброс золы, сернистого газа и оксидов азота из труб, кг/с

$$M = M_{\text{зол}} + M_{SO_2} + M_{NO_2} = 2,8 + 3,19 + 4,95 = 10,94 \quad (40)$$

$$M = 0,0086 + 0,00324 + 0,00495 = 0,0168$$

Влияние скорости осаждения вредных веществ в атмосфере:

$$M'_z = M_z \cdot F \quad (41)$$

где F – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость осаждения вредных веществ в атмосфере:

$F = 1$ – для газообразных выбросов,

$F = 2$ – для золы.

$$M'_{\text{зол}} = 0,0086 \cdot 2 = 0,0172$$

Приведенная масса вредных примесей, кг/с:

$$M = M_{SO_2} + M_{\text{зол}} \cdot \frac{\text{ПДК}_{\text{cc}}^{SO_2}}{\text{ПДК}_{\text{cc}}^{\text{зол}}} + M_{NO_2} \cdot \frac{\text{ПДК}_{\text{cc}}^{SO_2}}{\text{ПДК}_{\text{cc}}^{NO_x}} \quad (42)$$

$$M = 0,00324 + 0,0086 \cdot \frac{0,5}{0,15} + 0,00495 \cdot \frac{0,5}{0,085} = 0,061$$

Суммарная масса вредных примесей пересчитывается на выбросы оксидов серы и оксиды азота. Отношение среднесуточных ПДК в этой формуле являются коэффициентами, учитывающими вредность золы по сравнению с оксидами серы и оксидами азота.

Минимально допустимая высота трубы определяется по формуле, м:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot m}{\text{ПДК}_{SO_2}}} \sqrt[3]{\frac{N}{V_z \cdot \Delta t}} \quad (43)$$

где A – коэффициент учитывающий условия вертикального и горизонтального рассеяния (конвективной диффузии) примеси в воздухе, принимаем равным 200;

F – безразмерный коэффициент, учитывающий характер выбрасываемых загрязнений;

m – коэффициент, учитывающий влияние скоростей выхода газов из устья трубы;

N – количество дымовых труб;

V_r – суммарный объем дымовых газов, выбрасываемых из трубы, $\text{м}^3/\text{с}$;

Δt – разность температур выходящих из трубы дымовых газов и окружающего воздуха, $^{\circ}\text{C}$.

M – масса выброса котельной, $\text{г}/\text{с}$

$$H = \sqrt{\frac{200 \cdot 0,061 \cdot 1000 \cdot 1 \cdot 0,9}{0,5}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{4,24 \cdot 201}} = 48,087 \text{ м}$$

Эффективная высота выброса дымовых газов складывается из геометрической высоты трубы H и высоты подъема факела дымовых газов

$$H_{\text{эф}} = H + 1,9 \cdot \frac{D \cdot \omega_0}{v \cdot \varphi} \quad (44)$$

где v – скорость ветра над уровнем земли, принимаем $5 \text{ м}/\text{с}$;

φ – коэффициент, учитывающий возрастание скорости ветра с высотой трубы, по высоте выбранной трубе принимаем 1,63

D – диаметр устья дымовой трубы, принимаем $1,8$;

ω_0 – скорость газов в устье трубы, при высоте трубы 48 метров

$$\omega_0 = 10,8 \text{ м}/\text{с}$$

Тогда эффективная высота выброса дымовых газов равна

$$H_{\text{эф}} = 39,744 + 1,9 \cdot \frac{1,8 \cdot 35}{5 \cdot 1,42} = 52,61 \text{ м}$$

При расчете получилось, что рассчитанная дымовая труба меньше существующей фактической высоты на $7,61$ метров.

5.3 Расчет годовых выплат котельной за негативное воздействие на окружающую среду [15]

Плата за выбросы загрязняющих веществ в размерах, не превышающих установленные природопользователю нормативов выбросов, $\Pi_{н.атм}$ рассчитывается по следующей формуле, руб

$$\Pi_{н.атм} = \sum_{i=1}^n C_{н_i атм} \cdot M_{iатм} \cdot K_{з.атм} \cdot K_{ин} \quad (45)$$

$$\text{При } M_{iатм} \leq M_{н_iатм}$$

где i – вид загрязняющего вещества;

$C_{н_i атм}$ – норматив платы за выброс одной тонны i -го загрязняющего вещества в пределах установленных нормативов выбросов, руб. По Постановлению Правительства РФ от 13.09.2016 N 913 (ред. от 09.12.2017) "О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах";

$M_{iатм}$ – фактическая масса выброса i -го загрязняющего вещества, т;

$M_{н_iатм}$ – допустимый выброс i -го загрязняющего вещества в пределах установленного норматива (т);

$K_{з.атм}$ – коэффициент учитывающий экологический фактор состояния атмосферного воздуха в данном регионе, для Сибири принимаем $K_{з.атм} = 1,4$;

$K_{ин}$ – коэффициент индексации платы за негативное воздействие на окружающую среду. Устанавливается ежегодно законом о бюджете Российской Федерации, равен 1,1.

Предельно допустимый выброс $M_{н_iатм}$ устанавливается для каждого источника загрязнения атмосферы таким образом, чтобы выбросы вредных веществ от данного источника и от совокупности источников города с учетом перспективы развития промышленных предприятий и рассеивания вредных веществ в атмосфере, не создавали приземную концентрацию, превышающую их ПДК для населения, растительного и животного мира (ГОСТ 17.2.3.02-78). При установлении ПДВ учитываются фоновые концентрации $C_{ф}$. Так как котельная расположена в малонаселенном пункте, то фоновую концентрацию принимаем равную нулю.

Значение ПДВ для одиночного источника с круглым устьем в случаях $C_{ф} < \text{ПДК}$ определяется для горячих источников по формуле, г/с

$$M_{н_iатм} = \frac{(\text{ПДК}_{м.р} - C_{ф}) \cdot H^2}{A \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta} \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T} \quad (46)$$

где ПДК_{м.р} – максимально разовая ПДК загрязняющего вещества, для золы ПДК_{м.р.зола} = 4 мг/м³, для оксида азота ПДК_{м.р.NO} = 5 мг/м³, для диоксида азота ПДК_{м.р.NO₂} = 2 мг/м³, для диоксида серы ПДК_{м.р.SO₂} = 10 мг/м³;

C_ф – фоновая концентрация загрязняющего вещества характерная для данной местности, мг/м³;

H = 45 – высота дымовой трубы, м;

A – климатический коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы, для территории Сибири принимаем A = 200;

F – коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосфере, для газов и мелкодисперсных аэрозолей (пыль, зола) принимаем F = 1;

η – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа, для равнинного ландшафта η = 1;

ΔT = T_г – T_в – разность температур выбрасываемых газов T_г = 220,7°C и атмосферного воздуха T_в = 18,7°C.

$$\Delta T = 220,7 - 18,7 = 202$$

Полный расход выбрасываемых газов на срезе трубы V₁ определяется по формуле, м³/с

$$V_1 = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot \omega_0 \quad (47)$$

где D = 1,8 – диаметр устья дымовой трубы, м;

ω₀ = 10,3 – средняя скорость выхода газов из источника выбросов, м/с.

$$V_1 = \frac{3,14 \cdot 1,8^2}{4} \cdot 10,3 = 26,21$$

Коэффициенты m и n учитывают подъем факела под трубой. Значение этих коэффициентов определяются по вспомогательным величинам, вычисляемым в свою очередь по конструктивным параметрам.

Коэффициент m при f < 100 определяется по формуле

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}}; \quad (48)$$

$$f = 1000 \cdot \frac{\omega_0^2 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta T}; \quad (49)$$

$$f = 1000 \cdot \frac{10,3^2 \cdot 1,8}{45^2 \cdot 202} = 0,047;$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,047} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,047}} = 1,228.$$

Коэффициент n при $f < 100$ определяется в зависимости от v_m

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_1 \cdot \Delta T}{H}} \quad (50)$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{26,21 \cdot 202}{45}} = 3,185$$

При $v_m \geq 2$ коэффициент $n = 1$.

Тогда значение ПДВ для золы подсчитается, мг/м^3

$$M_{\text{Hзолаатм}} = \frac{(4-0) \cdot 45^2}{200 \cdot 1 \cdot 1,228 \cdot 1 \cdot 1} \cdot \sqrt[3]{26,21 \cdot 202} = 574,6$$

Для оксида азота значение ПДВ составит, мг/м^3

$$M_{\text{HNOатм}} = \frac{(5-0) \cdot 45^2}{200 \cdot 1 \cdot 1,228 \cdot 1 \cdot 1} \cdot \sqrt[3]{26,21 \cdot 202} = 718,258$$

Для диоксида азота ПДВ составит, мг/м^3

$$M_{\text{HNO}_2\text{атм}} = \frac{(2-0) \cdot 45^2}{200 \cdot 1 \cdot 1,228 \cdot 1 \cdot 1} \cdot \sqrt[3]{26,21 \cdot 202} = 287,3$$

Значение ПДВ для диоксида серы составит, мг/м^3

$$M_{\text{HSO}_2\text{атм}} = \frac{(10-0) \cdot 45^2}{200 \cdot 1 \cdot 1,228 \cdot 1 \cdot 1} \cdot \sqrt[3]{26,21 \cdot 202} = 1436,5$$

В основу «Методики расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» – ОНД-86 положено условие, при котором концентрация каждого вредного вещества не должна превышать максимально разовую ПДК данного вещества в атмосферном воздухе.

Максимальную приземную концентрацию вредного вещества при выбросе газовой смеси из точечного источника с круглым устьем для горячих источников найдем по формуле, мг/м^3

$$C_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}} \quad (51)$$

где M – масса выбрасываемого в атмосферу в единицу времени вещества, г/с

для золы $M_{\text{зола}} = 8,6 \text{ г/с}$, для оксида азота $M_{\text{NO}} = 6,44 \text{ г/с}$, для диоксида азота $M_{\text{NO}_2} = 4,956 \text{ г/с}$, для диоксида серы $M_{\text{SO}_2} = 3,244 \text{ г/с}$.

Максимальная приземная концентрация золы при выбросе газовой смеси равна

$$C_{\text{M}_{\text{зола}}} = \frac{200 \cdot 8,6 \cdot 1 \cdot 1,228 \cdot 1 \cdot 1}{45^2 \cdot \sqrt[3]{26,21 \cdot 202}} = 0,05986$$

Максимальная приземная концентрация оксида азота равна

$$C_{\text{M}_{\text{NO}}} = \frac{200 \cdot 6,44 \cdot 1 \cdot 1,228 \cdot 1 \cdot 1}{45^2 \cdot \sqrt[3]{26,21 \cdot 202}} = 0,04483$$

Для диоксида азота максимальная приземная концентрация вещества равна

$$C_{\text{M}_{\text{NO}_2}} = \frac{200 \cdot 4,956 \cdot 1 \cdot 1,228 \cdot 1 \cdot 1}{45^2 \cdot \sqrt[3]{26,21 \cdot 202}} = 0,0345$$

Для диоксида серы максимальная приземная концентрация вещества при выбросе газовой смеси равна

$$C_{\text{M}_{\text{SO}_2}} = \frac{200 \cdot 3,244 \cdot 1 \cdot 1,228 \cdot 1 \cdot 1}{45^2 \cdot \sqrt[3]{26,21 \cdot 202}} = 0,022582$$

Рассчитанные приземные концентрации с котельной не превышают нормативных значений предельно разовой ПДК.

Подсчитаем массовый выброс котельной за год, при том что 9 месяцев находятся в работе три котла и три месяца находится в работе один котел. Данная масса не должна превышать рассчитанных ранее значений предельно допустимых выбросов для каждого вещества, если же массовый выброс превышает ПДВ, то стоимость сверхлимитных выбросов рассчитывается в пятикратном размере. Массовые выбросы веществ (кг/с) находятся ранее в расчете дымовой трубы.

Для одного котла, работающего 3 месяца, массовый выброс золы составит, т

$$M_{\text{зола } 1} = 0,031 \cdot 24 \cdot 90 = 66,95 \quad (52)$$

Для трех котлов, работающих 9 месяцев, массовый выброс золы составит, т

$$M_{\text{зола } 3} = (0,031 \cdot 24 \cdot 270) \cdot 3 = 602,56 \quad (53)$$

Тогда годовой вынос золы с котельной составит, т

$$M_{\text{зол.год}} = M_{\text{зола 1}} + M_{\text{зола 3}} = 66,95 + 602,56 = 669,51 \quad (54)$$

Аналогично рассчитываем остальные выбросы. Результаты расчета представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Расчет годовых выбросов котельной

Наименование вещества	1 котел, работающий 3 месяца, т	3 котла, работающие 9 месяцев, т	Годовой выброс котельной, т
NO	5,01	45,09	50,1
NO ₂	38,54	346,85	385,39
SO ₂	25,22	227	252,22

Таким образом, плата за выбросы, не превышающие максимально разовую ПДК и предельно допустимый выброс (ПДВ), рассчитывается для веществ NO и SO₂ по формуле (41) и составит

$$P_{\text{н.атм}} = (93,5 \cdot 50,1 \cdot 1,4 \cdot 1,1) + (45,5 \cdot 252,22 \cdot 1,4 \cdot 1,1) = 24848,48 \text{ руб}$$

Выбросы золы и NO₂ превышают ПДВ, поэтому часть массового выброса, превышающего ПДВ будет рассчитываться в пятикратном размере. Для золы плата за нормативный выброс составит, руб

$$P_{\text{н.атм.зол}} = 574,6 \cdot 15,1 \cdot 1,4 \cdot 1,1 = 13361,7484$$

Плата за сверхлимитный выброс золы рассчитываем по формуле, руб

$$P_{\text{сл.атм.зол}} = 5 \cdot (C_{\text{н}_i \text{ атм}} \cdot (M_{i \text{ атм}} - M_{\text{н}_i \text{ атм}}) \cdot K_{\text{з.атм}} \cdot K_{\text{ин}}) \quad (55)$$

где где i – вид загрязняющего вещества;

$C_{\text{н}_i \text{ атм}}$ – норматив платы за выброс одной тонны i -го загрязняющего вещества в пределах установленных нормативов выбросов, руб. По Постановлению Правительства РФ от 13.09.2016 N 913 (ред. от 09.12.2017) "О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах";

$M_{i \text{ атм}}$ – фактическая масса выброса i -го загрязняющего вещества, т;

$M_{\text{н}_i \text{ атм}}$ – допустимый выброс i -го загрязняющего вещества в пределах установленного норматива (т);

$K_{\text{з.атм}}$ – коэффициент учитывающий экологический фактор состояния атмосферного воздуха в данном регионе, для Сибири принимаем $K_{\text{з.атм}} = 1,4$;

$K_{ин}$ – коэффициент индексации платы за негативное воздействие на окружающую среду. Устанавливается ежегодно законом о бюджете Российской Федерации, равен 1,1.

$$P_{сл.атм.зол} = 5(15,1 \cdot (669,51 - 574,6) \cdot 1,4 \cdot 1,1) = 11035,6$$

Для диоксида азота плата за нормативный выброс составит, руб

$$P_{н.атм.NO_2} = 138,8 \cdot 287,3 \cdot 1,4 \cdot 1,1 = 61410,9496$$

Плата за сверхлимитный выброс диоксида азота составит, руб

$$P_{сл.атм.NO_2} = 5(138,8 \cdot (385,39 - 287,3) \cdot 1,4 \cdot 1,1) = 104840,8$$

Подсчитаем общую годовую плату котельной за выбросы вредных веществ в атмосферу по формуле, руб

$$P_{атм} = \sum_{i=1}^n P_{н.атм} + \sum_{i=1}^n P_{сл.атм} \quad (56)$$

$$P_{атм} = (24848,48 + 13361,75 + 61410,95) + (11035,6 + 104840,8) = 215497,57$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Задачей данной выпускной квалификационной работы являлось увеличение надежности работы котлов и улучшения качества теплоснабжения потребителям в пос. Кедровый.

Для достижения данной цели, был принят вариант разделения контуров котельной на котловой и сетевой, с помощью установки теплообменного оборудования. Данное решение, в полной мере, поможет добиться стабильной работы котлов, постоянных температур на входе и выходе как в котловом, так и в сетевом контурах, увеличения КПД котельной и улучшения качества горячего водоснабжения потребителям.

В ходе работы были просчитаны тепловые балансы, для дальнейшего подбора нового оборудования. В результате для исходных данных были приняты температурный график 95/65 и расход воды через теплообменник 780 т/ч.

Далее было подобрано основное и вспомогательное оборудование. Из всех возможных вариантов для дальнейшей работы были выбраны теплообменник марки НН-121-25/6-275-ТКТМ92 (Ду 300) в количестве двух штук и питательный насос марки Д160-112 в количестве четырех штук. Так же была произведена гидравлическая наладка тепловой сети в программе Zulu 7.0 для проверки правильности расчетов тепловых балансов.

Для расположения нового оборудования, было принято решение постройки нового здания с установкой в нем теплообменников и сетевых насосов 1Д500-63, так как в котельной, при установке оборудования на втором и третьем этажах, есть вероятность слишком большой нагрузки на несущие конструкции здания.

При расчете капитальных затрат и срока окупаемости проекта, были учтены расходы на новое оборудование, трубопроводы, задвижки, на материалы и строительство нового здания. Капитальные затраты по проекту составили 8631149,92 рублей, срок окупаемости проекта 8 лет 1 месяц.

Так как в ходе проекта расход топлива не изменился, то по охране окружающей среды был выполнен поверочный расчет высоты дымовой трубы, которая составила 48 метров, что на три метра превышает существующую высоту. Так же были посчитаны годовые выплаты котельной за влияние вредных выбросов на атмосферу, которые составили 215497,57 рублей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Котёл водогрейный КВ-ТС-10-150П (КВ-Р-11,63-150) [Электронный ресурс] : Котлы водогрейные // Продукция // ОАО «Бийский котельный завод». – Режим доступа: <http://www.bikz.ru>.
2. Описание, характеристики, вспомогательное оборудование на поставку твердотопливных водогрейных водотрубных котлов КВ-Р-11,63; 23,26; 35-150 (КВ-ТС-10; 20; 30-150) [Электронный ресурс] : большие котлы // каталог // АО «Дорогобужкотломаш». – Режим доступа: <http://www.dkm.ru>.
3. Цыганок А.П., Михайленко С.А. Проектирование тепловых электрических станций: Учебное пособие. - Красноярск: КРПИ, 1991г.
4. Теплообменник НН №121) [Электронный ресурс] : Разборные пластинчатые теплообменники // производственно-инжиниринговая компания «Ридан». – Режим доступа: <http://www.ridan.ru>.
5. Насос 1Д500-63 [Электронный ресурс] : Насосы Д, 1Д, ВД и агрегаты // каталог // «Гидромаш» – Режим доступа: <http://www.nasosural.ru>.
6. Вихревые насосы ВК-4/28А [Электронный ресурс] : ВК, ВКС, ВКО – Вихревые насосы // ООО «Римос». – Режим доступа: <http://www.rimos.ru>.
7. Насос Д160-112 [Электронный ресурс] : Насосы Д, 1Д, ВД и агрегаты // каталог // «Гидромаш» – Режим доступа: <http://www.nasosural.ru>.
8. Соколов, Е. Я. Теплофикация и тепловые сети : учебник для вузов / Е. Я. Соколов. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 192 с.
9. Кран LD шаровой для воды Ду 300 [Электронный ресурс] : Краны шаровые // «DN.ru». – Режим доступа: <http://dn.ru>.
10. Задвижка стальная клиновья фланцевая 30с41нж Ду300 [Электронный ресурс] : Каталог // «Спецарматура». – Режим доступа: <https://m.specarmatura.ru>.
11. Труба стальная Ду 300 [Электронный ресурс] : Трубы // Продукция черной металлургии // «Металлопрокат.ру». – Режим доступа: <https://www.metalloprokat.ru>
12. Переходы концентрические [Электронный ресурс] : Продукция // ООО «Фитинг-техкомплект». Режим доступа: <http://www.fittexcom.ru>
13. Манометры стандартного исполнения [Электронный ресурс] : Цены // «Росма». – Режим доступа: <https://rosma.spb.ru>.
14. Расчёт стоимости быстровозводимого здания [Электронный ресурс] : Калькулятор стоимости // «Агрострой». – Режим доступа: <http://агрострой.рф>.

15. Лобанова, З. М. Экология и защита биосферы : учебное пособие / З. М. Лобанова. – Барнаул : АлтГТУ, 2009.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт
институт

Тепловые электрические станции
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой



Е.А. Бойко

подпись

инициалы, фамилия

«13»

06

2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника
код – наименование направления

Проект модернизации котельной пос. Кедровый
тема

Руководитель



подпись, дата

доцент, к.т.н.

должность, ученая степень

С. Р. Янов

инициалы, фамилия

Выпускник



подпись, дата

Е. С. Кеворкова

инициалы, фамилия

Технический контроль



подпись, дата

С.А. Михайленко

инициалы, фамилия

Нормоконтролер



подпись, дата

П.В. Шишмарев

инициалы, фамилия

Красноярск 2018