

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

Политехнический  
институт  
Теплотехники и гидрогазодинамики  
кафедра

**УТВЕРЖДАЮ**  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ В.А. Кулагин  
подпись      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

**Проект реконструкции ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск» - расширение  
котельного отделения котлотурбинного цеха ТЭЦ**

тема

**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 ТТиГГД, кандидат техн.наук

должность, ученая степень

А.Ю. Радзюк

инициалы, фамилия

Выпускник

\_\_\_\_\_   
подпись, дата

В.А. Гудель

инициалы, фамилия

Рецензент

\_\_\_\_\_   
подпись, дата

главный инженер ТЭЦ

АО «РУСАЛ Ачинск»

должность, ученая степень

Э.Н. Поплёвко

инициалы, фамилия

Красноярск 2022

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Техническое обоснование проекта реконструкции ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск» - расширения котельного отделения котлотурбинного цеха ТЭЦ.....	7
1.1 Характеристика ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск». Оборудование.....	7
1.2 Обоснование расширения ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск».....	10
2 Описание основного, вспомогательного оборудования ТЭЦ и используемого топлива.....	11
2.1 Топливо.....	11
2.2 Котельное оборудование.....	13
2.2.1 Котлоагрегаты.....	13
2.2.2 Системы очистки топки и пароперегревателя.....	13
2.2.3 Пылесистема котлов 1 очереди.....	14
2.2.4 Пылесистема котлов 2 очереди.....	15
2.3 Турбинное оборудование.....	17
2.4 Топливоподача.....	19
2.5 Химводоподготовка.....	20
2.5.1 Схема подготовки воды цеха химводоочистки .....	20
2.5.2 Деаэрация химически обессоленной воды.....	21
3 Тепловой расчет котлоагрегата.....	22
3.1 Исходные данные.....	22
3.1.1 Объем и энтальпия продуктов сгорания и воздуха.....	23
3.1.2 Теоретические объемы воздуха и продуктов сгорания.....	23
3.1.3 Действительные объемы продуктов сгорания по газоходам.....	23
3.1.4 Энтальпия продуктов сгорания по газоходам.....	25
3.2 Расчет топочной камеры.....	26
3.2.1 Конструктивные особенности.....	26
3.2.2 Расчёт топочной камеры.....	27

3.3 Расчёт радиационного пароперегревателя.....	31
3.4 Расчёт ширмового пароперегревателя.....	32
3.5 Расчёт конвективного пароперегревателя.....	36
3.6 Расчет воздухоподогревателя.....	41
3.7 Расчет водяного экономайзера.....	45
4 Аэродинамический расчёт котлоагрегата.....	49
4.1 Исходные данные.....	49
4.1.1 Сопротивление конвективного пароперегревателя.....	51
4.1.2 Сопротивление водяного экономайзера.....	51
4.1.3 Сопротивление трубчатых воздухоподогревателей.....	52
4.2 Местные сопротивления и сопротивления газоходов.....	54
4.2.1 Поворот из горизонтального газохода в конвективную шахту...	55
4.2.2 Выход из конвективной шахты.....	55
4.2.3 Газоход на участке от колонки воздухоподогревателя первой ступени до электрофильтров.....	55
4.2.4 Газоход на участке от электрофильтров до дымососа.....	56
4.2.5 Газоход на участке от дымососа до дымовой трубы.....	57
4.2.6 Сумма местных сопротивлений и сопротивлений газоходов.....	58
4.3 Сопротивление золоуловителей.....	58
4.4 Самотяга.....	58
4.4.1 Самотяга опускного газохода и колонки воздухоподогревателя первой ступени.....	58
4.4.2 Самотяга перепускных труб от колонки ВЗП первой ступени до электрофильтров.....	59
4.4.3 Самотяга перепускных труб от электрофильтров до дымососа.....	59
4.4.4 Самотяга дымовой трубы.....	59
4.5 Сопротивление дымовой трубы.....	60
4.6 Подсчёт перепада полных давлений по газовому тракту.....	60

4.7	Определение производительности, напора дымососов.....	61
5	Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу.....	62
6	Безопасность проектируемого объекта.....	69
6.1	Общая характеристика проектируемого объекта с точки зрения безопасности и безвредных условий труда .....	69
6.2	Планировочное решение проектируемого объекта .....	69
6.3	Анализ и устранение потенциальных опасностей и вредностей технологического процесса .....	70
6.3.1	Опасность поражения электрическим током.....	70
6.3.2	Опасность атмосферного электричества.....	71
6.3.3	Поля электромагнитные, электричество статическое .....	72
6.3.4	Опасность травмирования вращающимися частями механизмов...	74
6.3.5	Тепловое излучение и возможность получения термического ожога.....	74
6.4	Производственная санитария .....	75
6.4.1	Микроклимат.....	75
6.4.2	Выделение вредных веществ.....	77
6.4.3	Освещение.....	78
6.4.4	Шум, вибрация.....	79
6.4.5	Обеспечение безопасной работы технических устройств, работающих под давлением.....	82
6.5	Предупреждение аварийных ситуаций.....	84
6.5.1	Предупреждение аварий и взрывов технологического оборудования.....	84
6.5.2	Обеспечение взрывопожарной безопасности.....	84
	Заключение.....	89
	Список использованных источников.....	90

## ВВЕДЕНИЕ

В данном проекте представлен проект реконструкции ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск» - расширение котельного отделения котлотурбинного цеха ТЭЦ. Анализируя коммунальное хозяйство города Ачинска, можно сделать следующий вывод: тепловой мощности постепенно растущему городу сегодня хватает, но далее ситуация будет ухудшаться. Строительство новых жилых домов, объектов коммерческой и коммунальной инфраструктуры – всё это должно повлечь за собой увеличение объемов горячего тепло- и водоснабжения. В связи со значительным старением, более 40 лет назад установленного оборудования на ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск», являющейся единственным источником горячего тепло- и водоснабжения, особое внимание уделено, прежде всего, обеспечению его устойчивой работы на основе перевооружения и модернизации. Замена котельного оборудования должна проводиться в плановом режиме в рамках работ по техническому перевооружению.

В то же время АО «РУСАЛ Ачинск», для выпуска основной продукции (глинозёма и кальцинированной соды), не хватает собственной электрической энергии для потребления нужд производства. Вследствие чего приходится докупать электроэнергию на стороне по завышенной цене, что влечет за собой увеличение себестоимости основной продукции.

Даже использование новейшего оборудования для очистки поверхностей нагрева не обеспечивает необходимую выработку пара. Хотя использование данного оборудования уменьшает затраты на чистку котла, увеличивает межремонтный интервал работы котла и повышает годовую выработку пара.

На данный момент на ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск» запланирован ввод в эксплуатацию в конце 2023 года турбоагрегата ст.№7 типа ПТ-90/120-130. Далее, в 2024 и 2026 годах запланированы капитальные ремонты турбоагрегатов ст.№№ 2 и 3 типа Р-50-130, с заменой цилиндров и роторов высокого давления, трубопроводов острого пара, пара на производство, вспомогательного оборудования. После того, как будет введен в повседневную эксплуатацию новый

турбоагрегат, вместе с этим будут сняты насущные проблемы, всязанные с обеспечением горячим водоснабжением мощностей завода и жилого сектора г. Ачинска. Так же АО «РУСАЛ Ачинск» сможет полностью обеспечить себя электрической энергией, снизить затраты на мазут, а так же появится возможность реализовывать долгосрочные капитальные и текущие ремонты, а так же модернизацию действующего оборудования.

Так как при вводе в эксплуатацию турбоагрегата ст.№7 на ТЭЦ возникнет дефицит пара, то данную проблему призвана решить разработка данного проекта - монтаж дополнительного котельного агрегата - БКЗ-500-140, на буром Бородинском угле.

## **1 Технико-экономическое обоснование проекта расширения котельного отделения котлотурбинного цеха ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск»**

### **1.1 Характеристика ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск». Оборудование.**

Для горячего водоснабжения г. Ачинска и АО «РУСАЛ Ачинск», на теплоэлектроцентрали эксплуатируются 5 котлов типа БКЗ-320-140ПТ2 (1 очередь) и 3 котла типа БКЗ-320-140ПТ5 (2 очередь). Станция построена по схеме с поперечными связями, с возможностью секционирования, с выделением в блоки по два котла. Котлы имеют общий паропровод, общие магистрали по основному конденсату и питательной воде.

Турбины (2 х Т-50-130, 2 х Р-50-130, 2 х ПТ-60-130) в количестве шести агрегатов, обеспечивают выработку электрической энергии в суммарном количестве 320 МВт. Данные мощности целиком потребляются АО «РУСАЛ Ачинск», отпуск электрической энергии на сторону не производится.

Для покрытия пиковых тепловых нагрузок в отопительный период установлено четыре водогрейных котла ПТВМ-50 и три - ПТВМ-100. Котлы первой очереди (ПТВМ-50) в настоящее время выведены из эксплуатации и законсерви-

рованы, котлы второй очереди используются для покрытия пика отопительной нагрузки города Ачинска.

Основной вид топлива ТЭЦ — бурый уголь марки Б2. Годовое потребление составляет около 2 млн. тонн.

Эксплуатация городских тепловых сетей осуществляется АО «Теплосеть».

Тепловые трубопроводы, по которым осуществляется горячее водоснабжение г. Ачинска, на границах обслуживания оборудованы узлами учета тепловой энергии и теплоносителя.

Потребителями тепловой энергии в системе теплоснабжения являются здания жилого, административного, общественного и производственного назначения.

В 2013 году в рамках проекта по реконструкции, был осуществлен перевод на замкнутый водооборот. Подача воды, подающейся на охлаждение конденсаторов турбин и механизмов, в настоящий момент выполняется при помощи градирни ст.№3 вентиляторного типа БМГ-2000х5, производства ООО «ТМИМ». В 2021 году в результате реконструкции градирни ст.№3 – были произведены замены диффузоров вентиляторов, замена кубов оросителей новоц конструкции, опуск трубопроводов подачи воды на градирню. В результате проведенной реконструкции, прирост выработки электрической энергии составил до 44 000 МВт/год.

Наименование турбин ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск» представлено в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Основное оборудование, турбины

Станционный №	Наименование турбоагрегата	Расход пара на турбину, т/ч
1	T-50-130	280
2	P-50-130	470
3	P-50-130	470
4	T-50-130	280
5	ПТ-60-130/10	387
6	ПТ-60-130/10	387
Итого		2274

7	ПТ-90-130/10	490
Итого		2764

Все турбины работают на перегретом паре с начальными параметрами:

- начальное давление – 13,0 МПа;
- начальная температура - 550 °С.

В котельном отделении установлено 8 котлоагрегатов, которые работают на твёрдом топливе – угольной пыли. На пиковой котельной установлены семь водогрейных котлов ПТВМ, работающих на мазуте.

Наименование котлов ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск» представлено в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Основное оборудование, котельные агрегаты

Станционный №	Наименование котельного агрегата	Паропроизводительность котлов, т/ч
1	БКЗ -320-140 ПТ 2	320
2	БКЗ -320-140 ПТ 2	320
3	БКЗ -320-140 ПТ 2	320
4	БКЗ -320-140 ПТ 2	320
5	БКЗ -320-140 ПТ 2	320
6	БКЗ -320-140 ПТ 5	320
7	БКЗ -320-140 ПТ 5	320
8	БКЗ -320-140 ПТ 5	320
1	ПТВМ-50	
2	ПТВМ-50	
3	ПТВМ-50	
4	ПТВМ-50	
5	ПТВМ-100	
6	ПТВМ-100	
7	ПТВМ-100	
Итого		2560



Как видно из таблиц 1.1 и 1.2, в настоящее время существует небольшой запас по производству пара (286 т/ч). После пуска в эксплуатации турбоагрегата ст. №7 ПТ-90 возникнет дефицит пара в 204 т/ч.

Все котлы работают с выходными параметрами перегретого пара - давление – 13,5 МПа, температура - 556 °С.

## 1.2 Обоснование расширения ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск».

В настоящее время тепловой мощности постепенно растущему городу Ачинску хватает, но далее ситуация будет ухудшаться. Строительство новых жилых домов, объектов коммерческой и коммунальной инфраструктуры – всё это должно повлечь за собой увеличение объемов горячего тепло- и водоснабжения, что при нынешнем парке основного оборудования ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск» не представляется возможным.

При этом необходимо отметить, что запас по выработке пара еще необходим и для проведения в дальнейшем работ по реконструкции и модернизации действующего и установке нового котельного оборудования, так как высока степень износа котельного оборудования ТЭЦ.

Кроме того, положение могут усугубить и другие весьма возможные обстоятельства. К ним относятся возможные поставки топлива с других месторождений. За последние 10 лет на теплоэлектроцентраль поставлялись угли с новых месторождений Канско-ачинского угольного бассейна - Переяславский, Итатский, Ирбейский, Сереульский, которые в отдельных случаях создают дополнительные проблемы в эксплуатации котлов с жидким шлакоудалением. С этой точки зрения, сохранение поставок малозольного Ирша-Бородинского угля, наилучшего из канско-ачинских по проблеме шлакования и загрязнения, является вопросом первостепенной важности.

Общая современная тенденция развития котлостроения для сжигания канско-ачинских углей однозначно ориентирует их на использование котлов с твер-

дым шлакоудалением потому, что найдены конструктивные решения, позволяющие удовлетворительно решать проблемы шлакования топки.

С введением в эксплуатацию турбоагрегата ст.№7, монтаж которого начат, решаются проблемы связанные с выработкой электроэнергии, так как при увеличении производства комбината возникла необходимость закупать электроэнергию у сторонних организаций по завышенной цене (3,52 руб./кВт), что экономически не выгодно, стабилизируется отпуск пара на производство и тепловой энергии города Ачинска. Но максимальной паровой нагрузки станции хватит только на пуск турбины, а выход её на номинальную мощность не возможен из-за дефицита пара станции. Данную проблему может решить установка дополнительного котельного агрегата - БКЗ-500-140.

Новый котельный агрегат БКЗ-500-140 полностью решит потребность пара, связанную с вводом в эксплуатацию ТГ ст.№7, а так же позволит выводить существующие котельные агрегаты в долгосрочные капитальные и текущие ремонты.

Котлоагрегат БКЗ-500-140 производства Барнаульского котельного завода, предназначен для сжигания Ирша-бородинского угля с техническими характеристиками  $W^p=33\%$ ,  $A^p=7,0\%$ ,  $Q^p_n=3640$  ккал/кг в режиме твердого шлакоудаления.

## **2 Описание основного, вспомогательного оборудования ТЭЦ и используемого топлива**

### **2.1 Топливо**

Котлы, установленные на ТЭЦ, используют два вида топлива. Жидкое топливо используется в качестве основного топлива пиковых водогрейных котлов типа ПТВМ-100 и ПТВМ-50, а также в качестве растопочного для энергетических котлов. Твердое топливо используется в качестве основного топлива энергетических котлов.

В качестве жидкого топлива используют: мазут и технологическое топливо:

- мазут топочный по ГОСТ 10585-99 (марка 100, вид IV, сера до 2 %);
- топливо котельное (мазут) Омского нефтеперерабатывающего завода - по ТУ 38.401-58-74-93;
- топливо технологическое – по ТУ 38.108 963-86.

Технологическое топливо характеризуется более низкой температурной вспышки, меньшей вязкостью.

Жидкое топливо поставляется на ТЭЦ из центральной мазутной станции с давлением  $22 \div 25$  кгс/см<sup>2</sup> и температурой не менее 70°С.

Проектным твердым топливом для котлов ТЭЦ является назаровский бурый уголь. Однако в настоящее время на станции используется уголь марки Б2Р Бородинского месторождения. Характеристика углей приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Характеристика используемого на ТЭЦ топлива

<b>Параметр Марка</b>	<b>Назаровский Б2Р</b>	<b>Бородинский Б2Р</b>
Зольность, $A^p$ %	12,0	11,0
Влажность, $W^p$ %	39	33
Содержание серы, $S^p$ %	0,7	0,3
Низшая теплота сгорания, $Q_{н.с}^p$ ккал/кг	3070	3650
Выход летучих, $V^p$ %	47	47
Температура начала деформации золы, $t_1$ °С	1200	1180
Температура размягчения золы, $t_2$ °С	1220	1210
Температура жидкоплавкого состояния золы, $t_3$ °С	1240	1230
Температура нормального жидкого шлакоудаления, $t_{н.ж.}$ °С	1300	1300
Коэффициент размолоспособности $K_{ло}$	1,15	1,2
Содержание в золе SiO <sub>2</sub> , %	31	46,8
Содержание в золе Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , %	13	12,9
Содержание в золе Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , %	18	7,9
Содержание в золе CaO, %	42	25,8
Содержание в золе MgO, %	4	5

## 2.2 Котельное оборудование

### 2.2.1 Котлоагрегаты

На ТЭЦ установлено 5 котлов БКЗ-320-140ПТ2 (1 очередь) и 3 котла БКЗ-320-140ПТ5 (2 очередь).

Котельный агрегат типа БКЗ-320-140ПТ предназначен для сжигания твердых топлив с жидким шлакоудалением. Котел – барабанный, с естественной циркуляцией, выполнен по П-образной схеме. Основные технические характеристики котлов приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Технические характеристики котлов

Наименование показателя	Значение	
	ПТ-2	ПТ-5
Модификация котла	ПТ-2	ПТ-5
Количество,шт	5	3
Паропроизводительность, т/час	320	320
Давление в барабане котла, кгс/см <sup>2</sup>	158	158
Давление перегретого пара, кгс/см <sup>2</sup>	140	140
Температура перегретого пара, °С	560	560
Температура питательной воды, °С	230	230
Суммарный объем топочной камеры, м <sup>3</sup>	1312	1385
Поверхность нагрева топки, м <sup>2</sup>	914	922

Котлы первой очереди оснащены дутьевыми вентиляторами типа ВДН –18 (по 2 на котел), котлы № 6 и 7 второй очереди – дутьевыми вентиляторами типа ВДН-18У (по 2 на котел) а котел №8 двумя вентиляторами типа ВДН-20У. Для удаления отработанных газов на котлах первой и второй очереди установлены дымососы Д-21,5х2 (по два на котел).

### 2.2.2 Системы очистки топки и пароперегревателя.

В целях поддержания в эксплуатационном состоянии всех поверхностей нагрева, котёл оснащен системами очистки топки и пароперегревателя. Перечень аппаратов очистки, установленных на всех котлах ТЭЦ, приведён в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Перечень аппаратов очистки топки и пароперегревателя

№ котла	Аппараты очистки топки			Аппараты очистки пароперегревателя		
	марка	тип	КОЛ-ВО, ШТ	марка	тип	КОЛ-ВО, ШТ
1	(ОВМ) «Бергерман SK-58E»	водяной	10	«Бергеманн PS-SL»	паровой	6
	WLB-CB 100	водяной	2	«Бергеманн PS-PB»	паровой	3
				«Бергеманн PS-SB»	паровой	3
2	ОПР-5	паровой	16	«Бергеманн PS-SL»	паровой	6
	WLB-CB 100	водяной	2	«Бергеманн PS-PB»	паровой	6
3	WLB-CB 100	водяной	2	«Бергеманн PS-SL»	паровой	6
				«Бергеманн PS-PB»	паровой	6
4	ОПР-5	паровой	12	ОГ-9	паровой	6
5	«Джетт»	водяной	4	ОГ-9	паровой	6
6	(ОВМ) «Бергерман SK-58E»	водяной	10	«Бергеманн PS-SL»	паровой	6
7	(ОВМ) «Бергерман SK-58E»	водяной	6	«Бергеманн PS-SL»	паровой	6
	ОМ-0,35	паровой	6	«Даковик»	паровой	4
8	ОМ-0,35	паровой	16	«Бергеманн PS-SL»	паровой	6

### 2.2.3 Пылесистема котлов 1 очереди

На котлах первой очереди установлено по две индивидуальные полуразомкнутые системы пылеприготовления с двумя общими промежуточными бункерами угольной пыли и с сушкой топлива топочными газами.

Топливо из бункеров сырого угля четырьмя шнековыми питателями подается на размол. Размол топлива производится в мельницах типа ММТ-1500-2510-735. На каждый котел установлено по 4 мельницы. Транспорт пылевоздушной смеси осуществляется мельничным вентилятором типа ВМ-100/1000. При этом на 2 мельницы установлен 1 мельничный вентилятор.

Сушильный агент состоит из смеси топочных газов забираемых из топки с температурой 1100 - 1050°C и холодных дымовых газов забираемых за электрофильтрами. Для транспорта холодных дымовых газов служат дымососы рециркуляции Д-12 (по 2 на котел). Смешение холодных дымовых газов с топочными газами производится в оголовках газозаборных шахт и далее полученная смесь с температурой 600...700°C подается на вход мельниц. Температура пылевоздушной смеси за мельницей поддерживается на уровне 70°C. Отделение крупных частиц пыли производится в инерционном сепараторе за мельницей. Отделение пыли от сушильного агента осуществляется в выносных циклонах, установленных на крыше котельного отделения.

Сушильный агент с остатками пыли подается на всас мельничных вентиляторов, а затем на сжигание в сбросные горелки, расположенные над основными. Регулирование подачи пыли в топку осуществляется путем плавного изменения числа оборотов электродвигателя, соединенных с валом питателями пыли через редуктор. Регулирование загрузки мельничного вентилятора осуществляется шиберами на пылепроводах за циклонами пыли.

#### 2.2.4 Пылесистема котлов 2 очереди

На каждом из котлов второй очереди (ст. № 6,7,8) установлены по четыре индивидуальные полуразомкнутые системы пылеприготовления с прямым вдуванием угольной пыли и с сушкой топлива топочными газами. Дробленый уголь из бункера сырого угля, шнековым питателем сырого угля, подается в мельницу

с одновременным поступлением топочных газов, где размалывается до требуемой тонины помола.

Поток топочных газов поступающих в мельницу, из верхней части топки с температурой до  $600\div 700^{\circ}\text{C}$  по газозаборным шахтам диаметром 1000 мм и создаваемый за счет разряжения мельничным вентилятором, подсушивает и выносит угольную пыль из мельницы в инерционный сепаратор, установленный на корпусе мельницы, в котором идет отделение мелкой, готовой пыли от крупных, грубых фракций, за счет падения скорости аэросмеси и изменения направления потока.

Грубая фракция по течке возврата поступает на домол в мельницу, а готовая пыль уносится потоком газов на всас мельничного вентилятора типа ВВСМ-3У и под напором последнего по двум пылепроводам поступает в пылеконцентраторы.

Для выравнивания расходов пыли по пылепроводам на напорной стороне мельничного вентилятора установлены делители пыли. В пылеконцентраторах происходит отделение угольной пыли от сушильного агента. До 90% угольной пыли и около 20% сушильного агента поступает на основные горелки, расположенные в два яруса. На сбросные горелки поступает до 10% угольной пыли и основная часть сушильного агента, около 80%.

Сбросные горелки расположены выше средней линии верхнего яруса основных горелок на два метра. Регулирование загрузки мельницы осуществляется путем плавного изменения числа оборотов электродвигателя ПСУ.

Для регулирования температуры сушильного агента, являющегося топочным газом с температурой  $1050\div 1100^{\circ}\text{C}$  в верхнюю часть газозаборной шахты врезаны трубопроводы присадки холодных газов, в которые двумя дымососами рециркуляции газов типа Д-13,5 подаются охлажденные газы, забираемые с коробов газохода после электрофильтров с температурой до  $150^{\circ}\text{C}$ . Температура аэросмеси за мельницей поддерживается на уровне  $70^{\circ}\text{C}$ .

В пылепроводе между мельницей и мельничным вентилятором установлен шибер для регулирования загрузки мельницы.

### 2.3 Турбинное оборудование.

ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск» является станцией с поперечными связями. На ТЭЦ установлены 2 теплофикационные турбины типа Т-50-130, 2 турбины с противодавлением типа Р-50-130 и 2 теплофикационные турбины типа ПТ-60-130.

Каждый паропровод котла диаметром 219х32 мм врезается в главный паропровод поперечной связи диаметром 377х50 мм, в который также врезаются паропроводы турбин диаметром 273х32 мм (по два трубопровода на каждую турбину). Кроме того, возможна блочная работа котлов и турбин:

- котел № 1 с турбиной № 1 типа Т-50-130;
- котел № 2 с турбиной № 2 типа Р-50-130;
- котел № 3 с турбиной № 3 типа Р-50-130;
- котел № 4 с турбиной № 4 типа Т-50-130;
- котел № 6 с турбиной № 5 типа ПТ-60-130;
- котел № 7 с турбиной № 6 типа ПТ-60-130.

Котлы №№ 5,8 могут работать только на главный паропровод. От главного паропровода отходят трубопроводы на редуционно-охладительные установки (РОУ/БРОУ), являющиеся аварийным резервом производственных отборов турбин. От каждого паропровода котла есть врезка диаметром 133 мм на растопочный паропровод, который используется при растопках котлов. Растопочный паропровод имеет врезку на растопочную Р.РОУ-1 (140/10).

Паровая турбина типа Т-50-130 (ст. № ТГ-1 и ТГ-4) с конденсацией и с двумя регулируемые теплофикационными отборами, предназначенная для привода генератора типа ТВФ-60-2 мощностью 60000 кВт, представляет собой двухцилиндровый одновальный агрегат. Основные технические характеристики турбины приведены в таблице 2.4.



Таблица 2.4 – Технические характеристики турбины Т-50-130

Наименование параметра	Значение
Количество, шт	2
Мощность номинальная, МВт	50
Мощность максимальная, МВт	60
Давление свежего пара, кгс/см <sup>2</sup>	130
Температура свежего пара, °С	555
Расход свежего пара, т/ч	280

Турбина имеет 7 нерегулируемых отборов пара для подогрева основного конденсата и питательной воды в подогревателях низкого и высокого давления. После цилиндра низкого давления отработанный пар, с давлением 0,057 кгс/см<sup>2</sup>, поступает в конденсатор типа К2-3000-2.

Паровая турбина Р-50-130 (ТГ ст.№ 2 и 3) номинальной мощностью 50 МВт при 3000 об/мин., с противодавлением, предназначенная для привода генератора типа ТВФ-60-2 мощностью 60000 кВт, представляет собой одноцилиндровый агрегат с одновенечной регулирующей ступенью и 16-ю ступенями давления. Технические характеристики турбины приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Технические характеристики турбины Р-50-130

Наименование параметра	Значение
Количество, шт	2
Мощность номинальная, МВт	50
Мощность максимальная, МВт	60
Давление свежего пара, кгс/см <sup>2</sup>	130
Температура свежего пара, °С	555
Расход свежего пара, т/ч	470

Паровая турбина типа ПТ-60-130/13 (ТГ № 5 и 6) с конденсацией и с двумя регулирующими отборами, предназначенная для привода генератора типа ТВФ-63 мощностью 63000 кВт, представляет собой двухцилиндровый одновальный агрегат. Основные технические характеристики турбины приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – технические характеристики турбины ПТ-60-130

Наименование параметра	Значение
Количество, шт	2
Мощность номинальная, МВт	60
Мощность максимальная, МВт	63
Давление свежего пара, кгс/см <sup>2</sup>	130
Температура свежего пара, ° С	565
Расход свежего пара, т/ч	387

Цилиндр высокого давления имеет одновенечную регулирующую ступень и 16 ступеней давления. Цилиндр низкого давления состоит из двух частей: часть среднего давления имеет регулирующую ступень и восемь ступеней давления, а часть низкого давления имеет регулирующую ступень и три ступени давления. Турбина имеет клапанное регулирование. Турбина снабжена промывочным устройством, допускающим промывку проточной части на ходу при сниженной нагрузке.

Подогрев основного конденсата производится в четырех поверхностных подогревателях низкого давления (ПНД), затем подогретый конденсат направляется в деаэратор высокого давления 6 ата. После деаэратора питательная вода проходит последовательно через три поверхностных подогревателя высокого давления, после чего подается на котел.

## 2.4 Топливоподача

Основными функциями цеха топливоподачи являются подготовка, хранение и отпуск твердого топлива для нужд ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск» и глиноземного производства. На ТЭЦ подаётся бурый уголь Бородинского разреза, а на нужды глиноземного производства отгружается Кузнецкий каменный уголь.

Цех топливоподготовки и топливоподачи состоит из угольного склада, механизмов разгрузки, транспортировки и подготовки топлива.

Уголь из вагонов выгружается двумя боковыми вагоноопрокидывателями в приемные бункера (под каждым вагоноопрокидывателем установлены 2 бункера), перекрытые решетками с ячейей размером 880x1500 мм. Из приемных бункеров уголь ленточными двухскоростными питателями ЛП – 1÷4 подается в дискозубчатые дробилки ДДЗ – 1200/1000 (под каждым бункером расположен питатель и дробилка).

Для перемещения и укладки угля используются экскаватор шагающий ЭШ-10/70 и бульдозеры Т-330 и Т-180. Емкость угольного склада 224 тысячи тонн бурого угля и 50 тысячи тонн каменного угля.

Для обеспечения установленных санитарных норм в помещениях топливоподачи, на всех узлах пересыпки, установлены аспирационно – технологические установки (АТУ) и смонтированы системы парообеспыливания.

## 2.5 Химводоподготовка

### 2.5.1 Схема подготовки воды цеха химводоочистки

Цех водоподготовки ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск» располагает двумя установками подготовки химобессоленной воды (ХОВ). Установка первой очереди имеет производительность 630 т/ч, а установка второй очереди - 180 т/ч.

В качестве исходной воды в схеме водоподготовительной установки применяется вода из реки Чулым.

Исходная вода, предварительно подогретая в конденсаторах турбин ст.№№ 1,4 до 18-28°C, насосами сырой воды подается в осветлители ЦНИИ-3, где происходит коагуляция воды (удаление коллоидных частиц, обесцвечивание воды, увеличение прозрачности) сернокислым алюминием.

Для обеспечения равномерной работы обессоливающей установки установлены баки: осветленной (коагулированной) воды, в которые сливается вода из осветлителей – два бака по 200 м<sup>3</sup>, частично-обессоленной (декарбонизованной) воды - три бака по 140 м<sup>3</sup>, обессоленной воды - четыре бака по 400 м<sup>3</sup>. Наличие баков позволяет в случае необходимости отключать отдельные звенья водоподготовительной установки, не прекращая выдачи обессоленной воды.

Прошедшая осветлители вода фильтруется в механических фильтрах, загруженных антрацитом. После механических фильтров вода последовательно проходит Н-катионитовые фильтры первой ступени, анионитовые фильтры первой ступени, Н-катионитовые фильтры второй ступени, декарбонизаторы.

### 2.5.2 Деаэрация химически обессоленной воды

Насосами, химически обессоленная вода, из цеха ХВО по наружной эстакаде трубопроводов подается в турбинное отделение котлотурбинного цеха в коллектор диаметром 426 мм, расположенный на отметке минус 3 м. Из коллектора диаметром 426 мм., обессоленная вода может подаваться в конденсаторы турбин, а также на подогреватели ПС-50 турбин ст.№ 2,3. Кроме того, часть обессоленной воды подается в головки деаэраторов низкого давления (ДНД) по резервному коллектору. Каждый ДНД имеет сдвоенную деаэрационную колонку типа ДСА-200.

Деаэрированная вода собирается в баке - аккумуляторе емкостью 100 м<sup>3</sup>, откуда по двум патрубкам поступает в коллектор всаса перекачивающих насосов, которыми через напорный коллектор подается в деаэраторы высокого давления 6 ата (ДВД) с деаэрационными колонками типа ДСП - 400 и ДСП-500.

Все ДВД имеют по одной деаэрационной колонке и бак – аккумулятор емкостью 100 м<sup>3</sup>, и соединены между собой уравнительными линиями по воде и по пару. От напорного коллектора перекачивающих насосов запитан коллектор заполнения котлов перед растопкой. Из баков – аккумуляторов ДВД деаэрированная вода питательными электронасосами (ПЭН), через подогреватели высокого давления, в которых она подогревается до температуры 230°С, или помимо них, подается в коллектор питательной воды.

### 3 Тепловой расчет котлоагрегата

#### 3.1 Исходные данные

Таблица 3.1 – Технические данные

Наименование	Значение
Тип котла	БКЗ-500-140
Топливо	Ирша-бородинский уголь Б2
Паропроизводительность, т/ч	500
Давление острого пара, МПа	13,8
Температура перегретого пара, °С	558
Температура питательной воды, °С	228
Температура уходящих газов, °С	159
Полный расход топлива, т/ч	89,4

Таблица 3.2 - Характеристика топлива

$W^P$ , %	$A^P$ , %	$S^P$ , %	$C^P$ , %	$H^P$ , %	$N^P$ , %	$O^P$ , %	$V^P$ , %	$Q_n^P$ , кДж/кг	Темп. золы		
									$t_1$ , °С	$t_2$ , °С	$t_3$ , °С
33	7,4	0,2	42,6	3,0	0,6	13,2	47,0	15280	1180	1210	1230

Таблица 3.3 - Величина присосов по газовому тракту

Участок газохода	Обозначение	Величина
Конвективный пароперегреватель	$\Delta\alpha_{ктп}$	0,03
Водяной экономайзер	$\Delta\alpha_{эз}$	0,02
Воздухоподогреватель	$\Delta\alpha_{взн}$	0,03

### 3.1.1 Объем и энтальпия продуктов сгорания и воздуха

### 3.1.2 Теоретические объемы воздуха и продуктов сгорания

Объемы воздуха,  $\text{Нм}^3/\text{кг}$

$$\begin{aligned} V_B^0 &= 0,0889 \cdot (C^H + 0,375S^P) + 0,265 \cdot H^P - 0,0333 \cdot O^P = \\ &= 0,889(42,6,1 + 0,375 \cdot 0,2) + 0,265 \cdot 3 - 0,0333 \cdot 13,5 = 4,15 \end{aligned} \quad (3.1)$$

Объемы азота,  $\text{Нм}^3/\text{кг}$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_B^0 + 0,8 \cdot \frac{N^P}{100} = 0,79 \cdot 4,15 + 0,8 \cdot \frac{0,6}{100} = 3,28 \quad (3.2)$$

Объемы газов,  $\text{Нм}^3/\text{кг}$

$$V_{RO_2}^0 = 1,866 \cdot \frac{C^P + 0,375 \cdot S^P}{100} = 1,866 \cdot \frac{42,61 + 0,375 \cdot 0,2}{100} = 0,79 \quad (3.3)$$

Полный теоретический объем газа,  $\text{Нм}^3/\text{кг}$

$$V_{\Gamma}^0 = V_{RO_2}^0 + V_{H_2O}^0 + V_{N_2}^0 = 0,79 + 3,28 + 0,81 = 4,9 \quad (3.4)$$

### 3.1.3 Действительный объем продуктов сгорания по газоходам при $\alpha > 1$

Объем водяного пара,  $\text{Нм}^3/\text{кг}$

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha_{cp} - 1) \cdot V_B^0 \quad (3.5)$$

Объем сухих газов,  $\text{Нм}^3/\text{кг}$

$$V_{CF} = V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0 + (\alpha_{cp} - 1) \cdot V_B^0 \quad (3.6)$$

Объемная доля трех атомных газов

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_{CF}} \quad (3.7)$$

Объемная доля водяных паров

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_{CF}} \quad (3.8)$$

Суммарная объемная доля

$$r_{\Pi} = r_{RO_2} + r_{H_2O} \quad (3.9)$$

Масса дымовых газов

$$G_{\Gamma} = 1 - \frac{A^P}{100} + 1,306 \cdot \alpha \cdot V_B^0 \quad (3.10)$$

Концентрация золовых частиц

$$\mu_{3л} = \frac{A^P \cdot a_{yH}}{100 \cdot G_{\Gamma}}, \quad (3.11)$$

где  $a_{yH} = 0,6$  – доля золы топлива, уносимой дымовыми газами.

Результаты расчетов сведены в таблицу 3.4

Таблица 3.4 - Объем газов, объемная доля газов, концентрация золы

Величины	Газоходы			
	Топка ШПП	КПП	ВЭ	ВЗП
Коэффициент избытка воздуха, $\alpha$	1,2	1,23	1,25	1,28
Объем водяных паров, м <sup>3</sup> /кг, $V_{H_2O}$	0,822	0,824	0,826	0,827
Полный объем газов, м <sup>3</sup> /кг, $V_{\Gamma}$	5,75	5,87	5,96	6,04
Объемные доли газов, $r_{RO_2}$	0,139	0,136	0,134	0,132
Объемные доли водяных паров, $r_{H_2O}$	0,143	0,140	0,138	0,137
Суммарные объемные доли газов, $r_n$	0,282	0,276	0,272	0,269
Масса дымовых газов, кг/м <sup>3</sup> , $G_2$	2,49	2,53	2,56	2,58
Концентрац. золов. част., кг/кг $\mu_{зл}$	0,0285	0,0281	0,0277	0,0275

### 3.1.4 Энтальпия продуктов сгорания по газоходам

Энтальпия газов при избытке воздуха с коэффициентом  $\alpha > 1$  и температурой газов  $\vartheta$ , °C, кДж/кг

$$I_2^0 = V_{RO_2} \cdot (C\vartheta)_{CO_2} + V_{N_2}^0 \cdot (C\vartheta)_{N_2} + V_{H_2O} \cdot (C\vartheta)_{H_2O} \quad (3.12)$$

Энтальпия воздуха при температуре  $t$ , °C, кДж/кг

$$I_6 = V_6^0 (C\vartheta)_6. \quad (3.13)$$

Энтальпия золы при температуре  $t$ , °C, кДж/кг



$$I_{зл} = (Cg)_{зл} \cdot \frac{A^p}{100} \cdot a_{yn} \cdot \quad (3.14)$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 - Энтальпия продукта сгорания

θ, °С	JГ°	JВ°	Jзл	J = JГ° + (α - 1) · JВ° + Jзл			
				JГ	JПП	JВэ	JВзп
100	685,9	548,9	5,74				
200	1389,5	1104,5	12,01				
300	2113,3	1670,9	18,73				
400	3188,9	2247,6	25,57				3821,31
500	3629,0	2838,0	32,56			4371,1	4427,88
600	4410,2	3442,6	39,78		5241,7	5310,6	5379,48
700	5216,3	3983,2	47,04		6179,6	6259,2	
800	6047,9	4689,4	54,48		7180,9	7274,8	
900	6893,3	5315,1	62,15	8018	8177,9		
1000	7753,9	5957,4	69,88	9015	9194,1		
1100	8617,8	6617,6	77,90	10019	10217		
1200	9488,5	7277,3	85,71	11029			
1300	10380,0	7937,5	96,64	12064			
1400	11288,6	8615,0	112,41	13124			
1500	12190,8	8725,0	124,89	14060			
1600	13105,7	9294,3	133,22	15097			
1700	14028,7	10646,9	146,61	16304			
1800	14953,7	11324,5	155,23	17373			
1900	15892,9	12019,1	169,51	18466			
2000	16746,5	12714,1	178,42	19467			

### 3.2 Расчет топочной камеры

#### 3.2.1 Конструктивные особенности

Лучевоспринимающая поверхность  $H_{л} = 1058,3 м^2$

Поверхность стен  $F_{ст} = 1359,3 м^2$

Объём  $V_{np} = 3770 м^3$

Коэффициент экранирования топочной камеры

$$\chi = \frac{H_{л}}{F_{ст}} = \frac{1058,3}{1359,3} = 0,77 \quad (3.15)$$

Эффективная толщина излучающего слоя, м

$$s = 3,6 \cdot \frac{V_{np}}{F_{cm}} = 3,6 \cdot \frac{3770}{1359,3} = 9,98 \quad (3.16)$$

### 3.2.2 Расчёт топочной камеры

Температура горячего воздуха  $t_{zg} = 400^\circ C$

Энтальпия горячего воздуха  $I_g^{0''} = 2247,65 \text{ кДж/кг}$

Температура холодного воздуха  $t_{xg} = 20^\circ C$

Энтальпия холодного воздуха  $I_{xg}^0 = V_c^0 \cdot (c \vartheta)_g^{30} = 3,82 \cdot 39,7 = 109,79 \text{ кДж/кг}$

Тепло, вносимое в топку воздухом, кДж/кг

$$Q_{в.лр} = (\alpha_m - \Delta\alpha_m - \Delta\alpha_{nl}) \cdot I_g^{0''} + (\Delta\alpha_m + \Delta\alpha_{nl}) \cdot I_{xg}^{0''} \quad (3.17)$$

$$Q_{в.лр} = (1,2 - 0,050,03 - 0,04) \cdot 2247,65 + (0,03 + 0,04) \cdot 109,79 = 2504,05$$

Температуру газов на выходе из топочной камеры принимаем предварительно  $\vartheta_m'' = 1100^\circ C$

Энтальпия газов при выходе из топки в таблице энтальпий для топочной камеры  $I_{np}'' = 10019 \text{ кДж/кг}$

Коэффициент ослабления лучей трёхатомными газами  $k_2 = 3,8$ , по графику 1.

Коэффициент ослабления золовыми частицами  $k_{зл} = 60$ , по номограмме 2  
Коэффициент ослабления лучей частицами кокса  $k_{\text{кокс}} = 1$ , по графику 1.

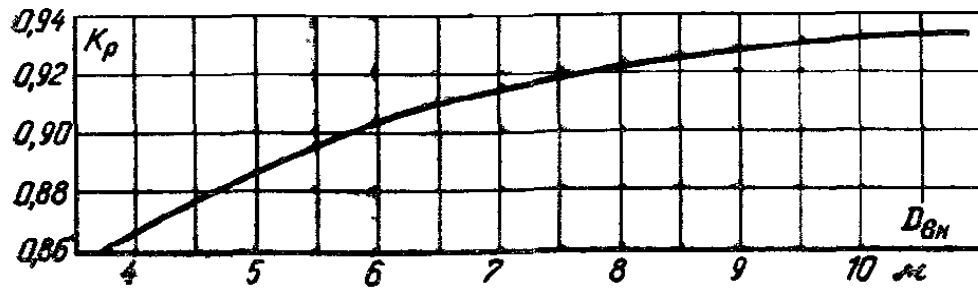


График 1

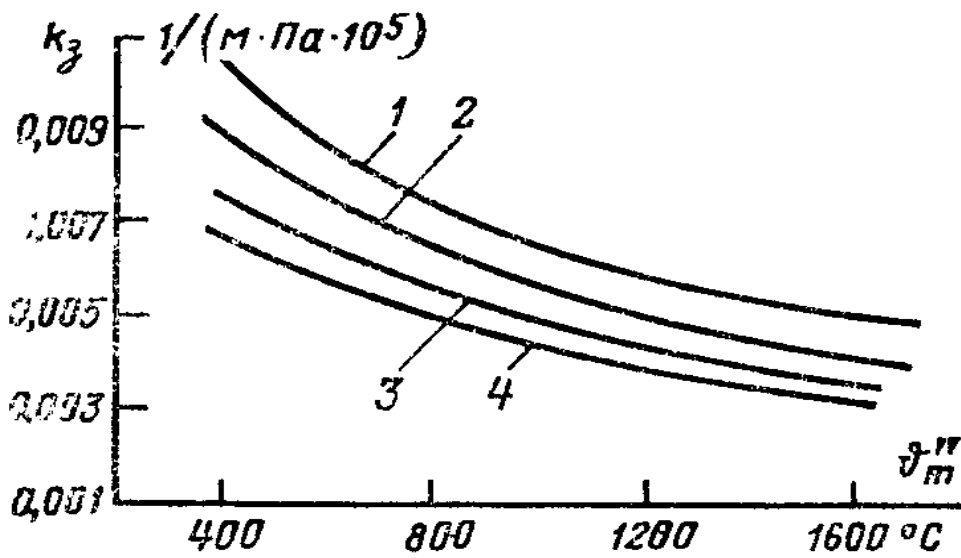


График 2

Параметры  $X_1=0,5$  и  $X_2=0,1$

Коэффициент ослабления топочной средой

$$k = k_2 \cdot r_{II} + k_{зл} \cdot \mu_{зл} + k_{кокс} \cdot x_1 \cdot x_2 = 3,8 \cdot 0,227 + 60 \cdot 0,043 + 1 \cdot 0,5 \cdot 0,1 = 3,49 \quad (3.18)$$

Степень черноты факела  $\alpha_\phi = 0,96$ , по графику 3

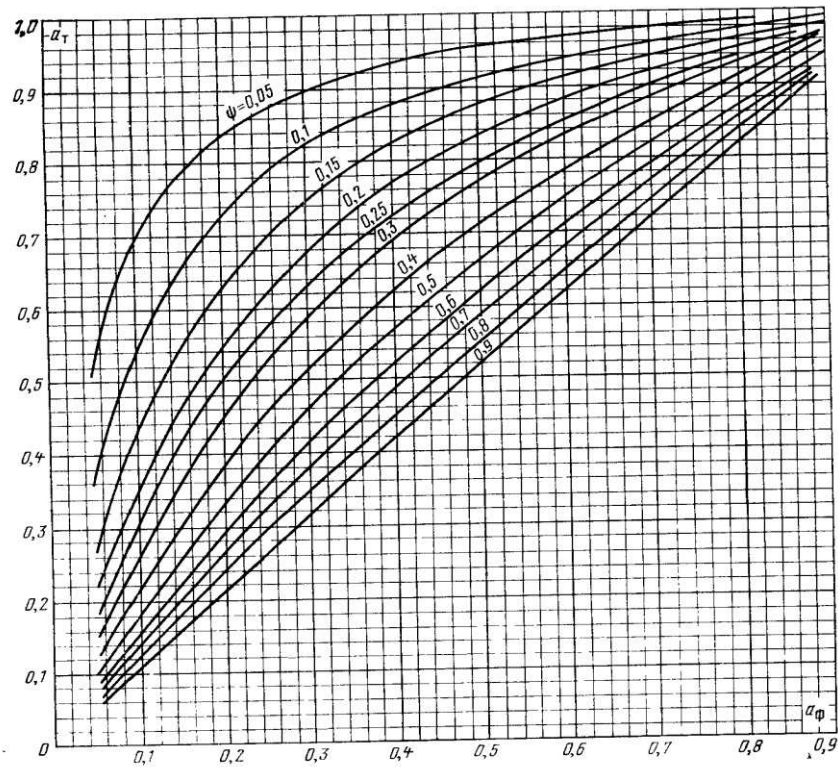


График 3

Полезное тепловыделение в топочной камере, кДж/кг:

$$Q_i = Q_p \cdot \frac{100 - q_3 - q_4 - q_6}{100 - q_4} + Q_{с.пр.} \quad (3.19)$$

$$Q_i = 15280 \cdot \frac{100 - 0 - 0,8 - 0,011}{100 - 0,08} + 2504,05 = 17782,28$$

Коэффициент тепловой эффективности экранов:

$$\psi = \chi \cdot \zeta = 0,998 \cdot 0,5 = 0,49 \quad (3.20)$$

где  $\chi$  - угловой коэффициент экрана,  $\zeta$  - коэффициент учитывающий загрязнение.

Параметр «М», учитывающий характер изменения температуры по высоте  
топки:

$$M = 0,59 - 0,5 \cdot X_T = 0,59 - 0,5 \cdot 0,31 = 0,436 \quad (3.21)$$

$$X_t = \frac{h_g}{h_t} = \frac{5,9}{19,17} = 0,31 \quad (3.22)$$

По графику находим температуры газов при выходе из топки:

$$g_t'' = 1185^\circ\text{C}.$$

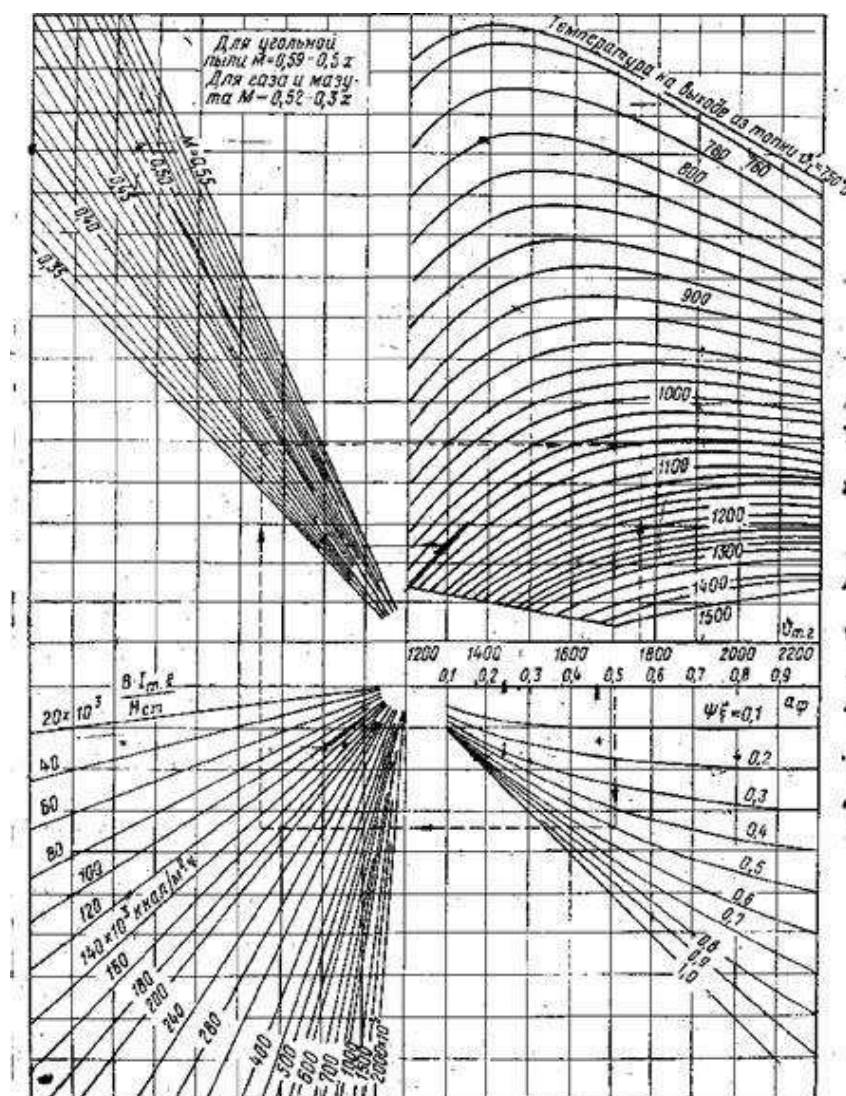


График 4

Тепло, переданное излучением от газов к поверхности топки, кДж/кг

$$Q_{\lambda} = \varphi \cdot (I_z' - I_m'') = 0,996 \cdot (17782,38 - 10019,21) = 7739,41 \quad (3.23)$$

Средне-тепловое напряжение экранов топки (воспринятый тепловой поток), кВт/ м<sup>2</sup> :

$$q_{\lambda} = \frac{B_p \cdot Q_{\lambda}}{F_{cm}} = \frac{23,94 \cdot 7739,41}{1359,3} = 197,7 \quad (3.24)$$

### 3.3 Расчёт радиационного пароперегревателя.

$$F_{рп} = 513,01 \text{ м}^2$$

Удельная тепловая нагрузка отдельных зон по высоте топки, Вт/м<sup>2</sup>:

$$q_l = 30$$

Количество лучистого тепла, воспринятого радиационным пароперегревателем, Вт:

$$Q_{lpe} = q_{lp} \cdot \psi \cdot F_{рп} = 30 \cdot 0,495 \cdot 513,01 = 7618,2, \quad (3.25)$$

где

$\psi = 0,49$  – коэффициент тепловой эффективности;

Расход воды на впрыск, кг/с:

$$D_{впр} = 0,05 \cdot \frac{D}{3,6} = 6,94 \quad (3.26)$$

Расход пара через пароперегреватель, кг/с:

$$D_p = \frac{D}{3.6} - D_{впр} = 131,9 \quad (3.27)$$

Приращение энтальпии пара в радиационном пароперегревателе, кДж/кг:

$$\Delta i_p = \frac{Q_{кр}}{D_p} = 57,74 \quad (3.29)$$

Энтальпия пара на выходе из радиационного пароперегревателя, кДж/кг:

$$i''_{рпп} = i'_{рпп} + \Delta i_p = 2667,74, \text{ где}$$

$i'_{рпп} = 2610$  кДж/кг – энтальпия пара на входе в радиационный пароперегреватель;

Температура на выходе из пароперегревателя равна температуре насыщения при давлении  $P=1.09P_p=15.042$  бар.

$$t''_{рпп} = 352^\circ\text{C}$$

### 3.4 Расчёт ширмового пароперегревателя

Так как перегреватель является первой поверхностью нагрева на выходе из топочной камеры, то температура газов перед ним, °С:

$$\theta'_{ш} = \theta''_T = 1185$$

Принимаем температуру на выходе из ширм равной  $940^\circ\text{C}$ , её энтальпия составит  $9140,4$  кДж/кг.

Эффективная толщина излучающего слоя, м:

$$S = \frac{1}{\frac{1}{A} + \frac{1}{B} + \frac{1}{C}} = \frac{1}{\frac{1}{9} + \frac{1}{0.7} + \frac{1}{1.57}} = 0.97 \quad (3.30)$$

Угловой коэффициент ширмы:

$$\psi_{ш} = \sqrt{\left(\frac{2C}{B}\right)^2 + 1} - 2C/B = 0.11 \quad (3.31)$$

Теплота, полученная поверхностью ширмы, прямым излучением из топки, кДж/кг:

$$Q_{ш}^л = \frac{q_l \cdot \beta \cdot H_{лш}}{B} = \frac{151,32 \cdot 1 \cdot 115,5}{23,94} = 711,5 \quad (3.32)$$

где  $H_{лш} = 115,5 \text{ м}^2$  – лучевоспринимающая поверхность входного сечения ширм со стороны топки;

$q$  – среднее тепловое напряжение поверхности теплообмена (по расчету топки по (6,29));

$\beta = 1$  – коэффициент, учитывающий взаимный теплообмен между топкой и ширмовым пароперегревателем;

Тепловое излучение из ширмы и топки на поверхности, расположенную за ширмами, кДж/кг:

$$Q_{вых}^л = \frac{Q_{ш}^л \cdot (1 - a_{ш}) \cdot \psi_{ш}}{\beta} + \frac{(5.7 \cdot 10^{-11} \cdot a_{ш} \cdot H_{вых}^л \cdot T_{ср}^4 \cdot \varepsilon_n)}{B_r} \quad (3.33)$$

$$Q_{вых}^л = \frac{711.5(1 - 0.48) \cdot 0.11}{1} + \frac{(5.7 \cdot 10^{-11} \cdot 0.48 \cdot 131.5 \cdot 1293 \cdot 0.5)}{23.94} = 245.35$$



Здесь  $\Psi_u$  -угловой коэффициент ширм;  $H_{вых}^n$  - выходная излучающая поверхность ширм;  $\varepsilon_n$  - поправочный коэффициент для углей;  $T_{ср}$  - средняя температура газов на выходе из ширм.

Тепловосприятие ширм из топки, кДж/кг:

$$Q_{umn}^n = Q_{ex}^n - Q_{вых}^n = 711,5 - 245,35 = 466,15 \quad (3.34)$$

Количество тепла, отданного газами ширмовому пароперегревателю из межтрубного пространства, кДж/кг:

$$Q_{umn}^{\delta} = \psi(H_u - H_u'') = 0,996(10019,21 - 8574,40) = 1430,42 \quad (3.35)$$

Значение энтальпии пара на выходе из ширм, кДж/кг:

$$i_u'' = i_u' + \frac{(Q_{umn}^{\delta} + Q_{umn}^n) \cdot B_r}{D_{umn}} = 2667,74 + \frac{(1430,42 + 466,15) \cdot 23,94}{131,94} = 3020,84 \quad (3.36)$$

Живое сечение для прохода газов, м<sup>2</sup>:

$$f_{umn}^z = A \cdot b - z_1 \cdot A \cdot d_m = 10 \cdot 11,26 - 15 \cdot 10 \cdot 0,042 = 106,3 \quad (3.37)$$

Скорость газов при средней их температуре, м/с:

$$\omega_u = \frac{B_p \cdot V_z \cdot T_{cp}}{f_{umn}^z \cdot 273} = \frac{23,94 \cdot 9,068 \cdot 1293}{106,3 \cdot 273} = 9,92 \quad (3.38)$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией, Вт/м<sup>2</sup>·К:

$$\alpha_{\kappa} = \alpha_n \cdot C_s \cdot C_z \cdot C_f = 55 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 1 = 52,25, \quad (3.39)$$

где  $C_z$  - поправка на число рядов труб по ходу газов; при  $z$  больше 10, тогда берется 1;  $C_s$  - поправка на компоновку пучка.

Температура наружных загрязнений труб, °С:

$$t_z = t_{cp} + \left( \varepsilon + \frac{l}{\alpha_2} \right) \cdot \frac{B_p}{H_{ш}} \cdot (Q_{бу} + Q_{ли}) \cdot 10^3 = 448,3 + \left( 0,008 + \frac{1}{2600} \right) \cdot \frac{11,09}{911} \cdot (3314) \cdot 10^3 =$$

$$t_z = 838.16$$

где  $\varepsilon$  - коэффициент загрязнения;  $H_{ш}$  – поверхность нагрева ширм;  $t_{cp}$  – средняя температура пара в ширмах.

Средняя скорость пара в ширмах, м/с:

$$\omega_n = \frac{D_n \cdot \nu_n}{f_n} = \frac{0,0146 \cdot 131,94}{0,217} = 8,87, \quad (3.40)$$

где  $D_n$  – расход пара через ширмовый пароперегреватель, кг/с;  $\nu_n$  – удельный объём пара, м<sup>3</sup>/кг;  $f_n$  - площадь живого сечения для прохода пара,

$$f_n = \frac{\pi \cdot d_{вн}^2 \cdot z_1 \cdot n_{ш}}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,032^2 \cdot 15 \cdot 18}{4} = 0,217, \quad (3.41)$$

где  $d_{вн}$  – внутренний диаметр трубок ширмового пароперегревателя;  $n$  – количество параллельно включённых трубок в одной ширме;  $z$  – количество ширм в пароперегревателе.

Коэффициент теплоотдачи излучением, Вт/м<sup>2</sup>·К

$$\alpha_n = \alpha_{n2} \cdot a_{ш} = 0,48 \cdot 365 = 175,2 \quad (3.42)$$

Коэффициент теплоотдачи от газов, Вт/м<sup>2</sup>·С:

$$\alpha_1 = \xi \cdot \left( \alpha_k \cdot \frac{\pi \cdot d_n}{2 \cdot S_2 \cdot x_{iu}} + \alpha_{\text{л}} \right) = 0.9 \cdot \left( 52.25 \cdot \frac{3.14 \cdot 0.042}{2 \cdot 0.0462 \cdot 1} + 175.2 \right) = 224.83, \quad (3.43)$$

где  $\xi$  – коэффициент использования;  $S_2$  – продольный шаг ширм;  $d$  – наружный диаметр труб;  $x$  – угловой коэффициент ширм.

Коэффициент теплопередачи, Вт/м<sup>2</sup>·С

$$K = \frac{\alpha_1}{1 + \left( 1 + \frac{Q_{umn}^n}{Q_{umn}^{\delta}} \right) \cdot \left( \varepsilon + \frac{1}{\alpha_2} \right) \cdot \alpha_1} = \frac{224,83}{1 + \left( 1 + \frac{466,14}{1430,42} \right) \cdot \left( 0,081 + \frac{1}{4000} \right) \cdot 224,83} = 64,44 \quad (3.44)$$

Температурный напор для ширм, °С:

$$\Delta t = \frac{\theta'_{iu} + \theta''_{iu}}{2} - \frac{t'_{iu} + t''_{iu}}{2} = \frac{1100 + 940}{2} - \frac{352 + 408}{2} = 640 \quad (3.45)$$

Количество тепла, переданного через стенки труб ширм за счёт теплопередачи, кДж/кг:

$$Q_{umn}^t = \frac{K \cdot F_{umn} \cdot \Delta t}{1000 \cdot B_r} = \frac{64.44 \cdot 849.36 \cdot 640}{1000 \cdot 23.94} = 1425.58 \quad (3.46)$$

Определение расчетной погрешности путем сравнения полученного тепловосприятия  $Q_{umn}^t$  с тепловосприятием  $Q_{umn}^{\delta}$ :

$$\delta Q = \frac{|Q_{umn}^m - Q_{umn}^{\delta}|}{Q_{umn}^{\delta}} \cdot 100 = \frac{1430,42 - 1425,58}{1430,42} \cdot 100 = 0,34 \quad (3.47)$$

Энтальпия пара на выходе из пароперегревателя, кДж/кг:

$$i_{uu} = i_{uu} + (Q_{umh}^t + Q_{umh}^n) \cdot \frac{B_r}{D_n} = 2667.73 + (1425.58 + 466.14) \cdot \frac{23.94}{131} = 3019.94 \quad (3.48)$$

При давлении в пароперегревателе 14,5 бар, температура на выходе из пароперегревателя 407,1 °С.

### 3.5 Расчёт конвективного пароперегревателя

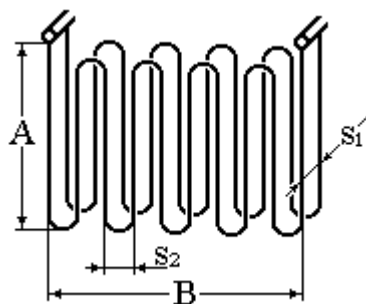


Рисунок 3.5.1 Эскиз конвективного пароперегревателя.

Таблица 3.5.1 – Геометрические характеристики пароперегревателя

Характеристика	Величина
Тип пучка	Коридорный
Характер тока	Противоток
Количество пакетов по ширине газохода, $n$ шт	112
Высота пакетов, $h$ м	8.5
Глубина пакетов, $B$ м	1,6
Ширина газохода, $b$ м	11,26
Площадь нагрева, $H_{кпп}$ м <sup>2</sup>	2897
Наружный диаметр труб, $D$ мм	42
Толщина стенки, $\delta$ мм	3
Поперечный шаг труб, $s_1$ мм	105
Продольный шаг труб, $s_2$ мм	84

Количество тепла, воспринятого в конвективном пароперегревателе, кДж/кг:

$$Q_{кпн}^{\delta} = \frac{D_n}{B_p} (i_{кпн}'' - i_{кпн}') - Q_{кпн}^{\lambda} = \frac{138.88}{23.94} (3487.3 - 2950.46) - 245.35 = 2789.87, \quad (3.49)$$

где  $Q_{кпн}^{\lambda} = Q_{вых}^{\lambda}$ ;  $i_{кпн}'$ ,  $i_{кпн}''$  – энтальпия пара на выходе и входе в конвективный пароперегреватель,  $i_{кпн}'' = i_{nn} = 3487,3$ ;  $i_{кпн}' = i_{nn}'' - \Lambda i_{впр} = 3019,93 - 69,47 = 2950,46$ ;

$$\Lambda i_{впр} = \frac{D_{впр}}{D} \cdot (i_{nn}'' - i_{впр}) = \frac{6,94}{138,88} \cdot (3019,93 - 1630,43) = 69,47 \quad (3.50)$$

Энтальпия газов на выходе из КПП, кДж/кг:

$$H_{кпн}'' = H_{кпн}' - \frac{Q_{кпн}^{\delta}}{\varphi} + \Lambda \alpha \cdot H_{хв}^0 = 8584.4 - \frac{2789.87}{0.996} + 0.03 \cdot 109.79 = 8789.26 \quad (3.51)$$

где  $\varphi$  – коэффициент сохранения тепла;  $H_{кпн}' = H_{вх}''$  – энтальпия газов на входе в КПП;  $\Lambda \alpha$  – присос воздуха в КПП.

Температура газов за КПП, °С:

$$\theta = 660.27$$

Среднелогарифмический температурный напор, °С:

$$\Delta t_b = 296, \quad \Delta t_m = 251$$

$$\Delta t_k = \frac{\Delta t_b + \Delta t_m}{2.3 \cdot \lg \frac{\Delta t_b}{\Delta t_m}} = \frac{296 + 251}{2.3 \cdot \lg \frac{296}{251}} = 244 \quad (3.52)$$

Площадь живого сечения для прохода газа, м<sup>2</sup>:

$$f_{кнт}^2 = h_{кнт} \cdot (b - z_1 \cdot d_n) = 8.5 \cdot (11.26 - 106 \cdot 0.042) = 57.87 \quad (3.53)$$

где  $b$  – ширина газохода;  $S1=0,105$  – поперечный шаг;  $S2 = 0,084$  – продольный шаг.

Средняя скорость газа, м/с:

$$\omega_g = \frac{B_r \cdot V_g (\vartheta_{cp} + 273)}{273 \cdot f_{кнт}^2} = \frac{23.94 \cdot 5.809 \cdot (799.19 + 2730)}{273 \cdot 57.87} = 9.68 \quad (3.54)$$

Площадь живого сечения по пару, м<sup>2</sup>:

$$f_n = \frac{\pi \cdot d_{вн}^2}{4} \cdot z_1 = \frac{3.14 \cdot 0.032^2}{4} \cdot 106 = 0.085, \quad (3.55)$$

где  $d_{вн}$  - внутренний диаметр труб конвективного пароперегревателя, м;

Коэффициент теплоотдачи от стенки пароперегревателя к пару, Вт/м<sup>2</sup>·К:

$$\alpha_k = \alpha_n \cdot C_s \cdot C_z \cdot C_f = 97 \cdot 0.99 \cdot 1 \cdot 1 = 96.03 \quad (3.56)$$

Средняя скорость пара, м/с:

$$\omega_n = \frac{D_n \cdot v_n}{f_n} = \frac{139.88 \cdot 0.146}{0.085} = 26.59 \quad (3.57)$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией, Вт/м<sup>2</sup>·К:

$$\alpha_2 = \alpha_{n2} \cdot C_{dk} = 2000 \cdot 0.95 = 1900 \quad (3.58)$$

Температура загрязнения стенки, °С:

$$\begin{aligned}
 t_z &= t_{cp} + \left(\varepsilon + \frac{1}{\alpha_2}\right) \cdot \frac{B_p (Q_{кнт}^{\delta} + Q_{кнт}^{\lambda})}{F_k} \cdot 10^3 = \\
 &= 483.55 + \left(0.0076 + \frac{1}{1900}\right) \cdot \frac{23.94(2789.87 + 245.35)}{2200} \cdot 10^3 = 758.96
 \end{aligned}
 \tag{3.59}$$

где  $\varepsilon = C_d \cdot C_f \cdot \varepsilon_0 + \Lambda\varepsilon = 1 \cdot 1 \cdot 0.0042 + 0.0034 = 0.0076$  – коэффициент загрязнения;  $F$ – поверхность нагрева перегревателя, м<sup>2</sup>.

Суммарная оптическая величина излучающего слоя:

$$K \cdot P \cdot S = (K_2 \cdot r_n + K_{зл} \cdot \mu_{зл}) \cdot P \cdot S = (10 \cdot 0.222 + 88 \cdot 0.0423) \cdot 0.1 \cdot 0.2028 = 0.12 \tag{3.60}$$

$$S = 0.9 \cdot d_n \cdot \left(\frac{4}{\pi} \cdot \frac{s_1 \cdot s_2}{d_n^2} - 1\right) = 0.9 \cdot 0.042 \cdot \left(\frac{4}{4.13} \cdot \frac{0.105 \cdot 0.084}{0.042^2} - 1\right) = 0.2028 \tag{3.61}$$

где  $S$ - эффективная толщина излучающего слоя, м;

$K$  - коэффициент ослабления луча топочной чредой при сжигании топлива;

$K_2 = 10$ – коэффициент ослабления лучей газами;

$r_n = 0.222$  – суммарная доля;

$K_{зл} = 88$ – коэффициент ослабления лучей частицами;

$\mu_{зл} = 0.0423$ – концентрация золы в продуктах сгорания.

Степень черноты продуктов сгорания:

$$a_f = 0.16$$

Коэффициент отдачи излучения, Вт/м<sup>2</sup>·К:

$$\alpha_l = \alpha_n \cdot a_f = 0.16 \cdot 275 = 44 \tag{3.62}$$

Коэффициент отдачи от газов к стенке труб перегревателя, Вт/м<sup>2</sup>·К:

$$\alpha_1 = \alpha_k + \alpha_l = 96.03 + 44 = 140.03 \quad (3.63)$$

Коэффициент передачи перегревателя расположения пучка труб, Вт/м<sup>2</sup>·С:

$$k = \frac{\psi \cdot \alpha_1}{1 - \frac{\alpha_1}{\alpha_2}} = \frac{0.65 \cdot 140.03}{1 - \frac{140.03}{1900}} = 98.26 \quad (3.64)$$

где  $\psi$  – коэффициент тепловой эффективности.

Количество тепла, переданного через стенки труб конвективного пароперегревателя за счет теплопередачи, кДж/к

$$Q_{кнн}^m = \frac{H_{кнн} \cdot k \cdot \Delta t}{B_p \cdot 1000} = \frac{2897 \cdot 98.26 \cdot 244}{23.94 \cdot 1000} = 2827.38 \quad (3.65)$$

Расхождение между количествами тепла, отданным газами конвективному пароперегревателю из межтрубного пространства и переданным через стенки труб за счет теплопередачи

$$\Delta Q = \left| \frac{Q_{б.кнн} - Q_{м.кнн}}{Q_{б.кнн}} \right| \times 100\% = \left| \frac{2789.87 - 2827.38}{2789.87} \right| \times 100\% = 1,3\% \quad (3.66)$$

### 3.6 Расчет воздухоподогревателя

Эскиз воздухоподогревателя представлен на рис. 3.6.1, геометрические характеристики – в таблице 3.6.1.



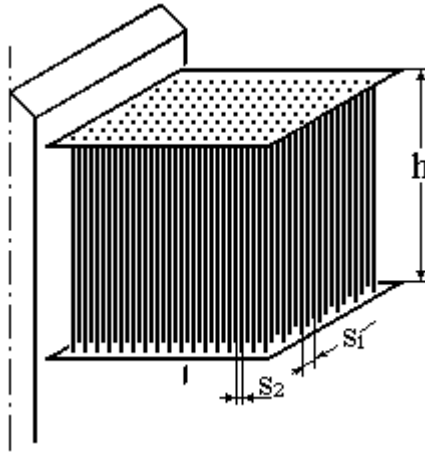


Рисунок 3.6.1 - Эскиз воздухоподогревателя

Таблица 3.6.1 - Геометрические характеристики воздухоподогревателя

Характеристика	Величина
Тип пучка	шахматный
Характер тока	одноходовой
Число рядов труб по ширине шахты, $z_1$ шт	140
Число рядов труб по ходу воздуха, $z_2$ шт	117
Высота воздухоподогревателя, $h$ м	2,25
Площадь нагрева, $H_{\text{взн}}$ м <sup>2</sup>	55243
Диаметр трубок, $d$ мм	38
Толщина стенок, $\delta$ мм	1,6
Поперечный трубков, $s_1$ мм	60
Относительный поперечный шаг труб $\sigma_1$	1,5
Продольный шаг труб, $s_2$ мм	40
Относительный продольный шаг трубок $\sigma_2$	1,05

Средняя температура воздуха

$$t_{\text{cp}} = \frac{t_{\text{зв}} + t_{\text{хв}}}{2} = \frac{400 + 20}{2} = 210^\circ\text{C}. \quad (3.67)$$

Тепловосприятие ВЗП по воздушной стороне, кДж/кг:

$$Q_{\text{б.взн}} = \left( \beta_{\text{зв}} + \frac{\Delta\alpha_{\text{взн}}}{2} \right) \cdot (I_{\text{зв}}^0 - I_{\text{хв}}^0) = \left( 1,2 + \frac{0,03}{2} \right) \cdot (2247,65 - 109,79) = 2597,5, \quad (3.68)$$

где  $I_{\text{св}}^0 = 2247,65 \text{ кДж/кг}$  – энтальпия воздуха на выходе из первой ступени ВЗП, определяется;

$I_{\text{взп}}^0 = 250,74 \text{ кДж/кг}$  – энтальпия воздуха на входе в ВЗП;

$\beta_{\text{св}}$  – коэффициент излишка воздуха на выходе из первой ступени ВЗП:

$$\beta_{\text{св}} = \alpha_m - \Delta\alpha_m - \Delta\alpha_{\text{нл}} = 1,24 \quad (3.69)$$

Температура газов на входе в воздухоподогреватель определяется по таблице 3.5:

$$g'_{\text{взп}} = 406^\circ\text{C}.$$

Средняя температура дымовых газов

$$g_{\text{ср}} = \frac{g'_{\text{взп}} + g_{\text{yx}}}{2} = \frac{209 + 163}{2} = 278^\circ\text{C} \quad (3.70)$$

Скорость газов в воздухоподогревателе при средней их температуре

$$W_2 = \frac{B_p \cdot V_p \cdot (g_{\text{ср}} + 273)}{F_2 \cdot 273} = \frac{23,94 \cdot 5,59 \cdot (209 + 273)}{18,6 \cdot 273} = 14,3 \text{ м/с}, \quad (3.71)$$

где  $F_2 = \frac{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2}{4} \cdot z_1 \cdot z_2 = \frac{3,14 \cdot 0,037^2}{4} \cdot 148 \cdot 117 = 18,6 \text{ м}^2$  – проходное сечение по га-

зам.

Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке,  $\text{Вт/м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$

$$\alpha_1 = \alpha_k = \alpha_n \cdot C_\phi \cdot C_l = 64,3 \cdot 1,12 \cdot 1 = 72, \quad (3.72)$$

где  $C_\phi$  – поправка на температуру и объемную долю водяных паров в дымовых газах;

$C_l$  – поправка на длину канала.

Среднюю скорость воздуха в воздухоподогревателе принимаем равной 4,5 м/с.

Коэффициент теплоотдачи от стенки к воздуху,  $\text{Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{°C}$

$$\alpha_2 = \alpha_n \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_\phi = 101,1 \cdot 1 \cdot 0,97 \cdot 1,01 = 98,1, \quad (3.73)$$

$C_z$  – поправка на число поперечных рядов труб по ходу воздуха;

$C_s$  – поправка на компоновку пучка труб;

$C_\phi$  – поправка на температуру потока.

Коэффициент теплопередачи,  $\text{Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{°C}$

$$k = \xi \cdot \frac{\alpha_1 \cdot \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2} = 0,7 \cdot \frac{72 \cdot 98,1}{72 + 98,1} = 27,3, \quad (3.74)$$

где  $\xi$  – коэффициент использования воздухоподогревателя с учетом потоков воздуха между ходами.

Большая и меньшая разность температур на обоих концах воздухоподогревателя

$$\tau_{\bar{o}} = t_{z\bar{o}} - t'_{x\bar{o}} = 400 - 20 = 380 \text{ °C}$$

$$\tau_m = g'_{\bar{взп}} - g_{y\bar{x}} = 405 - 150 = 255 \text{ °C}.$$

Температурный напор для воздухоподогревателя определяется с учетом коэффициента перехода от противоточной схеме к сложной  $\psi$

$$P = \frac{\tau_m}{g'_{\bar{взп}} - t_{x\bar{o}}} = \frac{255}{405 - 20} = 0,66; \quad R = \frac{\tau_{\bar{o}}}{\tau_u} = \frac{380}{255} = 1,48 \Rightarrow \psi = 1.$$

$$\Delta t = \frac{\tau_{\delta} - \tau_{\text{м}}}{2,3 \cdot \lg \frac{\tau_{\delta}}{\tau_{\text{м}}}} \cdot \psi = \frac{380 - 255}{2,3 \cdot \lg \frac{380}{255}} \cdot 1 = 40^{\circ}\text{C}.$$

Количество тепла, переданного через стенки труб воздухоподогревателя,  $\text{кДж/кг}$

Расхождение между количествами тепла, отданным газами воздухоподогревателю и переданным через стенки труб за счет теплопередачи

$$\Delta Q = \left| \frac{Q_{\delta.\text{энт}} - Q_{\text{м.энт}}}{Q_{\delta.\text{энт}}} \right| \times 100\% = \left| \frac{2597.49 - 2547.69}{2597.49} \right| \times 100\% = 1,9\%. \quad (3.75)$$

### 3.7 Расчет водяного экономайзера

Экономайзер первой ступени конструктивно выполнен в 3 пакета расположенных последовательно по ходу газов, поэтому расчёт экономайзера выполняем, как одну ступень.

Эскиз водяного экономайзера представлен на рис. 3.7, геометрические характеристики – в таблице 3.7.

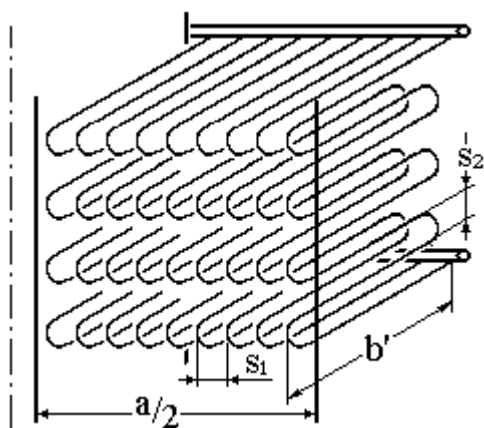


Рисунок 3.7 - Экономайзер водяной

Таблица 3.7 - Характеристики экономайзера водяного

Характеристика	Величина
Тип пучка	шахматный
Характер тока	двухпоточный, противоток
Глубина шахты, $a$ м	6,44
Ширина шахты, $b$ м	11,462
Длина пакета экономайзера, $b'$ м	5,5
Число рядов труб по глубине шахты, $z_1$ шт	140
Площадь нагрева, $H_{\text{вэл}} \text{ м}^2$	2296,3
Наружный диаметр труб $j_r$ , $d$ мм	30
Толщина стенки, $\delta$ мм	3,5
Поперечный шаг труб, $s_1$ мм	90
Относительный поперечный шаг труб $\sigma_1$	2,9
Продольный шаг труб, $s_2$ мм	46,0
Относительный продольный шаг труб $\sigma_2$	1,5

Температура воды на входе в экономайзер водяной равна температуре питательной воды и равняется,  $t'_{\text{вэл}} = t_{\text{не}} = 230^\circ\text{C}$ . Температура газов на выходе из водяного экономайзера первой ступени равна температуре газов на входе в ВЗП:

$$g''_{\text{вэл}} = g'_{\text{вэл}} = 405^\circ\text{C}.$$

Энтальпия газов на выходе  $I''_{\text{вэл}} = 3849,67 \text{ кДж/кг}$  (табл. 2.5).

Температуру дымовых газов на входе в водяной экономайзер принимаем равной  $g'_{\text{вэл}} = 658^\circ\text{C}$ , энтальпия  $I'_{\text{вэл}} = 5789,26 \text{ кДж/кг}$  (табл. 2.5).

Средняя температура дымовых газов,  $^\circ\text{C}$

$$g_{\text{cp}} = \frac{g'_{\text{вэл}} + g''_{\text{вэл}}}{2} = \frac{658 - 408}{2} = 421,5 \quad (3.76)$$

Расход воды через экономайзер,  $\text{кг/с}$

$$D_{\text{эк}} = D_{\text{не}} + p \cdot D_{\text{не}} - D_{\text{всп}} = 138,9 + 0,02 \cdot 138,9 - 5,56 = 140,27, \quad (3.77)$$

где  $D_{не} = 138,9 \text{ кг/с}$  – расход острого пара;  $p = 0,02$  – доля продувки;  $D_{впр}$  – расход воды на впрыск,  $\text{кг/с}$

$$D_{впр} = D_{впр1} + D_{впр2} = (15 + 5) \cdot \frac{3600}{1000} = 5,56 \text{ кг/с} . \quad (3.78)$$

Тепловосприятие ВЭК первой ступени,  $\text{кДж/кг}$

$$Q_{б.вэ1} = \varphi \cdot (I'_{вэ1} - I''_{вэ1} + \Delta\alpha_{вэ} I_{хв}) = 0,996 \cdot (5789,26 - 3849,67 + 0,02 \cdot 109,79) = 1935,84 , \quad (3.79)$$

где  $\Delta\alpha_{вэ} = 0,02$  – доля присоса холодного воздуха в водяном экономайзере;

$I_{хв} = 109,79 \text{ кДж/кг}$  – энтальпия холодного воздуха.

Энтальпия воды на выходе из водяного экономайзера,  $\text{кДж/кг}$

$$i''_{вэ1} = \frac{Q_{б.вэ1} \cdot B_p}{D_{эк}} + i'_{вэ1} = \frac{1935,84 \cdot 23,94}{140,27} + 993,05 = 1332,3 , \quad (3.80)$$

где  $i'_{вэ1} = i_{не} = 993,05 \text{ кДж/кг}$  – энтальпия воды на входе в водяной экономайзер первой ступени.

Температура воды, на выходе из водяного экономайзера, находят на выходе из водяного экономайзера /13/.

$$t''_{вэ1} = 303 \text{ } ^\circ\text{C} .$$

Средняя температура воды,  $^\circ\text{C}$

$$t_{cp} = \frac{t'_{вэ1} + t''_{вэ1}}{2} = \frac{230 + 303}{2} = 266,5 . \quad (3.81)$$

Скорость газов в водяном экономайзере первой ступени при средней их температуре,  $\text{м/с}$

$$W_2 = \frac{B_p \cdot V_p \cdot (g_{cp} + 273)}{F_2 \cdot 273} = \frac{23,94 \cdot 5,958 \cdot (532,18 + 273)}{49,16 \cdot 273} = 9,44, \quad (3.82)$$

где  $F_2 = a \cdot b - b' \cdot d \cdot z_1 = 6,44 \cdot 11,46 - 5,5 \cdot 0,032 \cdot 140 = 49,16 \text{ м}^2$  – проходное сечение по газам.

Коэффициент отдачи тепла от газов к стенке,  $\text{Вт}/\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С}$

$$\alpha_1 = \alpha_k = \alpha_n \cdot C_x \cdot C_y \cdot C_q = 50 \cdot 1,05 \cdot 1 \cdot 1 = 52,5, \quad (3.83)$$

$C_x$  – поправка на число поперечных рядов труб по ходу газов;

$C_y$  – поправка на компоновку пучка;

$C_q$  – поправка на температуру и объемную долю водяных паров в дымовых газах.

Коэффициент загрязнения,  $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С}/\text{Вт}$

$$\varepsilon = \varepsilon_0 \cdot C_{fp} \cdot C_d + \Delta\varepsilon = 0,001 \cdot 1 \cdot 1 + 0 = 0,001, \quad (3.84)$$

где  $C_{fp}$  – поправка на фракционный состав золы;

$C_d$  – поправка на диаметр труб.

Коэффициент теплопередачи,  $\text{Вт}/\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С}$

$$k = \frac{\alpha_1}{1 + \alpha_1 \cdot \varepsilon} = \frac{62,1}{1 + 62,1 \cdot 0,001} = 56,47. \quad (3.85)$$

Температурный напор для водяного экономайзера,  $^\circ\text{С}$

$$\Delta t = \frac{\tau_{\sigma} - \tau_m}{2,3 \cdot \lg \frac{\tau_{\sigma}}{\tau_m}} = \frac{240 - 52}{2,3 \cdot \lg \frac{240}{52}} = 123,06 \quad (3.86)$$

Количество тепла, переданное через трубки водяного экономайзера,  $\kappaДж / кг$  :

$$Q_{m.э\text{л}} = \frac{H_{э\text{л}} \cdot k \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3} = \frac{6888,9 \cdot 56,47 \cdot 123,06}{23,94 \cdot 10^3} = 1963,7 \quad (3.87)$$

Расхождение между количествами тепла, отданным газами водяному экономайзеру и переданным через стенки труб за счет теплопередачи

$$\Delta Q = \left| \frac{Q_{б.э\text{л}} - Q_{m.э\text{л}}}{Q_{б.э\text{л}}} \right| \times 100\% = \left| \frac{1935,8 - 1963,7}{1935,8} \right| \times 100\% = 1,4\% \quad (3.88)$$

## 4 Аэродинамический расчёт котлоагрегата

### 4.1 Исходные данные

Целью аэродинамического расчета котельного агрегата является выбор дымососов, для установки на котел БКЗ-500-140. Для этого определяются производительность дымососа и его расчетный напор, который складывается из сопротивлений по газовому тракту котла, сопротивления золоулавливающих устройств и сопротивления дымовой трубы с учетом самотяги в вертикальных газоходах. Схема газового тракта котельного агрегата приведена на рисунке 4.1.1. Исходные данные к аэродинамическому расчету представлены в таблице 4.1.

Сопротивление ширмового подогревателя не учитывается, т.к. скорость движения газов меньше 10 м/с.



Таблица 4.1 - Исходные данные для выполнения аэродинамического расчета котлоагрегата

Участок тракта	Диаметр труб $d$ , мм	Число рядов труб по ходу газов, $z_2$	Шаг труб и отношение шага труб к диаметру		Длина продольно омываемых труб, м	Средняя температура газов, °С	Средняя скорость газов, м/с
			$s_1$ ( $s_1/d$ )	$s_2$ ( $s_2/d$ )			
Конвективный пароперегреватель-3 пакет	38	4	200 (5,3)	60 (1,58)	1,250	790	6,1
Конвективный пароперегреватель-2 пакет	38	8	200 (5,3)	62 (1,63)	1,250	744	7,2
Конвективный пароперегреватель-1 пакет	38	16	100 (2,6)	63 (1,66)	1,5	651	10,7
Третья ступень водяного экономайзера	32	28	90 (2,8)	55 (1,72)	1,350	495,5	9,5
Вторая ступень водяного экономайзера	32	24	90 (2,8)	46,5 (1,45)	1,5	389	8,2
Первая ступень водяного экономайзера	32	32	90 (2,8)	16,8 (1,5)	1,5	315	6,7
4,3,2 ступень воздухоподогревателя	40	—	—	—	9,75	245,5	15,1
Первая ступень воздухоподогревателя	40	—	—	—	2,15	186	14,3

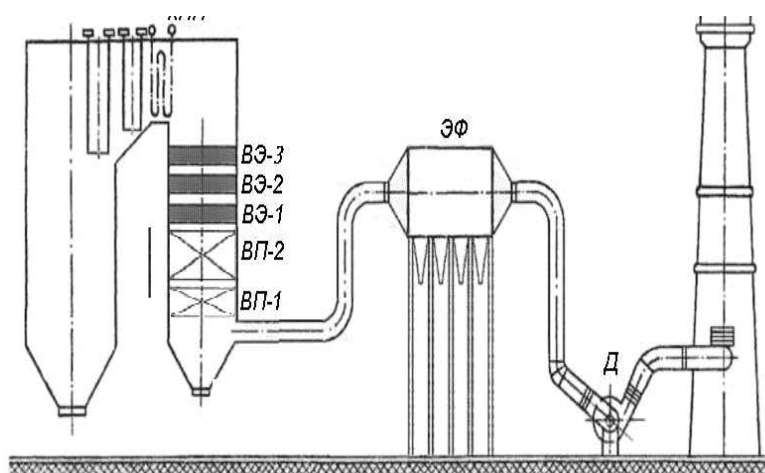


Рис. Ч.1.1 - Схема газового тракта котельной установки

Рисунок 4.1.1- Схема газового тракта котла

#### 4.1.1 Сопротивление конвективного пароперегревателя

Сопротивление конвективного пароперегревателя рассчитывается по формуле для коридорного поперечно омываемого пучка труб, мм вод.ст.:

$$\Delta h = \zeta \cdot \Delta h_{\partial}, \quad (4.1)$$

где  $\Delta h_{\partial i}$  – динамическое давление  $i$ -о пакета /15, с. 201/;

$$\Delta h_{\partial 1} = 2,25 \text{ мм вод.ст.}, \Delta h_{\partial 2} = 1,05 \text{ мм вод.ст.}, \Delta h_{\partial 3} = 0,7 \text{ мм вод.ст.}$$

$\zeta$  – коэффициент сопротивления гладкотрубного коридорного пучка, зависящий от отношений  $s_1/d$ ,  $s_2/d$  и  $\psi_i = \frac{s_1 - d}{s_2 - d}$ ;

$$\psi_1 = 2,48; \psi_2 = 6,75; \psi_3 = 7,36$$

При  $1 < \psi < 8$  коэффициент сопротивления  $\zeta = C_{\sigma} \cdot C_{Re} \cdot \zeta_{\text{гп}} \cdot z_2$ .

$\zeta_{\text{гп}i}$  – коэффициент сопротивления одного ряда труб  $i$ -о пакета. /15, с.203/;

$$\zeta_{\text{гп}1} = 0,48; \zeta_{\text{гп}2} = 0,54; \zeta_{\text{гп}3} = 0,55;$$

$C_{\sigma i}; C_{Rei}$  – поправочные коэффициенты  $i$ -о пакета /15, с.202/;

$$C_{\sigma 1} = 0,64, C_{Re1} = 0,56; C_{\sigma 2} = 0,46, C_{Re2} = 0,31; C_{\sigma 3} = 0,46, C_{Re3} = 0,29;$$

$$\zeta_i = C_{\sigma i} \cdot C_{Rei} \cdot \zeta_{\text{гп}i} \cdot z_{2i};$$

$$\zeta_1 = 0,64 \cdot 0,56 \cdot 0,48 \cdot 1,6 = 2,75; \quad \zeta_2 = 0,46 \cdot 0,31 \cdot 0,54 \cdot 8 = 0,616;$$

$$\zeta_3 = 0,46 \cdot 0,29 \cdot 0,55 \cdot 4 = 0,29;$$

$$\Delta h_{\text{кми}} = \zeta_i \cdot \Delta h_{\text{гп}i};$$

$$\Delta h_{\text{кми}1} = 2,75 \cdot 2,25 = 6,19; \quad \Delta h_{\text{кми}2} = 0,616 \cdot 1,05 = 0,647; \quad \Delta h_{\text{кми}3} = 0,29 \cdot 0,7 = 0,203;$$

$$\sum \Delta h_{\text{кми}} = 6,19 + 0,647 + 0,203 = 7,04$$

#### 4.1.2 Сопротивление водяного экономайзера

при  $s_1/d \leq 3$  рассчитывается по формуле для шахматного поперечно омываемого пучка труб, мм вод.ст.:

$$\Delta h = \Delta h_0 \cdot (z_2 + 1) = C_s \cdot C_d \cdot \Delta h_{ep} \cdot (z_2 + 1), \quad (4.2)$$

где  $\Delta h_{ep}$  – сопротивление одного ряда труб /15, с.205/;

$C_s, C_d$  – поправочные коэффициенты /15, с.205/.

Сопротивление третьей ступени водяного экономайзера, мм вод.ст.:

$$\Delta h_{\text{эIII}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,74 \cdot (28 + 1) = 21,46. \quad (4.3)$$

Сопротивление второй ступени водяного экономайзера, мм вод.ст.:

$$\Delta h_{\text{эII}} = 1,15 \cdot 1 \cdot 0,6 \cdot (24 + 1) = 17,25. \quad (4.4)$$

Сопротивление первой ступени водяного экономайзера, мм вод.ст.:

$$\Delta h_{\text{эI}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,47 \cdot (32 + 1) = 15,51 \quad (4.5)$$

$$\sum \Delta h_{\text{э}} = 15,51 + 17,25 + 21,46 = 54,22. \quad (4.6)$$

#### 4.1.3 Сопротивление трубчатых воздухоподогревателей

Сопротивление трубчатых ВЗП высчитывается из сопротивления трения в трубках и сопротивлений, получаемых вследствие изменения скорости при входе и выходе из них

$$\Delta h_{\text{эп}} = \Delta h_{\text{тр}} + \Delta h_{\text{изм}}. \quad (4.7)$$

Сопротивление трения определяется с использованием номограммы /15, с.202/ и подсчитывается следующим образом:

$$\Delta h_{\text{тр}} = C_{\text{ш}} \cdot \Delta h'_{\text{тр}} \cdot l, \quad (4.8)$$

где  $C_{\text{ш}}$  – поправка, зависящая от коэффициента шероховатости  $k$  /15, с.207/.

Сопротивления вследствие изменения скоростей при входе и выходе из труб определяется по формуле

$$\Delta h_{изм} = m \cdot (\zeta_{вх} + \zeta_{вых}) \cdot \Delta h_0, \quad (4.9)$$

где  $m$  – количество последовательно расположенных по ходу газов отдельных кубов воздухоподогревателя;

$\zeta_{вх}$  и  $\zeta_{вых}$  – коэффициенты сопротивления при внезапном изменении сечения /15, с.211/, зависят от отношения  $\frac{F_M}{F_0}$ , где  $F_M$  – площадь меньшего живого сечения (труб), принимается из теплового расчета котла;  $F_0$  – площадь большего живого сечения (газохода).

Таким образом, суммарное сопротивление воздухоподогревателей определяется по формуле

$$\Delta h_{всп} = \Delta h_{пр} + \Delta h_{изм} = C_{ш} \cdot \Delta h'_{ср} \cdot l + m \cdot (\zeta_{вх} + \zeta_{вых}) \cdot \Delta h_0 \quad (4.10)$$

Сопротивление второй, третьей, четвёртой ступени воздухоподогревателя, мм вод.ст.

$$m = 3;$$

$$F_M = 19,3 \text{ м}^2$$

$$F_0 = 53,2 \text{ м}^2.$$

$$\frac{F_M}{F_0} = \frac{19,3}{53,2} = 0,363 \Rightarrow \zeta_{вх} = 0,32; \zeta_{вых} = 0,45.$$

$$\Delta h_{вспII} = 1 \cdot 7,5 \cdot 9,75 + 3 \cdot (0,32 + 0,45) \cdot 7,8 = 91,143$$

Сопротивление первой ступени воздухоподогревателя, мм вод.ст.

$$m = 1;$$

$$F_M = 18,3 \text{ м}^2$$

$$F_0 = 53,2 \text{ м}^2.$$

$$\frac{F_m}{F_0} = \frac{18,3}{53,2} = 0,34 \Rightarrow \zeta_{ax} = 0,33; \zeta_{вых} = 0,47.$$

$$\Delta h_{\text{внл}} = 1 \cdot 7,3 \cdot 2,15 + 1 \cdot (0,33 + 0,47) \cdot 7,6 = 21,8$$

$$\sum \Delta h_{\text{внл}} = 91,143 + 21,8 = 112,943$$

## 4.2 Местные сопротивления и сопротивления газоходов

Расчет местных сопротивлений и сопротивлений газоходов проводим по участкам, согласно рисунка 4.1.1.

К местным сопротивлениям относятся сопротивления поворотов и сопротивления, вызванные внезапным изменением сечения.

Все местные сопротивления рассчитываются по формуле:

$$\Delta h_m = \zeta_m \cdot \Delta h_0, \quad (4.11)$$

где  $\zeta_m$  – коэффициент, зависящий от вида местного сопротивления

Сопротивления в газоходах возникают вследствие трения потока о стенки газохода и определяются по формуле:

$$\Delta h_z = \lambda \cdot \frac{l}{d_3} \cdot \Delta h_0, \quad (4.12)$$

где  $l$  – длина участка;

$d_3$  – эквивалентный диаметр, для газоходов круглого сечения равен внутреннему диаметру;

$\lambda$  – коэффициент сопротивления трения:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left( \frac{k}{d_3} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} \quad (4.13)$$

В этой формуле  $k$  – коэффициент шероховатости /15, с.202/, принимаем равным  $0,4 \cdot 10^{-3}$  м;

число Рейнольдса  $Re = \frac{\omega \cdot d_s}{\nu}$ , где  $\omega = \frac{V}{S}$  – скорость потока, зависящая от секундного расход газов и проходного сечения газохода;  $\nu$  – коэффициент кинематической вязкости среды.

#### 4.2.1 Поворот из горизонтального газохода в конвективную шахту

Местные сопротивления: резкий поворот на  $90^\circ$   $\zeta_m = 1,4$  /15, с.204/.

$$\omega_{cp} = \frac{\omega_{кнт} + \omega_{вэл}}{2} = \frac{10,7 + 9,5}{2} = 10,1 \text{ м/с}; t_{кнт}'' = 570^\circ\text{C} \Rightarrow \Delta h_\partial = 2,15$$

$$\Delta h_{1,м} = 1,4 \cdot 2,15 = 3,01 \text{ мм вод.ст.}$$

#### 4.2.2 Выход из конвективной шахты

Перепуск газов осуществляется по четырем трубам.

Местные сопротивления: резкий поворот на  $90^\circ$   $\zeta_m = 1,4$  /15, с.211/;

вход в канал  $\zeta_m = 0,5$  /15, с.202/.

$$\omega_{cp} = \omega_{вн} = 14,3 \text{ м/с}; t_{вн}'' = 186^\circ\text{C} \Rightarrow \Delta h_\partial = 7,5 \text{ мм вод.ст.}$$

$$\Delta h_{2,м} = (1,4 + 4 \times 0,5) \cdot 7,5 = 25,5.$$

#### 4.2.3 Газоход на участке от колонки воздухоподогревателя первой ступени до электрофильтров

Трубы: диаметр  $d = 2$  м длина  $l = 30$  м.

Местные сопротивления: по два плавных поворота на  $90^\circ$  в каждой трубе

$$\zeta_m = 0,3 /15, с.203/;$$

Сопротивление газоходов:

Секундный расход газов,  $м^3 / с$

$$V_{\text{yx}} = \frac{B_p \cdot V_z \cdot (t_{\text{yx}} + 273)}{273} = \frac{24,94 \cdot 6,25 \cdot (163 + 273)}{273} = 250 \quad (4.14)$$

Площадь проходного сечения,  $м^2$

$$S = 4 \times \frac{\pi \cdot d^2}{4} = 3,14 \cdot 2^2 = 12,56 \quad (4.15)$$

$$\omega_{\text{cp}} = \frac{V}{S} = \frac{250}{12,56} = 19,9 \text{ м/с}; \quad (4.16)$$

$$t_{\text{yx}} = 163^\circ\text{C} \Rightarrow \Delta h_o = 16 \text{ мм вод.ст.}$$

$$Re = \frac{19,9 \cdot 2}{2,55 \cdot 10^{-5}} = 1560784, \quad \lambda = 0,11 \cdot \left( \frac{0,2 \cdot 10^{-3}}{2} + \frac{68}{1560784} \right)^{0,25} = 0,012 \quad (4.17)$$

$$\Delta h_{3,м} = 4 \times 2 \times 0,3 \cdot 16 = 38,4 \text{ мм вод.ст.}$$

$$\Delta h_{3,2} = 0,012 \cdot \frac{4 \times 30}{2} \cdot 16 = 11,54 \text{ мм вод.ст.}$$

#### 4.2.4 Газоход на участке от электрофильтров до дымососа

Движение газов от электрофильтров до дымососа осуществляется по двум трубам.

Трубы: диаметр  $d = 2,3 \text{ м}$  длина  $l = 25 \text{ м}$ .

Местные сопротивления: по одному плавному повороту на  $90^\circ$  и на  $45^\circ$  в каждой трубе  $\zeta_{\text{м}} = 0,3$  и  $\zeta_{\text{м}} = 0,2$  соответственно /15, с.211/;

Сопротивление газоходов:

Секундный расход газов определяется по температуре за дымососом с учетом присосов на предыдущем участке:

$$t_{\partial} = \frac{\alpha_{\text{ж}} \cdot t_{\text{ж}} + \Delta\alpha \cdot t_{\text{жс}}}{\alpha_{\text{ж}} + \Delta\alpha} = \frac{1,35 \cdot 163 + 0,13 \cdot 20}{1,35 + 0,13} = 150^{\circ}\text{C}, \quad (4.18)$$

где  $\Delta\alpha = 0,01 \cdot l + \Delta\alpha_{\text{эп}} = 0,01 \cdot 30 + 0,1 = 0,13$ .

$$\begin{aligned} V_{\partial} &= \frac{B_p \cdot (V_{\text{ж}} + \Delta\alpha \cdot V^0) \cdot (t_{\partial} + 273)}{273} = \\ &= \frac{23,94 \cdot (6,253 + 0,13 \cdot 3,74) \cdot (150 + 273)}{273} = 260,4 \text{ м}^3 / \text{с} \end{aligned} \quad (4.19)$$

Площадь проходного сечения  $S = 2 \times \frac{\pi \cdot d^2}{4} = 2 \times \frac{3,14 \cdot 2,3^2}{4} = 8,31 \text{ м}^2$

$$\omega_{\text{ср}} = \frac{V}{S} = \frac{260,4}{8,31} = 31,3 \text{ м/с}; t_{\partial} = 150^{\circ}\text{C} \Rightarrow \Delta h_{\partial} = 38 \text{ мм вод.ст.}$$

$$Re = \frac{31,3 \cdot 2,3}{2,41 \cdot 10^{-5}} = 2987137, \quad \lambda = 0,11 \cdot \left( \frac{0,2 \cdot 10^{-3}}{2,3} + \frac{68}{2987137} \right)^{0,25} = 0,0113.$$

$$\Delta h_{4,м} = 2 \times (0,3 + 0,2) \cdot 38 = 28 \text{ мм вод.ст.}$$

$$\Delta h_{4,з} = 0,0113 \cdot \frac{2 \times 25}{2,3} \cdot 38 = 9,33 \text{ мм вод.ст.}$$

#### 4.2.5 Газоход на участке от дымососа до дымовой трубы

Движение газов от дымососа до дымовой трубы осуществляется по двум трубам.

Трубы: диаметр  $d = 2,3 \text{ м}$  длина  $l = 18 \text{ м}$ .

Местные сопротивления: по одному плавному повороту на  $45^{\circ}$  и выход в дымовую трубу в каждой трубе  $\zeta_{\text{м}} = 0,2$  и  $\zeta_{\text{м}} = 1,4$  соответственно /15, с.207/;

Сопротивление газоходов:

Скорость, коэффициент сопротивления трения и динамический напор равны значениям на предыдущем участке.



$$\Delta h_{5,м} = 2 \times (0,2 + 1,4) \cdot 38 = 121,6 \text{ мм вод.ст.}$$

$$\Delta h_{5,э} = 0,0113 \cdot \frac{2 \times 18}{2,3} \cdot 38 = 7,79 \text{ мм вод.ст.}$$

4.2.6 Сумма местных сопротивлений и сопротивлений газоходов, мм вод.ст.

$$\begin{aligned} \Delta h_{\text{м,э}} &= \Delta h_{1,м} + \Delta h_{2,м} + \Delta h_{3,м} + \Delta h_{3,э} + \Delta h_{4,м} + \Delta h_{5,м} = \\ &= 3,01 + 25,5 + 38,4 + 11,54 + 38 + 9,33 + 121,6 + 7,79 = 255,17 \end{aligned} \quad (4.20)$$

### 4.3 Сопротивление золоуловителей

В качестве золоуловителей применяю электрофильтры типа УГ-2-У-74-04.

Сопротивление электрофильтров /15, с.96/

$$\Delta h_{\text{з\text{у}}} = 20 \text{ мм вод.ст.}$$

### 4.4 Самотяга

Самотяга любого вертикального участка газового тракта, включая дымовую трубу, может быть посчитана по формуле:

$$h_c = \pm H \cdot g \cdot \left( 1,23 - \rho_0 \cdot \frac{273}{273 + t} \right), \quad (4.21)$$

где  $H$  – высота рассчитываемого участка газохода, м;  $1,23$  – плотность наружного воздуха при естественных условиях,  $\text{кг/м}^3$ ;  $\rho_0$  – плотность дымовых газов при нормальных условиях,  $\text{кг/м}^3$ ;  $g$  – ускорение свободного падения.

Самотяга также может быть определена /15, с.220/:

$$h_c = h'_c \cdot l,$$

где  $h'_c$  – значение самотяги на  $l$  м высоты;  $l$  – высота участка, м.

4.4.1 Самотяга опускного газохода и колонки воздухоподогревателя первой ступени

Значение самотяги определим отдельно по каждой поверхности нагрева, пренебрегая высотами участков между ними, мм вод.ст.:

$$h_{c1} = h'_{c.вэIII} \cdot l_{вэIII} + h'_{c.вэII} \cdot l_{вэII} + h'_{c.вэI} \cdot l_{вэI} + h'_{c.вэп234} \cdot l_{вэп234} + h'_{c.вэпI} \cdot l_{вэпI} =$$

$$= 0,74 \cdot 1,350 + 0,67 \cdot 1,5 + 0,6 \cdot 1,5 + 0,53 \cdot 9,75 + 0,44 \cdot 2,15 = 9,02 \quad (4.22)$$

4.4.2 Самотяга перепускных труб от колонки ВЗП первой ступени до электрофильтров

$$h_{c2} = 0,39 \cdot 16 = 6,24 \text{ мм вод.ст.},$$

где  $l = 16 \text{ м}$  – высота вертикального участка.

4.4.3 Самотяга перепускных труб от электрофильтров до дымососа

$$h_{c3} = 0,33 \cdot 14 = 4,62 \text{ мм вод.ст.},$$

где  $l = 14 \text{ м}$  – высота вертикального участка.

4.4.4 Самотяга дымовой трубы

$$\rho_0 = \frac{1 - 0,01 \cdot A^p + 1,306 \cdot \alpha \cdot V^0}{V^2} = \frac{1 - 0,01 \cdot 10,5 + 1,306 \cdot 1,35 \cdot 3,74}{5,59} = 1,198 \text{ кг / м}^3. \quad (4.23)$$

$$h_c^{\partial.m.} = 180 \cdot 9,81 \cdot \left( 1,23 - 1,198 \cdot \frac{273}{273 + 81,5} \right) = 54,3 \text{ мм вод.ст.}, \quad (4.24)$$

где  $H = 180 \text{ м}$  – высота дымовой трубы;  $t = \frac{t_{\partial} + t_{x6}}{2} = \frac{150 + 13}{2} = 81,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$  – средняя температура газов.

Самотяга второго участка и дымовой трубы направлена вверх, поэтому положительна. Самотяга первого и третьего участков отрицательна.

$$H_c = -h_{c1} + h_{c2} - h_{c3} + h_c^{d.m.} = -9,02 + 6,24 - 4,62 + 54,3 = 46,9 \text{ мм вод.ст.} \quad (4.25)$$

#### 4.5 Сопротивление дымовой трубы

Сопротивление дымовой трубы определяется по формуле:

$$\Delta h_{mp} = \frac{\lambda}{8 \cdot i} \cdot \Delta h_o = \frac{0,015}{8 \cdot 0,02} \cdot 32 = 3 \text{ мм вод.ст.}, \quad (4.26)$$

где  $\lambda = 0,015$  – коэффициент сопротивления дымовой трубы /15, с.156/;

$i = 0,02$  – величина среднего уклона /15/.

Динамический напор  $\Delta h_o = 32 \text{ мм вод.ст.}$  /15, с.204/ находим при средней температуре газов в дымовой трубе  $t = 81,5 \text{ }^\circ\text{C}$  и скорости  $\omega = 25 \text{ м/с}$  /15, с.202/.

Потеря на выходе из дымовой трубы определяются по формуле:

$$\Delta h_{\text{вых}} = \zeta_{\text{вых}} \cdot \Delta h_o = 1 \cdot 32 = 32 \text{ мм вод.ст.},$$

где  $\zeta_{\text{вых}} = 1$  – коэффициент сопротивления.

Суммарное сопротивление дымовой трубы

$$\Delta h_{o.m.} = \Delta h_{mp} + \Delta h_{\text{вых}} = 3 + 32 = 35 \text{ мм вод.ст.}$$

#### 4.6 Подсчет перепада полных давлений по газовому тракту

Поправка на запыленность дымовых газов не учитывается, так как

$$\frac{a_{yn} \cdot A^p}{Q_n^p} \cdot 10^3 = \frac{0,6 \cdot 6}{15898,82} \cdot 10^3 = 0,42 < 6.$$

Суммарное сопротивление газового такта при уравновешенной тяге, мм вод.ст

$$\begin{aligned}\Delta H &= \sum \Delta h = \Delta h_{кнт} + \Delta h_{\epsilon_3} + \Delta h_{\epsilon_{3n}} + \Delta h_{M,c} + \Delta h_{3y} + \Delta h_{\partial.m.} = \\ &= 7,04 + 54,22 + 112,943 + 255,17 + 20 + 247,67 + 20 + 35 = 484,37.\end{aligned}\quad (4.27)$$

Самотяга  $H_c = 46,9$  мм вод.ст.

Перепад полных давлений по газовому тракту рассчитывается при уравновешенной тяге, мм вод.ст :

$$H_n = h_m'' + \Delta H - H_c = 2 + 484,37 - 46,9 = 439,47 \quad (4.28)$$

где  $h_m'' = 2$  мм вод.ст. – разрежение на выходе из топки.

#### 4.7 Определение производительности и напора дымососов.

Выбор мощности привода

Котельный агрегат обслуживается двумя дымососами. Производительность каждого из них определяется по формуле, тыс. м<sup>3</sup>/ч :

$$Q_o = \beta_1 \cdot V_o / 2 = 1,1 \cdot 260,4 / 2 = 143,22 \text{ м}^3 / \text{ч} = 515,6, \quad (4.29)$$

где  $\beta_1 = 1,1$  – коэффициент запаса по производительности /15, с.178/.

$V_o$  – объем газов, проходящий через дымососы.

Расчетный напор дымососа:

$$H_l = \beta_2 \cdot H_n = 1,2 \cdot 439,47 = 527,364 \text{ мм вод.ст.} = 5173,44 \text{ Па}, \quad (4.30)$$

где  $\beta_2 = 1,2$  – коэффициент запаса по давлению /15, с.180/.

Мощность привода дымососа, кВт :

$$N = \beta_3 \cdot \frac{Q_0 \cdot H_0}{\eta_0 \cdot 10^3} = 1,1 \cdot \frac{143,22 \cdot 5173,44}{0,85 \cdot 10^3} = 958,9, \quad (4.31)$$

где  $\beta_2 = 1,2$  – коэффициент запаса по мощности электродвигателя;

$$\eta_0 = 0,85 \text{ – КПД дымососа /15, с.230/}.$$

Согласно расчётов - необходима установка двух дымососов ДН-26×2-0,62

## 5 Расчёт выбросов вредных веществ в атмосферу

Для оценки влияния выбросов ТЭЦ на окружающую среду использована программа "Экология". Исходными данными для программы являются результаты расчета котельного агрегата. В качестве расчетной основы применена методика расчета ВТИ-НПОЦКТИ. Данная методика оптимизирована для расчета выброса оксидов азота ( $NO_x$ ) при сжигании твердого топлива.

Суммарный выброс  $NO_x$  приводится к диоксиду азота  $NO_2$  и складывается из топливных и воздушных оксидов азота.

$$K_{NO_2} = K_{NO_2}^m + K_{NO_2}^a,$$

где  $K_{NO_2}^m$ ,  $K_{NO_2}^a$  – удельный выброс соответственно топливных и воздушных оксидов азота,  $кг/ГДж$ .

Суммарный выброс оксидов азота в пересчете на диоксид  $M_{NO_2}$ , концентрация оксидов азота в дымовых газах  $C_{NO_2}$ , при коэффициенте избытка воздуха  $a$ , и удельный выброс  $K_{NO_2}$  ( $кг/ГДж$ ) связаны между собой следующими соотношениями

$$M_{NO_2} = B_p \cdot Q_p^H \cdot K_{NO_2};$$

$$C_{NO_2} = K_{NO_2} \cdot \frac{Q_p^H}{V^2}.$$

где  $B_p$  – расчетный расход топлива,  $кг/с$ ;

$Q_p''$  – теплота сгорания топлива, МДж;

$V^e$  – объем дымовых газов (при нормальных условиях) с учетом  $\alpha$ , м<sup>3</sup>/кг.

Удельный выброс топливных окислов азота равен

$$K_{NO_2}^m = 0,7 \cdot N_m \cdot \xi_{\alpha_2} \cdot \xi_{\alpha 1} \cdot \xi_r \cdot \xi_g \cdot \xi_{cm} \cdot \xi_n,$$

где  $N_m$  – содержание азота в исходном топливе, кг/ГДж;

$\xi_{\alpha_2}$  – коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха в горелках;

$\xi_{\alpha 1}$  – коэффициент, учитывающий долю первичного воздуха;

$\xi_r$  – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов в первичном воздухе;

$\xi_g$  – коэффициент, учитывающий влияние максимальной температуры на участке образования топливных окислов азота;

$\xi_{cm}$  – поправочный коэффициент, учитывающий интенсивность смешения вторичного воздуха и аэросмеси на начальном участке факела за счет соотношения скоростей.

Удельный выброс термических окислов азота равен

$$K_{NO_2}^e = 1,54 \times 10^1 \times \sqrt{\frac{\alpha''_{az} - 1}{\alpha''_{az} \cdot T''_{az}}} \times e^{\frac{64500}{T''_{az}}}$$

где  $\alpha''_{az}$  – коэффициент избытка воздуха за зоной активного горения;

$T''_{az}$  – температура за зоной активного горения, К.

Основное количество серы (около 95%) сгорает до  $SO_2$ , поэтому выброс ее в атмосферу, г/с, определяется по этому оксиду

$$M_{SO_2} = 2 \cdot 10^3 \cdot \frac{S^p}{100} \cdot B \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2}),$$

где  $S^p$  – содержание серы в топливе на рабочую массу, %;

$\eta'_{SO_2}$  – доля оксидов, улавливаемых летучей золой в газоходах котла;

$\eta''_{SO_2}$  – доля оксидов серы, улавливаемых в золоуловителе;

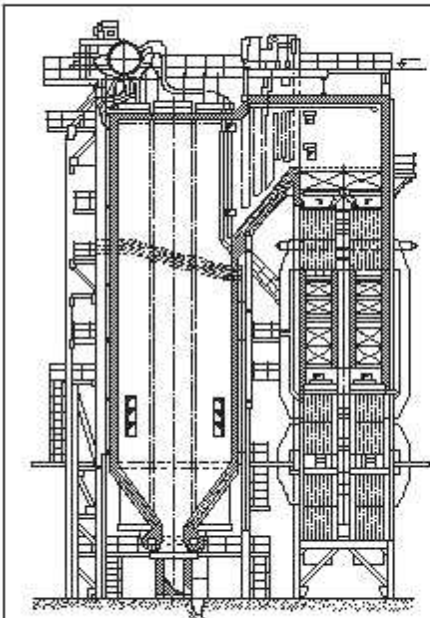
$B$  – расход топлива, кг/с.

Работа программы "Экология" представлена на рисунках 5.1 и 5.2 в виде окон ввода исходных данных и результатов расчета.

Исходные данные и результаты расчета сведены в таблицы 5.1, 5.2, 5.3 соответственно.

Чтобы оценить влияние термоподготовки на выбросы оксидов азота, выполним расчёт до реконструкции и после реконструкции.

**РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ**



ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	ЗНАЧЕНИЯ
ВИД ТОПЛИВА	1
ТИП ШЛАКОУДАЛЕНИЯ	2
ТИП ГОРЕЛОК	2
ТИП ЗОЛОУЛОВИТЕЛЕЙ	3
НАЛИЧИЕ ПРОМПЕРЕГРЕВА	1
КОЛИЧЕСТВО КОТЛОВ	1
РАСЧЕТНАЯ МЕТОДИКА	1

КОНТЕКСТНАЯ СПРАВКА

1 – методика ВТИ; 2 – методика Рихтера Л.А.

Рисунок 5.1 - Ввод исходных данных в программе "Экология"

Расход газов:

$$- G_{\text{топ}} = 23 \text{ кг/с} * 3600 \text{ с} = 82800 \text{ кг/ч}$$

$$- V_{\text{дым}} = G_{\text{топ}} * 6,1 \text{ м}^3/\text{кг} = 505080 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Таблица 5.1 - Исходные данные для расчета выбросов вредных веществ энергетическими котлами

Параметр	До расширения	После расширения
1. Количество котлов	8	9
2. Номинальная нагрузка котла, кг/с	320	500
3. Фактическая нагрузка котла, кг/с	270	450
4. Адиабатная температура сжигания, °С	1500	1534
5. Расчетный расход топлива на котел, кг/с	23	23,9
6. Теплота сгорания топлива, кДж/кг	15280	15280
7. Объем газов, м <sup>3</sup> /кг	6,1	6,3
8. Содержание азота в топливе, %	0,6	0,6
9. Содержание серы в топливе, %	0,2	0,2
10. Содержание золы в топливе, %	7,4	7,4
11. Избыток воздуха в горелках	1	1
12. Избыток воздуха в топке	1,2	1,2
13. Доля первичного воздуха	0,28	0,28
14. Доля третичного воздуха, %	10	0
15. Величина присосов в топке	0,08	0,06
16. Степень рециркуляции газов	15	15
17. Отношение скоростей воздуха в горелке	1,85	2
18. Потеря с химическим недожогом	0	0
19. Потеря с механическим недожогом	0,5	0,5

Таблица 5.2 - Результаты расчета выбросов вредных веществ энергетическим котлом (количество выбросов) до расширения

Вещество	Количество выбросов	
	г/с	м <sup>3</sup> /мг
1. Оксиды азота	454,2	391,2
2. Оксиды серы	567,1	489,2
3. Золовые частицы	226,0	193,4
4. Оксиды углерода	1,2e-07	1,5e-06
5. Пентаоксид	0	0

Таблица 5.3 - Результаты расчета выбросов вредных веществ энергетическим котлом (концентрации выбросов) до расширения

Вещество	Концентрация выбросов	
	мг/м <sup>3</sup>	ПДК, м <sup>3</sup> /мг
1. Оксиды азота	0,2113	0,085
2. Оксиды серы	0,2635	0,50
3. Золовые частицы	0,105	0,50
4. Оксиды углерода	0	1,0



Таблица 5.4 - Результаты расчета выбросов вредных веществ энергетическим котлом (количество выбросов) после расширения

Вещество	Количество выбросов	
	г/с	м <sup>3</sup> /мг
1. Оксиды азота	585,1	444,8
2. Оксиды серы	644,8	490,2
3. Золовые частицы	303,3	230,6
4. Оксиды углерода	1,4e-08	15e-06
5. Пентаоксид	0	0

Таблица 5.5 - Результаты расчета выбросов вредных веществ энергетическим котлом (концентрации выбросов) после расширения

Вещество	Концентрация выбросов	
	мг/м <sup>3</sup>	ПДК, м <sup>3</sup> /мг
1. Оксиды азота	0,2411	0,084
2. Оксиды серы	0,2648	0,51
3. Золовые частицы	0,115	0,49
4. Оксиды углерода	0	1,03

Примечание: концентрация выбросов определена на уровне дыхания человека (1,5 м.)

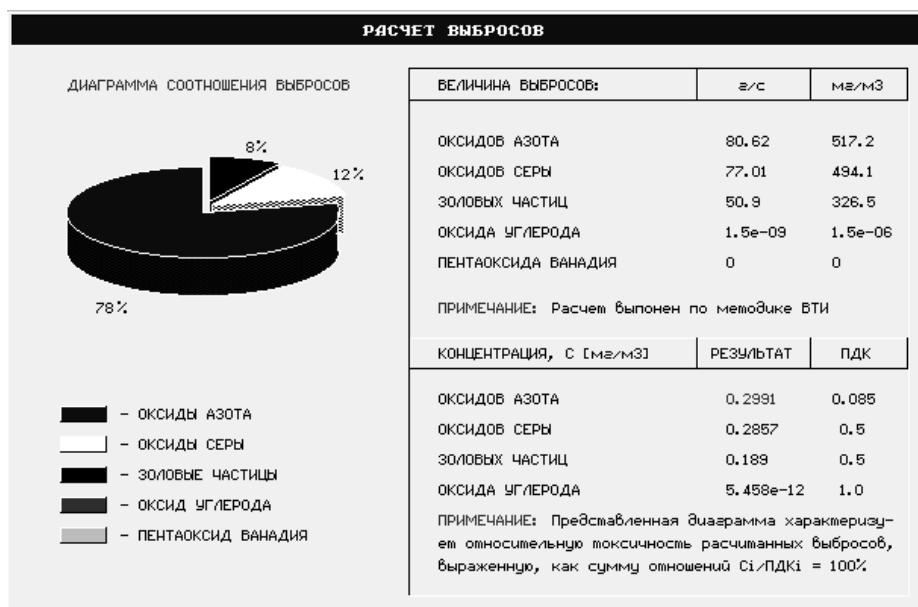


Рисунок 5.2 - Результаты расчета количества выбросов до реконструкции

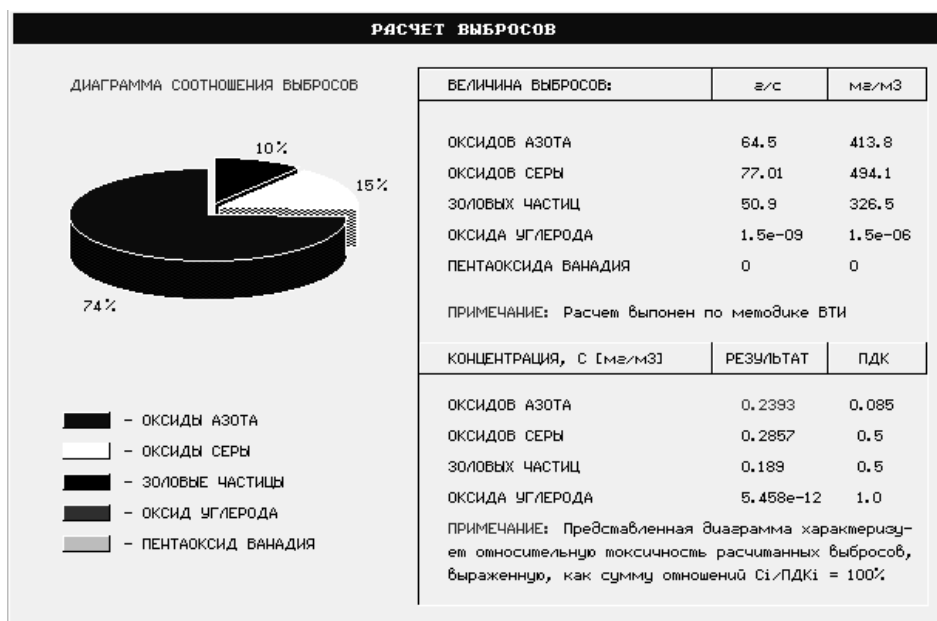


Рисунок 5.3. - Результаты расчета количества выбросов после реконструкции

Результаты расчета выбросов, представленные в таблицах 5.2 – 5.5 и на рисунках 5.2 – 5.3, показывают, что концентрация выбросов оксидов серы примерно вдвое, а золовых частиц в пять раз ниже предельно допустимых значений, что свидетельствует об эффективной работе электрофильтров. Концентрация выбросов оксидов азота превышает предельно допустимую примерно в два с половиной раза, что требует проведения специальных мероприятий по их снижению.

Учитывая важность защиты атмосферы от выбросов оксидов азота, в настоящее время возросло число публикаций, отражающих увеличение объема исследований, направленных на изучение механизмов образования оксидов азота при сжигании топлива и разработку методов снижения их уровня. Эти методы подразделяются на химические, физические и технологические.

Все химические методы очистки дымовых газов от оксидов азота – процессы денитрификации, как и процессы десульфуризации, можно разделить на сухие и мокрые. Особенностью первых является то, что в большинстве

случаев они предназначены для избирательной очистки газов только от оксидов азота с образованием конечного продукта молекулярного азота. Мокрые (жидкофазные) методы можно разделить на процессы без регенерации абсорбента (одноразовое использование) и процессы с регенерацией абсорбента (т.е. абсорбент циркулирует по замкнутому контуру). Последние методы используют, как правило, для одновременной очистки дымовых газов от диоксида серы и оксидов азота. Конечными продуктами таких методов наряду с молекулярным азотом являются соединения, используемые в качестве удобрений. Реализация этих продуктов может в значительной степени компенсировать затраты на строительство и эксплуатацию установок очистки дымовых газов.

К физическим методам очистки дымовых газов от оксидов азота можно отнести удаление их при воздействии микросекундного пучка электронов.

В настоящее время интенсивно исследуются электрофизические методы очистки дымовых газов. В их основе лежит использование для ионизации газа различного рода электрических разрядов и электронных пучков. В ионизированном с их помощью влажном газе протекают реакции образования свободных радикалов типа O, OH. Эти радикалы вступают в реакции с оксидами азота, в результате чего образуется азотная кислота. При добавлении аммиака кислота образует соли аммония в виде твердого порошка, которые улавливаются с помощью различного рода фильтров. С точки зрения получения низких энергозатрат эффективно использование электронных пучков. В связи с достаточной технологической проработкой для этих целей применяются непрерывные ускорители, формирующие электронные пучки с плотностью тока  $10^{-9} - 10^{-5}$  А/см<sup>2</sup>. При этом достигаются высокая степень очистки от оксидов азота – до 97 – 99%, затраты энергии на удаление одной токсичной молекулы составляет величину 14 – 18 eV.

## **6 Безопасность проектируемого объекта**

6.1 Общая характеристика проектируемого объекта с точки зрения безопасности и безвредных условий труда.

Процессы производства электрической и тепловой энергии на теплоэлектростанции относятся к производству повышенной опасности.

В расширяемом котельном отделении котлотурбинного цеха ТЭЦ установлены восемь котлоагрегатов. Также, в турбинном отделении котлотурбинного цеха, установлены шесть действующих турбоагрегатов.

Котлы и турбоагрегаты, трубопроводы питательной воды, перегретого пара, основного конденсата турбин, конденсата регенеративных подогревателей работают под высокой температурой и давлением, испытывая при этом большие тепловые и механические нагрузки. Все вышеперечисленные особенности работы оборудования ТЭЦ требуют строгих соблюдения правил техники безопасности и охраны труда.

6.2 Планировочные решения проектируемого объекта.

Вновь вводимое оборудование расположено в ячейке размерами 29,5×33 метров. Длина котельного цеха 580 м, ширина 39 м.

Вокруг котельного агрегата установлены площадки для обслуживания, соединенные между собой проходами.

Источники вредных воздействий на человека предусматривается размещать в отдельных помещениях. Площадь производственного помещения на одного рабочего превышает 5 м<sup>2</sup>, а объем – 20 м<sup>3</sup>.

Источниками шума и вибрации в котельном отделении котлотурбинного цеха являются дутьевые, трубопроводы, мельницы, дымососы, насосные агрегаты. Для понижения воздействия производственного шума на сотрудников предусмотрено проектом расположение групповых щитов управления (ГрЩУ) за зву-

коизолирующими стенами, а для работающих непосредственно в цехе предусмотрены средства индивидуальной защиты (беруши, наушники)

Для пожарной безопасности предусмотрены эвакуационные выходы для персонала, внутренний и наружные водопроводы пожарной воды, первичные и вторичные средства пожаротушения, противопожарные лафетные установки пожаротушения цеха – с целью охлаждения строительных конструкций котлотурбинного цеха. Для защиты от пониженных температур в зимний отопительный период, у всех выходов из помещений смонтированы и эксплуатируются отопительные вентиляционные установки.

Для защиты от вредных веществ и их воздействий на работников, предусмотрены средства коллективной защиты - вытяжная и общая вентиляции.

### 6.3 Анализ и устранение потенциальных опасностей и вредностей технологического процесса.

При ремонтах и текущей эксплуатации теплоэнергетического оборудования могут возникнуть определенные опасные ситуации:

- тепловые ожоги;
- воздействие шума и вибрации;
- поражение электрическим током высокого напряжения;
- захват спецодежды работников подвижными частями оборудования, ранения об остrokонечный рабочий инструмент и т.п.

Для исключения вышеперечисленных ситуаций к персоналу станции возлагаются обязанности беспрекословно соблюдать требования инструкций по охране труда и правилам техники безопасности. С персоналом должны регулярно проводиться занятия и тренировки с периодическим контролем знаний требований инструкции по охране труда и правил техники безопасности.

#### 6.3.1 Опасность поражения электрическим током

Котельное отделение котлотурбинного цеха ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск», согласно Правилам устройства электроустановок, относится к помещению с повышенной опасностью с рабочим напряжением электрического тока от 0,4 до 6 кВ. Для защиты от поражения электрическим током предусматривается ГОСТ Р 50571.3-2009 «Требования по обеспечению безопасности. Общие требования по применению мер защиты от поражения электрическим током», ПУЭ;

- рабочая изоляция;
- недоступность токоведущих частей (используются ограждающие средства - кожух, корпус, электрический шкаф, использование блочных схем и т.д.);
- блокировки безопасности (механические, электрические);
- малое напряжение: для локальных светильников (36 В), для особо-опасных помещений и вне помещений; 12 В используется во взрывоопасных помещениях;
- предупредительная сигнализация, знаки и плакаты безопасности;
- меры ориентации (использование маркировок отдельных частей электрического оборудования, надписи, предупредительные знаки, разноцветная изоляция, световая сигнализация);
- индивидуальные средства защиты;
- защитное заземление (применяют в установках до 1 кВ и более переменного тока с изолированной нейтралью или изолированным выводом однофазного тока, а также в электроустановках постоянного тока с изолированной средней точкой при повышенных требованиях безопасности);
- зануление (применяют в электроустановках до 1 кВ с глухозаземлённой нейтралью или глухозаземлённым выводом источника однофазного тока, а также глухозаземлённой средней точкой в трёхпроводных сетях постоянного тока).

К общей системе заземления подключают все металлические нетоковедущие части оборудования, которые могут оказаться под напряжением вследствие замыкания, на корпус.

### 6.3.2 Опасность атмосферного электричества

Котельное отделение котлотурбинного цеха расположено в умеренном районе по интенсивности грозовой деятельности (с пиком грозовой активности в июле месяце).

Опасность поражения молнией помещений и сооружений заключается:

- в первичном проявлении, т.е. прямом ударе молнии;
- во вторичном проявлении, т.е. электростатической и электромагнитной индукции (возникновения разности потенциалов и искрения на металлических конструкциях, оборудовании, трубопроводах и т.д.);

- в заносе высокого потенциала по проводам линий электропередач, токопроводящим коммуникациям, рельсам и др.

Мероприятия по защите от молний определяются Указаниями по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений. Здание котельного отделения котлотурбинного цеха относится ко второй категории, защита осуществляется как отдельно стоящими молниеотводами, так и молниеотводами, устанавливаемыми на защищаемых объектах.

### 6.3.3 Поля электромагнитные, электричество статическое

К источникам электромагнитных излучений на производстве относятся линии электропередач, трансформаторы, устройства защиты и автоматики и др.

Перечисленные источники излучения обладают определенной массой и количеством движения, распространяются со скоростью света, заряжая частицы воздуха, при воздействии на человека оказывают отрицательное влияние в виде нагрева, поляризации, ионизации клеток человека.

Предельно допустимые уровни магнитных полей регламентируют СанПиН 1.2.3685-21 "Электромагнитные поля в производственных условиях" в зависимости от времени пребывания персонала для условия общего и локального воздействия.

Предельно допустимые уровни (ПДУ) напряженности электрических полей регламентируют "СанПиН выполнения работ в условиях воздействия промышленной частоты электрических полей (50 Гц)" в зависимости от времени пребывания приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1– Предельно допустимые уровни магнитных полей

Время пребывания, час	Допустимые уровни МП, Н (А/м) / В (МК/л), При воздействии	
	Общем	Локальном
<= 1	1600/2000	6400/8000
2	800/1000	3200/4000
4	400/500	1600/2000
8	80/100	800/1000

Мероприятия по защите от воздействия электромагнитных полей:

- уменьшение составляющих напряженностей электрического и магнитного полей в зоне индукции, в зоне излучения - уменьшение плотности потока энергии, если позволяет данный технологический процесс или оборудование;
- защита временем (ограничение время пребывания в зоне источника электромагнитного поля);
- метод экранирования рабочего места или источника излучения электромагнитного поля;
- рациональная планировка рабочего места относительно истинного излучения электромагнитного поля;
- применение средств предупредительной сигнализации;
- применение средств индивидуальной защиты.

К природным источникам ионизирующих излучений относится космическое излучение, а также излучение от земли, почвы, горных пород, в том числе угля. Они оказывают на человека внешние и внутренние действия, заканчивающиеся изменением химического состава клетки, ее гибелью, образованием новообразований. При поражении крови возникает лейкоцитоз, при однократной эквивалентной дозе облучения в 80-120 бэр начинается лучевая болезнь, при 270-300 бэр летальный исход в 50% случаев.



Нормирование ионизирующих излучений производят в соответствии с санитарными правилами СанПиН 2.6.1.2523-09 дифференцированно, для различных категорий облучаемых лиц:

- категория А - лица, непосредственно, работающие с источником;
- категория Б - лица, работающие периодически или находящиеся рядом;
- категория В - все остальное население.

К средствам защиты относятся:

- метод защиты количеством, т.е. по возможности снижение нормы дозы облучения;
- защита временем, т.е. ограничение времени облучения;
- защита расстоянием.

#### 6.3.4 Опасность травмирования вращающимися частями механизмов

При эксплуатации узлов и деталей (валов, муфт, осей, шестерен) различных машин и механизмов возможно травмирование человека движущимися частями этих механизмов. Причины разнообразны: выход движущихся частей за установленные пределы, биение или неправильная установка узлов, динамическая перегрузка механизмов, несоблюдение инструкций по эксплуатации, или нарушение правил техники безопасности. К таковым механизмам на ТЭЦ относятся: вращающиеся муфты электродвигателей, привода и исполнительные механизмы, и другое оборудование. Для исключения травмирования и возможности случайного попадания человека в опасную зону устанавливаются ограждения, предохранительные устройства, различные блокировки и сигнализации ГОСТ 12.3.062-81 «Производственное оборудование. Защитное ограждение», ГОСТ 12.4.002-2014.

#### 6.3.5 Тепловое излучение и возможность получения термического ожога

В котельном отделении котлотурбинного цеха ТЭЦ в результате производственного процесса существует возможность получения теплового излучения от обмуровки котлов, трубопроводов и турбоагрегатов.

В соответствии с СанПиН 1.2.3685-21 интенсивность облучения ( $E_0$ ) должно быть меньше или равно  $140 \text{ Вт/м}^2$ . На рабочих местах, связанных с выделением тепла, предусматривается ГОСТ 12.4.123-83:

- теплозащитные экраны в районе мест, где наблюдается сильное выделение тепла;
- сигнальная окраска трубопроводов (соответствует правилам устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды);
- тепловая изоляция (температура наружной поверхности не более  $40 \text{ }^\circ\text{C}$ );
- воздушное душирование;
- спецодежда в соответствии с нормами;
- вентиляция.

## 6.4 Производственная санитария

### 6.4.1 Микроклимат

Помещение котельного отделения котлотурбинного цеха ТЭЦ характеризуется:

- повышенной температурой;
- наличием теплового излучения;
- повышенной относительной влажностью.

Требования к микроклимату производственных помещений регламентируют санитарные правила и нормы СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания".

Для создания удовлетворительных условий работы в котельном отделении котлотурбинного цеха ТЭЦ используется:

- вентиляция естественная;
- вентиляция искусственная (приточно-вытяжная), в которых воздух увлажняется, в соответствии с СП 60.13330.2020 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха".

Отопление цеха в зимнее время года осуществляется калориферами. Для предотвращения термического ожога применяется тепловая изоляция. На групповых щитах управления предусмотрено содержание допустимых показателей микроклимата. Перепады температур воздуха на ГрЩУ (групповой щит управления) в течение смены не должны превышать 21 °С и не выходить за пределы допустимых величин. Это достигается кондиционированием помещения ГрЩУ, в соответствии со СП 60.13330.2020.

Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне представлены в таблице 6.3, допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне - в таблице 6.4. Интегральный показатель тепловой нагрузки представлен в таблице 6.5.

Таблица 6.3 - Оптимальные показатели микроклимата в рабочей зоне котельного отделения котлотурбинного цеха ТЭЦ

Сезон года	Категория работ	Температура поверхности, °С	Температура воздуха, °С	Относительная влажность, %	Скорость воздуха, м/с
Зимний	Па	18-22	19-21	40-60	0,2
Летний	Па	19-23	20-22	40-60	0,2

Таблица 6.4 - Допустимые показатели параметров микроклимата на рабочих местах котельного отделения котлотурбинного цеха ТЭЦ

Сезон года	Категория работ	Температура поверхности, °С	Температура воздуха, °С		Относительная влажность воздуха, %	Скорость воздуха, м/с	
			Диапазон ниже оптим. величин	Диапазон выше оптим. величин		Диапазон ниже оптим. величин	Диапазон выше оптим. величин
Зимний	Па	16-24	17-18,9	21,1-23	15-75	0,1	0,3
Летний	Па	17-28	18-19,9	22,1-27	15-75	0,1	0,4

Таблица 6.5 – Рекомендуемые величины тепловой нагрузки среды для профилактики перегрева организма

Категория работ по уровню энергозатрат	Величина показателя
IIa (175 – 232 Вт)	20,5 – 25,1

#### 6.4.2 Выделение вредных веществ

Источником выделения вредных веществ в котельном отделении котло-турбинного цеха ТЭЦ являются:

- котлоагрегат;
- мельницы;
- химическая промывка.

Для защиты от вышеперечисленных воздействия вредных веществ предусматривается:

- автоматизация и механизация процессов, сопровождающихся выделением вредных веществ;
- герметизация оборудования;
- местная вытяжная вентиляция и общая вентиляция (СП 60.13330.2020);
- средства индивидуальной защиты (респираторы).

Токсикологические характеристики вредных веществ (СанПиН 1.2.3685-21), выделяемых в котельном цехе, приведены в таблице 6.6

Таблица 6.6 – Токсикологические характеристики вредных веществ

Наименование	Агрегатное состояние	Характер воздействия на человека	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
NO <sub>2</sub>	Пар бурого цвета	Вызывает кашель, раздражение	2	3
CO	Бесцветный газ с слабым выраженным запахом	Оказывает воздействие на дыхательные пути	20	4
SO <sub>2</sub>	Бесцветный газ с выраженным запахом	Вызывает раздражение дыхательных путей	10	3
Угольная пыль	Аэрозоль	Оказывает воздействие на дыхательные пути	20	4

Мероприятия по обеспечению безопасности труда при контакте с вредными веществами должны предусматривать:

- применение прогрессивной технологии производства (замкнутый цикл, автоматизация, комплексная механизация, дистанционное управление, непрерывность процессов производства, автоматический контроль процессов и операций), исключающей контакт человека с вредными веществами;
- правильную эксплуатацию санитарно-технического оборудования и устройств (отопления, вентиляции, водопровода, канализации);
- применение специальных систем по улавливанию и утилизации абгазов, рекуперацию вредных веществ и очистку от них технологических выбросов, нейтрализацию отходов производства, промывных и сточных вод;
- применение средств дегазации, активных и пассивных средств взрывозащиты и взрывоподавления;
- контроль за содержанием вредных веществ в воздухе рабочей зоны;
- применение средств индивидуальной защиты работающих;
- специальную подготовку и инструктаж обслуживающего персонала.

#### 6.4.3 Освещение

Для безопасной работы в котельном отделении котлотурбинного цеха ТЭЦ предусматривается совмещённое освещение в соответствии со СП 52.13330.2016 (Свод правил: естественное и искусственное освещение):

- естественное освещение (система боковая);
- искусственное (система комбинированная); источники и светильники: лампы накаливания, лампы светодиодные.

Виды освещения делятся:

- рабочее, для освещения помещения в соответствии с характером выполняемых работ;
- аварийное, для продолжения работ при отключении рабочего освещения (питание от независимого источника энергии, аккумуляторных батарей);

- эвакуационное (по основным проходам и лестничным клеткам);
- дежурное.

Предусмотренное совмещённое освещение обеспечивает параметры освещения в соответствии с нормами, представленными в таблице 6.7:

Таблица 6.7 - Нормы освещения по СП 52.13330.2016 «СП: естественное и искусственное освещение»

Наименование помещения	Характер работы	Нормируемое значение КЕО, %		Нормируемая освещённость при искусственном освещении, Лк		Тип светильника, источник света.
		При верхнем или комбинированном освещении	При боковом освещении	При системе комбинированного освещения	При системе общего освещения	
Помещение цеха	Наблюдение за произв. процессом (8 разряд зрительных работ)	0,7	0,2	-	75	ЛЛ: ЛТВ, ЛБ, 740, 745, КБЛ, СБ
ГрЩУ	Наблюдение за измерениями, приборами (3 разряд зрительных работ)	3,0	1,2	750	300	ЛЛ: ЛЕП, 850, 855, МТЛ, СБ

#### 6.4.4 Шум, вибрация

Источником производственного шума и вибрации в котельном отделении котлотурбинного цеха ТЭЦ являются котлоагрегаты, дутьевые вентиляторы, дымососы, трубопроводы, мельницы, насосы. В соответствии с СП 51.13330.2011 и ГОСТ 12.1.003-2014 допустимые уровни звукового давления сведём в таблицу 6.8

Таблица 6.8 – Допустимые предельные уровни звукового давления для рабочих мест в производственном помещении котельного цеха по СП 51.13330.2011

Назначение помещений	Уровни звукового давления, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Дб, Гц									Уровни звука и экв. уровни звука, Дб	Максимальный уровень звука, Дб
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
1. Рабочие помещения диспетчерских служб, кабины дистанционного управления с речевой связью по телефону, участки точной сборки, теле-фонные и телеграфные станции, залы обработки информации на ПВМ.	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65	75
2. Помещения с постоянными рабочими местами производственных предприятий, территории предприятий с постоянными рабочими местами.	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80	95

Для защиты от шума по ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданиях и на территории жилой застройки» предусматриваем:

- звукоизоляцию;
- звукопоглощающую облицовку;
- индивидуальные средства защиты.

Двойные стены или перегородки проектируем с жесткой связью между элементами по контуру или в отдельных точках. Величина промежутка между элементами конструкций должна быть не менее 4 см.

Звукоизолирующие кабины применяем в промышленных цехах и на территориях, где допустимые уровни превышены, для защиты от шума рабочих и обслуживающего персонала. В звукоизолирующих располагаем пульта контроля и

управления технологическими процессами и оборудованием, рабочие места мастеров и начальников цехов.

Звукопоглощающие конструкции (подвесные потолки, облицовка стен, кулисные и штучные поглотители) применяем для снижения уровней шума на рабочих местах и в зонах постоянного пребывания людей в производственных и общественных зданиях. Площадь звукопоглощающих облицовок и количество штучных поглотителей определяем расчетом.

Штучные поглотители применяем, если облицовок недостаточно для получения требуемого снижения шума, а также вместо звукопоглощающего подвесного потолка, когда его устройство невозможно или малоэффективно (большая высота производственного помещения, наличие мостовых кранов, наличие световых и аэрационных фонарей).

Экраны следует применять для снижения уровней звукового давления на рабочих местах в зоне действия прямого звука и в промежуточной зоне. Устанавливать экраны следует по возможности ближе к источнику шума.

Вибрация возникает при работе машин и механизмов с вибрационно-поступательным движением деталей, неуравновешенными вращающимися массами.

Вибрация, воздействующая на человека, нормируется отдельно для каждого установленного направления в каждой октавной полосе по СанПиН 1.2.3685-21 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий». Зависимость вибрации на рабочем месте от частоты представлены в таблице 6.9.



Таблица 6.9 – Нормы общей вибрации на рабочем месте в среднегеометрических частотах (СанПиН 1.2.3685-21)

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям $X_o, Y_o, Z_o$	
	виброускорения	
	$m/c^2$	дБ
2,0	0,14	103
4,0	0,10	100
8,0	0,10	100
16,0	0,20	106
31,5	0,40	112
63,0	0,79	118
Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни	0,10	100

Устранение вредного воздействия вибрации на человека в производственных условиях, в соответствии с ГОСТ 12.1.012-2004.ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования», достигаются путём применения:

- виброизоляции;
- вибродемпфирования;
- средств индивидуальной защиты.

#### 6.4.5 Обеспечение безопасной работы технических устройств, работающих под давлением

Безопасная работа технических устройств, работающих под давлением (СРД), обеспечивается комплексом организационно-технических мероприятий, включающих в себя: конструкция сосудов, применяемые материалы и технологии, в том числе и при ремонтных работах, обеспечивают конструктивную прочность сосудов. Эксплуатация технических устройств ведется в строгом соответствии с требованиями ФНП «Правил промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» №536 от 15.12.2020. Персонал, занятый обслуживанием технических устройств, должен быть обучен и аттестован.

Результаты технического освидетельствования записывают в паспорт технического устройства, с указанием рекомендуемых значений параметров эксплуатации и сроков следующих освидетельствований. Если при освидетельствовании обнаружены дефекты, снижающие прочность технического устройства, то возможно разрешить его эксплуатацию при пониженных параметрах (давление, температура), подтверждённых соответствующим расчетом на прочность. При выявлении повреждений, причины и последствия которых установить невозможно, необходимо проведение специальных исследований или заключение экспертных организаций.

Таблица 6.10 – Периодичность технического освидетельствования технических устройств, регистрируемых в органах Ростехнадзора

Скорость коррозии, мм/год	Периодичность освидетельствования	
	Ответственный на предприятии (наружный и внутренний осмотр) Наружный и внутренний осмотр	Гидравлическое испытание пробным давлением
Не более 0,1	4 года	8 лет
Более 0,1	4 года	8 лет
Регенеративные подогреватели	После двух капитальных ремонтов, но не реже одного раза в 12 лет	

Испытания проводятся на прочность и герметичность, первый этап при сборке - различные методы изотопной дефектоскопии, второй этап - гидравлические испытания (готовое изделие).

Цельнолитое техническое устройство выдерживают под избыточным давлением на 50% больше рабочего давления в течение не менее 60 минут. Для основных сосудов - выдержка при давлении на 25% больше рабочего давления и в течение 10-60 минут.

Техническое устройство считается прошедшим гидравлические испытания, если не обнаружено:

- течи, трещин, слезок, потения в сварных соединениях и на основном металле;

- течи в разъемных соединениях;

- видимых деформаций, падение давления по манометру.

Внеочередное освидетельствование технических устройств, находящихся в эксплуатации, проводят в следующих случаях:

- если сосуд был демонтирован и установлен на новом месте;

- после аварии сосуда или элементов;

- если проведены ремонтные работы технического устройства с применением пайки, сварки;

- по требованию инспектора РТН;

- если сосуд не эксплуатировался более 12 месяцев.

## 6.5 Предупреждение аварийных ситуаций

### 6.5.1 Предупреждение аварий и взрывов технологического оборудования

Для предупреждения аварий и взрывов технологического оборудования необходимо исключить: тепловые и механические перегрузки оборудования (парогенераторов и турбин); нарушение режима работы оборудования; неисправности контрольно-измерительных приборов и средств диспетчеризации технологического управления. Данный технологический процесс производства электроэнергии и тепловой энергии должен вестись в строгом соответствии: с ПТЭ электростанций и сетей; ФНП «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением»; ПТБ при эксплуатации тепломеханического оборудования электрических станций и тепловых сетей - РД 34.03.201-97.

### 6.5.2 Обеспечение взрывопожарной безопасности

Категория помещения по пожарной опасности (ФЗ №123) - Г. Котельное отделение котлотурбинного цеха ТЭЦ относится ко II степени огнестойкости. Максимальные пределы огнестойкости конструкций для II класса огнестойкости представлены в таблице 6.11:

Таблица 6.11 - Максимальные пределы огнестойкости конструкций

Степень огнестойкости здания	Максимальные пределы огнестойкости конструкций, (минут)					
	Несущие элементы	Наружные стены	Перекрытия	Перекрытия безчердачные	Лестничные	
					Площадки, стены	Марши лестниц
II	R 90	E 15	REI 45	RE 15	REI 90	R 60

Угольная пыль может явиться источником возникновения пожара. Характеристики угольной пыли приведены в таблице 6.12

Таблица 6.12 – Пожароопасные свойства веществ

Наименование вещества	Агрегатное состояние	Плотность г/м <sup>3</sup>	Нижний концентрационный предел воспламенения, г/м <sup>3</sup>	Верхний концентрационный предел воспламенения, г/м <sup>3</sup>	Температура самовоспламенения, °С
Угольная пыль	Аэрозоль	890	80	–	370

На тепловых электростанциях, согласно «Правил противопожарного режима в Российской Федерации» (постановление правительства РФ №1479 от 16.09.2020), для пожарной безопасности необходимо выполнять:

а) запрещается проводить монтаж или ремонт оборудования в помещении при неработающей вентиляции;

б) при подаче топлива должны работать все средства обеспыливания, находящиеся на тракте топливоподачи, а также устройства по улавливанию металла, щепы и других посторонних включений из топлива;

в) на тракте топливоподачи регулярно проводится контроль и своевременно выполняется текущий ремонт и техническое обслуживание для предотвращения скопления пыли;

г) в помещениях тракта топливоподачи необходимо соблюдать чистоту, регулярно проводить уборку с удалением пыли со всех мест ее скопления. Уборка проводится по утвержденному графику в зависимости от типа твердого топлива, его склонности к окислению и запыленности помещений. Пыль убирается гидросмывом или механизированным способом. При необходимости в отдельных местах ручной уборки эти работы допускается проводить только после увлажнения пыли распыленной водой;

д) на кабельных трассах, идущих по тракту топливоподачи, необходимо следить за наличием просвета между кабелями для уменьшения скопления пыли;

е) при загрузке конвейерных лент не должно быть падений, просыпания топлива, его следует убирать в течение рабочей смены. Не допускается скопление топлива под нижней ниткой конвейерных лент;

ж) не разрешается, кроме аварийных ситуаций, осуществлять остановку конвейеров, нагруженных топливом. В случае аварийной остановки конвейерные ленты освобождаются (разгружаются) от топлива в возможно короткий срок;

з) при переходе электростанции на длительное сжигание газа или мазута и перед капитальным ремонтом соответствующего оборудования производится полное опорожнение бункеров сырого топлива;

и) перед проведением вулканизационных работ на конвейере необходимо очистить от пыли участок не менее 10 метров вдоль ленты (при необходимости выполнить гидроуборку), огородить его щитами из негорючих материалов и обеспечить первичными средствами пожаротушения;

к) запрещается в помещениях и коридорах закрытых распределительных устройств и подстанций устраивать кладовые, не относящиеся к распределительному устройству, а также хранить электротехническое оборудование, запасные части, емкости с горючими жидкостями и баллоны с различными газами;

л) в случае попадания масла на теплоизоляцию горячих поверхностей необходимо немедленно очистить ее (горячей водой или паром), а в случае глубокой пропитки изоляции следует заменить участок теплоизоляции;

м) поддоны под маслonaполненным оборудованием для сбора возможных протечек масла должны находиться в исправном состоянии, проходимость трубопроводов организованного отвода масла в сборный бак должна проверяться в период ремонтов. Запрещается для сбора протечек масла из уплотнений и сальников на оборудовании укладывать тряпки и ветошь, а также использовать временные лотки и противни.

В кабельных сооружениях:

а) не реже чем через 60 метров устанавливаются указатели ближайшего выхода;

б) на дверях секционных перегородок наносятся указатели (схема) движения до ближайшего выхода. У выходных люков из кабельных сооружений устанавливаются лестницы так, чтобы они не мешали проходу по тоннелю (этажу);

в) запрещается прокладка бронированных кабелей внутри помещений без снятия горючего джутового покрова;

г) при эксплуатации кабельных сооружений двери секционных перегородок фиксируются в закрытом положении;

д) запрещается при проведении реконструкции или ремонта применять кабели с горючей изоляцией;

е) запрещается в помещениях подпитывающих устройств маслonaполненных кабелей хранить горючие и другие материалы, не относящиеся к этой установке;

ж) кабельные каналы и двойные полы в распределительных устройствах и других помещениях необходимо перекрывать съемными плитами из негорючих материалов. Съемные плиты должны иметь приспособления для быстрого их подъема вручную;

з) при реконструкции и ремонте прокладка через кабельные сооружения каких-либо транзитных коммуникаций и шинопроводов не разрешается;

и) при эксплуатации кабельных сооружений огнезащитные кабельные покрытия и кабельные проходки не должны иметь видимые повреждения (отслоения, вздутия, сколы, растрескивания и др.). При обнаружении таких мест принимаются меры по их ремонту и восстановлению;

к) запрещается эксплуатация кабельных сооружений после прокладки дополнительных кабельных линий без восстановления требуемых нормируемых пределов огнестойкости проходок в местах прохождения кабеля через строительные конструкции.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках данного дипломного проекта был выполнен расчет по проекту реконструкции ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск» - расширения котельного отделения котлотурбинного цеха ТЭЦ. Расширение состоит в установке котла БКЗ 500-140. В качестве топлива используется Ирша – Бородинский уголь.

Данный проект включает в себя следующие разделы:

- техническое обоснование проекта расширения котельного отделения котлотурбинного цеха ТЭЦ;
- описание основного, вспомогательного оборудования ТЭЦ и используемого топлива;
- тепловой расчет котлоагрегата;
- аэродинамический расчёт котлоагрегата;
- в данном дипломном проекте также был рассмотрен вопрос о природоохранных мероприятиях; были рассчитаны выбросы в атмосферу;
- «Безопасность расширяемого объекта».

В результате реализации данного проекта будет на 100% решена проблема дефицита пара на ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск», что позволит производить длительные капитальные и текущие ремонты существующих котлоагрегатов. Также установка котла БКЗ-500-140 позволит компенсировать снижение паровой нагрузки на котлах в результате зашлаковки поверхностей нагрева.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ


1. Данные ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск»
2. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник /Под ред. В. А. Григорьева и В. М. Зорина. – М.: Энергоатомиздат, 1982.
3. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций. – М.: Минэнерго СССР, 1981.
4. Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергоатомиздат, 1967.
5. Цыганок А. П. Тепловые и атомные электрические станции: Учеб. пособие: В 2 ч. Ч. 2. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2000. 123 с.
6. Цыганок А. П., Михайленко С. А. Проектирование тепловых электрических станций: Учеб. пособие. – Красноярск, КрПИ, 1991.
7. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод)/ Под ред. Н. В. Кузнецова и др. – М.: Энергия, 1973.
8. Расчет содержания вредных веществ в дымовых газах при проектировании котлов и энергетических установок: Методическое указание к дипломному проектированию для студентов специальностей 1005 – Тепловые электрические станции, 1007 – Промышленная теплоэнергетика/Сост. С. М. Куликов, Е. А. Бойко; КГТУ. Красноярск, 1995. 32 с.
9. Смирнов А. Д., Антипов К. М. Справочная книжка энергетика. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
10. Емелина, З.Г. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие / З.Г. Емелина, Д.Г. Емелин. - Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2000. – 183 с.
11. Финоченко, В.А. Выполнение экономической части дипломных проектов: Методические указания / В.А Финоченко. - Красноярск: ИПЦ КГТУ, 1987.- 36 с.
12. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 640 с.

13. Справочное пособие теплоэнергетика электрических станций / Сост. А.М. Леонков, Н.П. Волков, Б.В. Яковлев и др. – Минск: Беларусь, 1974. – 368 с.
14. Ривкин, С.Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара: Справочник / С.Л. Ривкин, А.А. Александров. - М.: Энергоатомиздат, 1984.
15. Федорович Л.А., Рыков А.П. Выбор тепломеханического оборудования ТЭС. Учебное пособие по курсу “ТЭС и АЭС”/под ред. А. И. Абрамова. – М: Издательство МЭИ, 1999. – 48с.
16. Елизаров Д. П. Теплоэнергетические установки электростанций: Учебник для вузов – 2е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоиздат, 1982. – 264с.
17. Шатиль А.А. Топочные процессы и устройства. Санкт-Петербург НПОЦКТИ, 1997.
18. Тепловой расчет котлов, нормативный метод. Под редакцией Н.В. Кузнецова и др. М. «Энергия» 1973.
19. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".
20. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»
21. Правила противопожарного режима в Российской Федерации, Постановление Правительства Российской Федерации от 16.09.2020 N 1479.
22. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением», Ростехнадзор: Приказ от 15.12.2020 г. №536.

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

Политехнический  
институт  
Теплотехники и гидрогазодинамики  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

  
В.А. Кулагин  
подпись      инициалы, фамилия  
«23» июня 2022 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Проект реконструкции ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск» - расширение  
котельного отделения котлотурбинного цеха ТЭЦ

тема

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 ТТиГД, кандидат техн.наук  
должность, ученая степень


А.Ю. Радзюк  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

В.А. Гудель  
инициалы, фамилия

Рецензент

  
подпись, дата

Главный инженер ТЭЦ  
АО «РУСАЛ Ачинск»  
должность, ученая степень

Э.Н. Поплёвко  
инициалы, фамилия

Красноярск 2022