

Отчет о проверке на заимствования №1

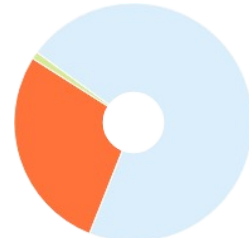
Автор: Аубакирова Майя Коныскалиевна m.aubakirova@aes.kz / ID: 18
Проверяющий: Аубакирова Майя Коныскалиевна (m.aubakirova@aes.kz / ID: 18)
Организация: Алматинский Университет Энергетики и Связи
 Отчет предоставлен сервисом «Антиплагиат» - <http://aes.antiplagiat.ru>

ИНФОРМАЦИЯ О ДОКУМЕНТЕ

№ документа: 764
 Начало загрузки: 18.06.2018 15:49:10
 Длительность загрузки: 00:00:25
 Имя исходного файла: Проект модернизации тепловой схемы паротурбинной установки с турбиной Т-110_120-130
 Размер текста: 3401 кБ
 Тип документа: Магистерская диссертация
 Символов в тексте: 75877
 Слов в тексте: 8191
 Число предложений: 313

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОТЧЕТЕ

Последний готовый отчет (ред.)
 Начало проверки: 18.06.2018 15:49:36
 Длительность проверки: 00:00:18
 Комментарии: не указано
 Модули поиска: Кольцо вузов, Модуль поиска общепотребительных выражений, Модуль поиска перефразирований Интернет, Модуль поиска Интернет, Цитирование, Коллекция РГБ, Сводная коллекция ЭБС, Модуль поиска "АУЭС"



ЗАИМСТВОВАНИЯ	ЦИТИРОВАНИЯ	ОРИГИНАЛЬНОСТЬ
28,14%	0,22%	71,64%

Заимствования — доля всех найденных текстовых пересечений, за исключением тех, которые система отнесла к цитированиям, по отношению к общему объему документа.
 Цитирования — доля текстовых пересечений, которые не являются авторскими, но система посчитала их использование корректным, по отношению к общему объему документа. Сюда относятся оформленные по ГОСТу цитаты; общепотребительные выражения; фрагменты текста, найденные в источниках из коллекций нормативно-правовой документации.
 Текстовое пересечение — фрагмент текста проверяемого документа, совпадающий или почти совпадающий с фрагментом текста источника.
 Источник — документ, проиндексированный в системе и содержащийся в модуле поиска, по которому проводится проверка.
 Оригинальность — доля фрагментов текста проверяемого документа, не обнаруженных ни в одном источнике, по которым шла проверка, по отношению к общему объему документа.
 Заимствования, цитирования и оригинальность являются отдельными показателями и в сумме дают 100%, что соответствует всему тексту проверяемого документа.
 Обращаем Ваше внимание, что система находит текстовые пересечения проверяемого документа с проиндексированными в системе текстовыми источниками. При этом система является вспомогательным инструментом, определение корректности и правомерности заимствований или цитирований, а также авторства текстовых фрагментов проверяемого документа остается в компетенции проверяющего.

№	Доля в отчете	Доля в тексте	Источник	Ссылка	Актуален на	Модуль поиска	Блоков в отчете	Блоков в тексте
[01]	1,44%	4,98%	Тепловой расчет котельного агрегата...	http://knowledge.allbest.ru	раньше 2011	Модуль поиска Интернет	53	191
[02]	2,55%	3,54%	Расчет энтальпий воздуха и продуктов...	http://poisk.ru.ru	07 Мая 2017	Модуль поиска Интернет	64	79
[03]	2,42%	3,03%	Тепловой расчет котельного агрегата...	http://knowledge.allbest.ru	08 Янв 2017	Модуль поиска перефразирований Интернет	11	14
[04]	1,62%	2,74%	Анализ работы ТЭЦ с турбиной ПТ-80-1...	http://revolution.allbest.ru	25 Авг 2017	Модуль поиска Интернет	20	43
[05]	1,64%	2,57%	ДП ТЭФ 14062016 Нургазинова НН.txt	не указано	14 Июн 2016	Модуль поиска "АУЭС"	40	64
[06]	2,07%	2,07%	Влияние природных силикатов-серпен...	http://elibrary.ru	02 Янв 2018	Модуль поиска перефразирований Интернет	8	8
[07]	0,76%	2,02%	Расчёт тепловой схемы теплофикацио...	http://vunivere.ru	29 Янв 2017	Модуль поиска перефразирований Интернет	2	5
[08]	1,46%	1,87%	Проектирование строительства Желез...	http://otherreferats.allbest.ru	29 Янв 2017	Модуль поиска перефразирований Интернет	3	4
[09]	1,78%	1,78%	natasha1	http://studfiles.ru	29 Янв 2017	Модуль поиска перефразирований Интернет	7	8
[10]	1,24%	1,67%	Сборник магистрантов Кибарин А А 26...	не указано	26 Фев 2018	Модуль поиска "АУЭС"	14	19
[11]	0,98%	1,57%	Тепловой расчет турбины Т-260/300-24...	http://bibliofond.ru	30 Янв 2017	Модуль поиска перефразирований Интернет	1	4
[12]	0%	1,54%	Тепловой расчет турбины Т-260/300-24...	http://bibliofond.ru	15 Июн 2014	Модуль поиска Интернет	0	13
[13]	0,35%	1,48%	Проектирование строительства Желез...	http://otherreferats.allbest.ru	раньше 2011	Модуль поиска Интернет	2	13
[14]	0,72%	1,37%	на тему- Расчет принципиальной тепл...	http://samzan.ru	07 Янв 2017	Модуль поиска Интернет	15	29
[15]	0,02%	1,23%	ДП140506 ТЭФ ru Матищев АМ.txt	не указано	05 Июн 2014	Модуль поиска "АУЭС"	1	18
[16]	0,17%	1,09%	ДП ТЭФ ТЭУ Марковский РВ 14062017.t...	не указано	14 Июн 2017	Модуль поиска "АУЭС"	2	10
[17]	0,4%	1,05%	Янов, Сергей Романович диссертация ...	http://dlib.rsl.ru	раньше 2011	Коллекция РГБ	13	23
[18]	0,26%	1,01%	Турбина Т-110 - Скачать Реферат - Реф...	http://skachatreferat.ru	30 Янв 2014	Модуль поиска Интернет	2	4

[19]	0,16%	0,97%	Полный текст диссертации	http://isem.irk.ru	30 Дек 2017	Модуль поиска Интернет	1	37
[20]	0,07%	0,97%	ТЭЦ на твердом топливе в условиях г.А. не указано		05 Июн 2018	Модуль поиска "АУЭС"	1	29
[21]	0,06%	0,93%	ДП_150612_Талдыбаев Ж_БТЭУ 11.txt не указано		12 Июн 2015	Модуль поиска "АУЭС"	1	13
[22]	0,4%	0,9%	Проверочный расчет парогенератора	http://knowledge.allbest.ru	раньше 2011	Модуль поиска Интернет	9	21
[23]	0,9%	0,9%	Расчет отсека ЦВД турбины К-500-240-... http://knowledge.allbest.ru		30 Янв 2017	Модуль поиска перефразирований Интернет	1	1
[24]	0%	0,83%	Котельные установки. Т. IV-18	http://biblioclub.ru	20 Апр 2016	Сводная коллекция ЭБС	0	18
[25]	0,02%	0,83%	790	http://e.lanbook.com	09 Мар 2016	Сводная коллекция ЭБС	2	18
[26]	0,45%	0,82%	Беднаржевский, Вячеслав Станиславов..	http://dlib.rsl.ru	раньше 2011	Коллекция РГБ	10	19
[27]	0,64%	0,81%	Диплом - Повышение энергоэффективн..	https://webkursovik.ru	20 Ноя 2017	Модуль поиска Интернет	6	8
[28]	0%	0,79%	ДП140406 ТЭФ ru Зайнуллин НТ.txt не указано		04 Июн 2014	Модуль поиска "АУЭС"	0	7
[29]	0,25%	0,78%	Шарапов В. И. Повышение эффективно..	http://venec.ulstu.ru	08 Янв 2017	Модуль поиска перефразирований Интернет	1	2
[30]	0%	0,75%	ДП ТЭФ ПТЭ Свайкулов М Г 31052017.txt не указано		31 Мая 2017	Модуль поиска "АУЭС"	0	5
[31]	0%	0,75%	ДП 152206 ТЭФ Николенко ИВ.txt не указано		22 Июн 2015	Модуль поиска "АУЭС"	0	6
[32]	0,33%	0,72%	Беднаржевский, Вячеслав Станиславов..	http://dlib.rsl.ru	раньше 2011	Коллекция РГБ	9	14
[33]	0,27%	0,7%	Орлов, Михаил Евгеньевич Повышени..	http://dlib.rsl.ru	19 Фев 2018	Коллекция РГБ	8	19
[34]	0,35%	0,66%	Паровой котел	http://revolution.allbest.ru	02 Сен 2017	Модуль поиска Интернет	5	10
[35]	0,41%	0,57%	Введение	http://studfiles.ru	18 Июл 2016	Модуль поиска Интернет	2	6
[36]	0,37%	0,56%	Дубовой, Вячеслав Сергеевич диссерт...	http://dlib.rsl.ru	раньше 2011	Коллекция РГБ	5	7
[37]	0,32%	0,56%	ДП ТЭФ ТЭУ Абдрашев Д А 14062017.txt не указано		14 Июн 2017	Модуль поиска "АУЭС"	6	11
[38]	0,29%	0,55%	Повышение эффективности действующ	http://tekhnosfera.com	21 Окт 2014	Модуль поиска Интернет	1	4
[39]	0,33%	0,55%	Повышение эффективности действующ	http://tekhnosfera.com	30 Янв 2017	Модуль поиска перефразирований Интернет	1	2
[40]	0,21%	0,54%	Агеев, Михаил Александрович диссерт...	http://dlib.rsl.ru	раньше 2011	Коллекция РГБ	1	3
[41]	0,05%	0,54%	Пономарева, Наталия Владимировна П.	http://dlib.rsl.ru	06 Окт 2010	Коллекция РГБ	1	5
[42]	0,07%	0,48%	Расчет объемов и энтальпий воздуха —	http://megaobuchalka.ru	23 Мар 2016	Модуль поиска Интернет	3	12
[43]	0,37%	0,46%	Рогалев, Андрей Николаевич диссериа...	http://dlib.rsl.ru	раньше 2011	Коллекция РГБ	11	14
[44]	0,44%	0,44%	Библиотека НЕФТЬ-ГАЗ: Предложения...	http://mash.oglib.ru	раньше 2011	Модуль поиска Интернет	2	2
[45]	0,19%	0,41%	В.И. Субботин ; Федер. агентство по об..	http://dlib.rsl.ru	15 Мая 2018	Коллекция РГБ	4	8
[46]	0,02%	0,4%	Васильев, Алексей Викторович диссер...	http://dlib.rsl.ru	раньше 2011	Коллекция РГБ	1	4
[47]	0%	0,4%	72261	http://e.lanbook.com	10 Мар 2016	Сводная коллекция ЭБС	0	14
[48]	0,07%	0,4%	Николаев, Юрий Евгеньевич диссериа...	http://dlib.rsl.ru	раньше 2011	Коллекция РГБ	2	7
[49]	0,16%	0,39%	Юрков, Дмитрий Александрович диссе..	http://dlib.rsl.ru	раньше 2011	Коллекция РГБ	3	6
[50]	0,24%	0,39%	Б. В. Яковлев Повышение эффективнос...	http://dlib.rsl.ru	17 Фев 2014	Коллекция РГБ	3	6
[51]	0,01%	0,36%	Зимин, Артём Павлович Совершенств...	http://dlib.rsl.ru	19 Фев 2018	Коллекция РГБ	1	7
[52]	0%	0,26%	72255	http://e.lanbook.com	10 Мар 2016	Сводная коллекция ЭБС	0	6
[53]	0,24%	0,26%	Коган, Семен Викторович диссертация..	http://dlib.rsl.ru	раньше 2011	Коллекция РГБ	3	4
[54]	0,09%	0,22%	Теплообменные аппараты ТЭС. В 2 кн....	http://studentlibrary.ru	27 Ноя 2017	Сводная коллекция ЭБС	2	3
[55]	0,05%	0,21%	Проект парового котла Е-230-13,8-555 н.	http://elib2.altstu.ru	26 Ноя 2016	Модуль поиска Интернет	1	4
[56]	0,16%	0,16%	Энергосбережение в теплоэнергетике...	http://biblioclub.ru	20 Апр 2016	Сводная коллекция ЭБС	3	3
[57]	0%	0,15%	Теплоэнергетика и теплотехника. Кн. 3..	http://studentlibrary.ru	27 Ноя 2017	Сводная коллекция ЭБС	0	3

[58]	0%	0,15%	Повышение эффективности систем теп.	http://biblioclub.ru	20 Апр 2016	Сводная коллекция ЭБС	0	3
[59]	0,03%	0,15%	50681	http://e.lanbook.com	раньше 2011	Сводная коллекция ЭБС	1	3
[60]	0%	0,14%	Шарапов В. И. Повышение эффективно.	http://venec.ulstu.ru	раньше 2011	Модуль поиска Интернет	0	1
[61]	0,03%	0,14%	Вестник Иркутского Государственного..	http://bibliorossica.com	26 Мая 2016	Сводная коллекция ЭБС	1	2
[62]	0,09%	0,14%	В. И. Субботин ; Федер. агентство по об.	http://dlib.rsl.ru	01 Апр 2018	Коллекция РГБ	1	2
[63]	0%	0,13%	Dissertation_Zimin_A.P.pdf	http://ispu.ru	23 Авг 2017	Модуль поиска Интернет	0	1
[64]	0%	0,11%	Сизов, Сергей Валентинович диссерт...	http://dlib.rsl.ru	раньше 2011	Коллекция РГБ	0	2
[65]	0%	0,11%	Кошелев, Степан Михайлович диссерт...	http://dlib.rsl.ru	раньше 2011	Коллекция РГБ	0	1
[66]	0%	0,11%	Ананьин, Василий Иванович диссерт.	http://dlib.rsl.ru	раньше 2011	Коллекция РГБ	0	1
[67]	0,11%	0,11%	Котельные установки и парогенерато...	http://cogeneration.ru	02 Авг 2017	Модуль поиска Интернет	2	2
[68]	0%	0,1%	Расчет тепловой схемы ПТУ ТЭЦ. Курсо.	http://bibliofond.ru	15 Июн 2014	Модуль поиска Интернет	0	3
[69]	0%	0,08%	Котельные установки и парогенерато...	http://studentlibrary.ru	27 Ноя 2017	Сводная коллекция ЭБС	0	1
[70]	0%	0,08%	Теплоэнергетика и теплотехника. Кн. 4..	http://studentlibrary.ru	27 Ноя 2017	Сводная коллекция ЭБС	0	1
[71]	0%	0,08%	233641	http://biblioclub.ru	раньше 2011	Сводная коллекция ЭБС	0	2
[72]	0%	0,06%	А. Н. Безгрешнов, Ю. М. Липов, Б. М. Ш..	http://dlib.rsl.ru	раньше 2011	Коллекция РГБ	0	1
[73]	0,22%	0%	не указано	не указано	раньше 2011	Модуль поиска общеупотребительных выражений	3	3

Текст документа

Аннотация

В магистерском проекте рассмотрена модернизация котла ТГМ-96 и тепловой схемы турбины Т-110/120-130, основанная на применении современных интенсифицированных теплообменных поверхностей в экономайзере.

Предложена модернизация конвективной поверхности экономайзера котла ТГМ-96 путем замены гладкостенных труб на более эффективные трубы с поперечно спиральным оребрением.

Произведен конструкторский расчет турбинного экономайзера и расчет после модернизации тепловой схемы турбоагрегата Т-110/120-130.

Аңдатпа

Магистрлік жобада экономайзерде қазіргі заманғы қарқындалатын жылу алмасу беттердің қолдануға негізделген ТГМ-96 қазандықты және Т-110/120-130 турбинаның жылулық сұлбасын жаңарту қарастырылған.

ТГМ-96 қазандық экономайзерінің конвективті беттерінің тегіс қабырғалы құбырларды көлденең шиыршықты қабырғалаған тиімді құбырларғы ауыстыру арқылы жаңғырту ұсынылған.

Турбиналық экономайзерінің конструкторлық есеп және Т-110/120-130 турбинаның жылулық сұлбасын жаңартудан есеп жүргізілген.

Abstract

In the master's project modernization of the boiler TGM-96 and the thermal scheme of the turbine T 110 / 120-130, based on the application of modern intensified heat exchange surfaces in the economizer, is considered.

The modernization of the convector surface of the economizer of the TGM-96 boiler is proposed by replacing smooth-walled pipes with more efficient pipes with transversely spiral ribbing.

The design calculation of the turbine economizer and the calculation after the modernization of the thermal scheme of the turbine T-110 / 120-130 have been made.

Содержание

Введение.....	6
---------------	---

1 Обоснование темы проекта.....	7
1.1 Обзор литературных источников и патентный поиск по теме проекта.....	7
1.2 Описание основного оборудования энергоблока.....	9
2 Теплотехнические расчеты.....	15
2.1 Расчет базового варианта котлоагрегата ТГМ-96.....	15
2.2 Расчет базовой тепловой схемы турбоагрегата Т-110/120-130.....	81
2.3 Расчет котельного агрегата ТГМ-96 с использованием предвключенного экономайзера.....	94
2.4 Расчет тепловой схемы турбоагрегата Т-110/120-130 с использованием предвключенного экономайзера.....	95
2.5 Конструкторский расчет предвключенного экономайзера.....	96
Заключение.....	103
Список литературы.....	104

7

Введение

Объектом исследования является энергоблок Т-100, состоящий из турбины Т-110/120-130 и котла ТГМ-96. Большие возможности повышения экономичности, надежности и экологичности [27] предприятий открывает модернизация действующих котлоагрегатов путем [27] интенсификации теплообмена в конвективных поверхностях нагрева и их рациональной компоновке. Установленное на них оборудование преимущественно выработало свой ресурс и уступает современному по причине значительного физического и морального износа.

Уменьшение объема инвестиций в промышленность, отсутствие у электростанций достаточной материальной базы и финансовых средств не позволяет осуществить техническое перевооружение. Поэтому особую актуальность приобретают вопросы модернизации действующего оборудования и технологий [39].

Актуальность работы в том, что повышение экономичности тепловых электростанций путем замены в котлах конвективных поверхностей нагрева на новые, более совершенные поверхности позволяет повышать КПД, паропроизводительность и эксплуатационную надежность котла; улучшать экологические показатели котла.

Целью работы является модернизация конвективной поверхности экономайзера котла ТГМ-96 путем замены гладкостенных труб на более эффективные трубы с поперечно спиральным оребрением, а также путем установки предвключенного экономайзера, т.е. включенного по питательной воде в схему регенерации паровой турбины.

Так экономайзер из таких труб занимает в газоходе котла почти вдвое меньше объем, чем гладкотрубный. В оставшийся объем газохода ставится В результате количество отбираемой от отходящих газов теплоты возрастает, за счет этого температура уходящих газов в котле снижается, а его КПД повышается. Нагрев части питательной воды в предвключенном экономайзере уменьшает расход пара через отборы турбины и, как следствие, выработку электроэнергии увеличивается.

8

1 Обоснование темы проекта

1.1 Обзор литературных источников и патентный поиск по теме проекта

Большие возможности повышения экономичности, надежности и экологичности [27] предприятий открывает модернизация действующих котлоагрегатов путем [27] интенсификации теплообмена в конвективных поверхностях нагрева и их рациональной компоновке [1; 2; 3, 4, 5, 6].

Как известно, конвективные поверхности нагрева представляют собой

громоздкую и дорогостоящую часть современных котлоагрегатов. **Повышение**

экономичности и надежности котлов в значительной мере определяется

возможностями размещения поверхностей нагрева. **27** Место для размещения

конвективных поверхностей в действующих котлоагрегатах, как правило,

ограничено стесненными габаритами конвективной шахты [4, 5].

С другой стороны, металл, из которого изготовлены хвостовые

поверхности, является более дешевым по сравнению с легированными

сталями пароперегревательных поверхностей, и поэтому замена хвостовых

поверхностей экономически более выгодна [3, 7].

Проведенные котлостроительными заводами работы по созданию и

освоению технологий для изготовления поверхностей нагрева из труб с

различными видами наружного приварного оребрения открывают широкие

возможности использования преимуществ таких поверхностей перед

гладкотрубными. Как известно, эти преимущества являются следствием более

высокой интенсивности теплообмена. Использование оребренных

поверхностей позволяет сократить общую длину труб поверхности нагрева,

уменьшить ее металлоемкость, габариты, гидравлические сопротивления,

повысить надежность работы котла [5, 6, 8]. Одновременно, развитые

поверхности позволяют значительно эффективнее, по сравнению с

гладкотрубными, использовать трехмерное пространство конвективной шахты

котла, что обеспечивает уменьшение габаритов или увеличение

тепловосприятия конвективного газохода [4].

Применение в котлах оребренных поверхностей нагрева вместо

отработавших свой ресурс гладкотрубных позволяет: повышать КПД,

паропроизводительность и эксплуатационную надежность котла; улучшать

экологические показатели котла; устранять выявленные при эксплуатации

недостатки и отклонения от проектных показателей; получать дополнительное

количество теплоты для различных технологических нужд, в т.ч. на отопление

и горячее водоснабжение [2, 3, 9].

Использование оребренных поверхностей нагрева при модернизации

действующих котельных установок рассматривается и в зарубежных

публикациях. [10, 11, 12].

Проведенный анализ научно-технической и патентной литературы

позволяет сделать вывод о целесообразности решения вопросов повышения

экономичности работы действующих котлоагрегатов путем применения

различных типов наружного оребрения в конвективных поверхностях нагрева.

Наиболее эффективными с точки зрения авторов [13, 14] являются

9

поверхности из труб с поперечным спирально-ленточным оребрением и с

продольным плавниковым оребрением. Производство таких поверхностей к

настоящему моменту хорошо освоено на Подольском машиностроительном

заводе (ЗИО) и Таганрогском котлостроительном заводе (ТКЗ).

При дефиците финансирования в энергетике на модернизацию и

реконструкцию оборудования, наиболее эффективными являются

малозатратные способы повышения энергетической эффективности станций.

Одним из таких способов является способ увеличения электрической

мощности за счет использования предвключенного экономайзера в тепловой

схеме котла [5, 17]. Впервые эти схемы были предложены на ОАО

«Подольский машиностроительный завод» и разрабатывались совместно с

сотрудниками кафедры «Теплоэнергетики» Саратовского Технического

Университета. Профессором А.И. Андрущенко показана термодинамическая

эффективность использования турбинных экономайзеров. А дальнейшая

работа ученых Саратовского Технического Университета и завода доказала

экономическую целесообразность различных схем включения турбинных

экономайзеров [3].

Суть способов заключается в том, что 73 параллельно регенеративному подогреву питательной воды в байпасирующую часть ПВД или ПНД параллельно включается предвключенный экономайзер, который размещается между ступенями воздухоподогревателей в тракте котла. Термодинамически наиболее эффективная точка включения турбинного экономайзера в регенеративную схему является деаэратор (). Но технически деаэратор байпасировать нельзя, так как он служит для деаэрации воды. Поэтому целесообразно байпасировать либо 1-ый ПВД, либо 4-ый ПНД. В работе был произведен патентный поиск по изобретениям с 1997 по 2017 год.

№ 2160369 20.01.1999 99101363/06. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БЛОК

ПОВЫШЕННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ [16]. 10 Энергетический блок

повышенной эффективности, 10 включающий паротурбинную установку с системой регенеративного подогрева питательной воды и котельную установку с размещенными последовательно по ходу дымовых газов основным котельным экономайзером, турбинным экономайзером и воздухоподогревателем, в котором вход котельного экономайзера по питательной воде основным трубопроводом с задвижкой подключен к выходу системы регенеративного подогрева - к выходу подогревателя высокого давления (ПВД), вход турбинного экономайзера по питательной воде байпасным трубопроводом с задвижкой подключен к системе регенеративного подогрева на ее промежуточном участке, преимущественно перед ПВД, а выход турбинного экономайзера промежуточным трубопроводом подключен на вход котельного экономайзера через концевой участок основного трубопровода питательной воды, отличающийся тем, что основной трубопровод питательной воды перед установленной на нем задвижкой и байпасный трубопровод после установленной на нем задвижки дополнительно соединены между собой трубопроводом-перемычкой с двумя установленными

10 на ней задвижками, между которыми включен греющий контур дополнительного газожидкостного теплообменника, нагреваемый контур которого через шибер подключен к воздушному тракту воздухоподогревателя на горячей стороне последнего и снабжен байпасным воздухопроводом с аналогичным шибером.

Вывод: в результате проведенного патентного поиска выбрано техническое решение [16], которое применим в данной работе. Кроме того примем к использованию в котле ТГМ-96 конвективные поверхности из труб с поперечным ленточным оребрением, устанавливаемые на место котлового водяного экономайзера первой и второй ступеней. При этом вторая ступень включена по нагреваемой воде в схему регенерации турбины Т-110/120-130 в байпас подогревателя высокого давления.

1.2 Описание основного оборудования энергоблока

Теплофикационная паровая турбина с отопительным отбором пара Т-110/120-130 производственного объединения «Турбомоторный завод» (ПО ТМЗ) номинальной мощностью 110 МВт с начальным давлением пара 12,8 18 МПа предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТВФ-120-2 с частотой вращения ротора 50 и отпуска тепла для нужд отопления.

Турбина Т-110/120-130 соответствует требованиям ГОСТ 3618-85, ГОСТ 24278-85 и ГОСТ 26948-86.

Турбина имеет два отопительных отбора пара - нижний и верхний, предназначенные для ступенчатого подогрева сетевой воды 7 18. Номинальные параметры турбоустановки приведены в таблице 1.1 [17].

Таблица 1.1 – Характеристика турбины Т-110/120-130

Наименование показателя Величина

Электрическая активная мощность

номинальная

максимальная

110МВт

120МВт

Номинальное давление свежего пара (абсолютное) 130кгс/см2

Номинальная температура свежего пара 555

Тепловая нагрузка

номинальная (суммарно по обоим отборам)

максимальная (при использовании тепла пара,

поступающего в конденсаторы для подогрева подпиточной

воды)

175Гкал/ч

184Гкал/ч

Расход острого пара

номинальный

максимальный 8

на конденсационном режиме при номинальной мощности 13

480 т/ч

485 т/ч

398 т/ч

Номинальный расход охлаждающей воды, проходящей через

конденсаторы (без ВПК)

16000 м3/ч

Номинальная температура охлаждающей воды на входе в 20 8

11

конденсаторы

Расчетное давление в конденсаторе на конденсационном

режиме при номинальной мощности

-0,943кгс/см2

При 8 ступенчатом подогреве сетевой воды паром двух отопительных

отборов регулирование поддерживает заданную температуру сетевой воды за

верхним сетевым подогревателем. При подогреве сетевой воды одним нижним

отопительным отбором температура сетевой воды поддерживается за нижним

сетевым подогревателем.

Номинальная суммарная тепловая нагрузка отопительных отборов

обеспечивается при номинальных параметрах свежего пара, номинальной

температуре охлаждающей воды на входе в конденсаторы, полностью

включенной регенерации, количестве воды, подогреваемой в ПВД, равном

100% расхода пара на турбину при работе турбоустановки по схеме со

ступенчатым подогревом сетевой воды в сетевых подогревателях и

минимальном количестве пара, поступающего в конденсаторы 11 .

Подогрев питательной воды осуществляется в регенеративной установке

(рисунок 1.1) до температуры 230 при номинальном расходе свежего пара.

Рисунок 1.1 – Принципиальная тепловая схема паротурбинной

установки Т-110/120-130

Максимальная мощность турбины 120 МВт достигается при отсутствии

нерегулируемых отборов сверх отборов на регенерацию; при величинах

отопительных отборов, определяемых по диаграмме режимов; на

конденсационном режиме. 13

Турбина может работать по тепловому графику с минимальным

пропуском пара в конденсаторы с конденсацией этого пара сетевой или 8

12

подпиточной водой, в том числе, сырой, подаваемой во встроенные пучки

конденсаторов. При этом тепло пара, поступающего в конденсаторы, используется для подогрева сетевой или подпиточной воды, и тепловая нагрузка турбины увеличивается до номинальной 8 .

Основное теплообменное оборудование турбоустановки Т-110/120-130 приведено в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование

Обозначение

в тепловой схеме типоразмер

Конденсатор К КГ 2-6200-Ш

Подогреватели низкого давления

ПНД-1 ПН-250-16-7-Шсв

ПНД-2 ПН-2 50-1 6-7-IVcb

ПНД-3 ПН-2 50-1 6-7-IVcb

ПНД-4 ПН-250-1 6-7-TVcb

Деаэратор Д ДП-500/120

Подогреватели высокого давления

ПВД-1 ПВ-450-230-25

ПВД-2 ПВ-450-230-35

ПВД-3 ПВ-450-230-50

Подогреватели сетевой воды

ПС-1 ПСГ-23 00-2-8

ПС-2 ПСГ-2300-3-8

Сальниковый подогреватель СП ПН-100-16-4

Эжектирующий подогреватель ЭП ЭП-3-2А

Маслоохладители — Встроены в маслобак

Конденсатный насос КН КСВ-320-160

Сливные (дренажные) насосы ДН КС-80-155

Питательные насосы ПН ПЭ-500-200

Котельный агрегат 23 ТГМ-96 с естественной циркуляцией (рисунок 1.2)

предназначен 5 для получения пара высокого давления при сжигании природного газа и высокосернистого и высокозольного мазута. Котел рассчитан на работу с низкими избытками воздуха . 10 Основные технические характеристики котельного агрегата 10 ТГМ-96 приведены в таблице 1.3 [18].

13

Рисунок 1.2 – Котельный агрегат ТГМ-96. 1 – топочная камера; 2 - газомазутная горелка; 3 – барабан; 4 – ширма; 5 – конвективная часть пароперегревателя; 6 – конденсационная установка для впрыскивающих пароохладителей; 7 – экономайзер; 8 – аппарат регенеративного воздухоподогревателя; 9 и 10 – 44 коробка для подачи и вывода воздуха из воздухоподогревателя; 11 – дробеуловитель; 12 – 44 выносной сепарационный циклон.

Таблица 1.3 – Основные характеристики котлоагрегата ТГМ-96

Наименование

Единицы

измерения

Значение

1 2 3

Тип котлоагрегата ТГМ-96

Номинальная производительность 480 10

Номинальное давление в барабане 159

Номинальное давление перегретого пара 140

Номинальная температура перегретого пара 560

Номинальная температура питательной воды 230

Номинальная

температура уходящих

газов

при сжигании газа 9 130

при сжигании мазута 153

14

Количество горелок 4

Номинальная

производительность

горелки

по газу 11000

по мазуту 10

Номинальное тепловое напряжение топки 190103

Объемы котлоагрегата

водяной 105

паровой 68

питательный 4,5

топочной камеры 1680

Коэффициент

полезного действия

при сжигании 10 мазута % 92,75 10

при сжигании газа % 93,85 10

Площадь

поверхностей нагрева

радиационного

пароперегревателя

240

потолочного

пароперегревателя

162

потолочно-настенного

пароперегревателя

108

настенного водяного

экономайзера

150

ширмового

пароперегревателя

869

конвективного

пароперегревателя

990

конвективного водяного

экономайзера

7280

«холодной» части

воздухоподогревателя

11686

«горячей» части

воздухоподогревателя

26337

Котельный агрегат имеет П-образную компоновку и состоит 61 из топочной

камеры, являющейся восходящим газоходом, и опускной конвективной шахты, 34

разделенной на два газохода. Переходной горизонтальный газоход практически отсутствует.

Топочная камера имеет призматическую форму и в плане представляет прямоугольник с размерами (по осям труб) 608014700 мм. 22 Стены топочной камеры 22 экранированы испарительными трубами 606 мм (сталь 20).

Фронтовой экран изготовлен из труб стали 12Х1МФ с шагом 64мм.

В поворотном газоходе размещен ширмовый пароперегреватель.

Потолок топочной и поворотной камер экранирован трубами потолочного пароперегревателя.

В опускной конвективной шахте расположен (последовательно по ходу газов) 49 конвективный пароперегреватель и водяной экономайзер. 49

На котле ТГМ-96 установлены регенеративные воздухоподогреватели

15
РВП-68Г в количестве двух штук.
Топочная камера котла ТГМ-96 имеет 4 газомазутные горелки, установленные в два яруса на фронтальной стене в разводке труб радиационного пароперегревателя на отметках 7250 и 11300 мм. Горелки предназначены для раздельного сжигания газа и мазута.

Все экраны топочной камеры секционированы по панелям с целью обеспечения надежности циркуляции ввиду неравномерности обогрева стен топочной камеры.

Всего на котле выполнен 21 контур циркуляции. Котел имеет двухступенчатую схему испарения. Во вторую ступень испарения включено два контура (по 15 труб каждый) задних панелей бокового экрана. Остальные 19 контуров циркуляции включены в первую ступень испарения.

Барабан изготовлен из стали 16 67 ГНМА. Внутренний диаметр барабана 1600 мм, толщина стенки 115 мм, 67 длина цилиндрической части 17700 мм. 49

Поверхности нагрева пароперегревателя размещены в топочной камере, горизонтальном газоходе и 34 опускной шахте.

По характеру 34 восприятия тепла пароперегреватель условно делится на 3 части: радиационную, полурadiационную и конвективную.

К радиационной части относится настенный пароперегреватель и часть потолочного пароперегревателя, экранирующего потолок топочной камеры.

К полурadiационной части относятся ширмовый пароперегреватель, часть потолочного пароперегревателя и настенных труб, расположенных в поворотном газоходе.

К конвективной части относятся две последовательно расположенные ступени конвективного пароперегревателя, расположенных в опускном газоходе.

Схема пароперегревателя выполнена двухпоточной с многократным перемешиванием пара внутри 34 котла, что позволяет уменьшить разверку температуры пара по отдельным змеевикам.

16
2 Теплотехнические расчеты

2.1 Расчет базового варианта котлоагрегата ТГМ-96

Расчет горения топлива [19]

Объемный состав природного газа приведен в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Объемный состав природного газа

93.17 2.71 1.09 0.72 0.45 1.86

Теоретический объем воздуха, :

(2.1)

Объемы компонентов продуктов сгорания, :

(2.2)

(2.3)

, (2.4)

где - влагосодержание газообразного топлива,

Теоретический объем продуктов сгорания, :

(2.5)

Теплота сгорания природного газа, :

(2.6)

Составление схемы котлоагрегата

Принципиальная схема котла отражает наличие теплообменных

поверхностей, последовательность их включения, как по газовому, так и по

пароводяному трактам, взаимное движение сред в поверхностях,

расположение узлов регулирования. 35

Принципиальная схема котла ТГМ-96 представлена на рисунке 2.1.

17

Рисунок 2.1 – Принципиальная схема котла ТГМ-96. Б – барабан котла;

НПП – настенный пароперегреватель; ППП – потолочный пароперегреватель;

Ш – 10 ширмы; КПП – конвективный пароперегреватель; КУ – конденсационная

установка; ПО – промежуточный охладитель; РВП – регенеративный

воздухоподогреватель; ПТ – подвесные трубы; ВЭ – водяной экономайзер; Г – 10

горелки.

По известным значениям теоретических объемов продуктов сгорания и

воздуха заполняется таблица объемов (таблица 2.2) и таблица энтальпий

(таблица 2.3). 9

18

Таблица 2.2 – Таблица объемов

Рассчитываемая величина

Обозна-

чение

Размер-

ность

Газоходы котла

Топка КПП-1 КПП-2 ВЭ РВП

Присосы воздуха в поверхн 9 ости - 0.05 0.015 0.015 0.02 0.20

Избыток воздуха за поверхностью 42 - 1.100 1.115 1.130 1.150 1.350

Средний коэффициент избытка воздуха - 1.100 1.107 1.123 1.140 1.250

Действительный объем водяных паров 35 2.210 2.212 2.214 2.217 2.234

Действительный объем продуктов сгорания 59 11.994 12.067 12.214 12.386 13.465

Доля 3-х атомных газов 26 - 0.088 0.087 0.086 0.085 0.078

Доля водяных паров - 0.184 0.183 0.181 0.179 0.166

Суммарная доля 3-х атомных газов 26 - 0.272 0.270 0.267 0.264 0.244

19

Таблица 2.3 – Таблица энтальпий

,

Топка КПП-1 КПП-2 ВЭ РВП

100 1515.557 1298.777 1645.434 1664.916 1684.398 1710.373 1970.129

200 3062.822 2612.335 3324.056 3363.241 3402.426 3454.672 3977.139

300 4647.830 3949.299 5042.760 5101.999 5161.239 5240.225 6030.085

400 6275.422 5313.364 6806.759 6886.459 6966.159 7072.427 8135.099

500 7945.870 6709.456 8616.816 8717.458 8818.099 8952.288 10294.180

600 9659.683 8137.577 10473.440 10595.504 10717.567 10880.319 12507.834

700 11417.824 9594.440 12377.268 12521.184 12665.101 12856.990 14775.878

800 13215.165 11073.477 14322.513 14488.615 14654.717 14876.187 17090.882

900 15045.504 12575.919 16303.096 16491.734 16680.373 16931.892 19447.075

1000	16907.362	14096.428	18317.005	18528.451	18739.898	19021.826	21841.112
1100	18800.279	15641.573	20364.437	20599.060	20833.684	21146.515	24274.830
1200	20717.880	17196.574	22437.537	22695.486	22953.434	23297.366	26736.681
1300	22663.830	18773.748	24541.205	24822.811	25104.418	25479.893	29234.642
1400	24624.232	20361.598	26660.392	26965.816	27271.240	27678.472	31750.791
1500	26606.079	21957.660	28801.845	29131.210	29460.575	29899.728	34291.260
1600	28605.224	23566.041	30961.828	31315.319	31668.809	32140.130	36853.338
1700	30624.771	25178.527	33142.624	33520.301	33897.979	34401.550	39437.255
1800	32650.087	26792.657	35329.352	35731.242	36133.132	36668.985	42027.516
1900	34688.095	28429.370	37531.032	37957.473	38383.913	38952.501	44638.375
2000	36738.712	30065.261	39745.238	40196.217	40647.196	41248.501	47261.553
2100	38806.112	31715.114	41977.624	42453.350	42929.077	43563.379	49906.402

20

Таблица 2.4 – Тепловой баланс котла

Наименование

Обозна-
чение

Размер-
ность

Формула Расчет

1 2 3 4 5

Температура уходящих газов 1

Предварительно принимаем

141.789

141.789

Энтальпия уходящих газов 1

По таблице энтальпий

,

2804.352

Температура холодного воздуха По п. 5-03 [19] принимаем 30 30

Теоретическая энтальпия холодного

воздуха

По таблице энтальпий

388.512

Располагаемая теплота 37075.894

Потери теплоты от химического

недожога

% По таблице 2.2 [20] 0

Потери теплоты от механического

недожога

% По таблице 2.2 [20] 0

Потери теплоты от наружного

охлаждения 3

% По рис. 4.1 [20] при

т/ч

0.336

Потери теплоты с уходящими газами %

КПД брутто КА %

Расход перегретого пара Согласно [18] 133.333

Доля непрерывной продувки - Согласно [20] принимаем 2% 0.02

21

Расход продувочной воды

Продолжение таблицы 2.4

1 2 3 4 5

Энтальпия перегретого пара

По таблицам воды и водяного пара

,

3487.542

Энтальпия питательной воды 2

По таблицам воды и водяного пара

,

993.390

Энтальпия 2 кипящей воды

По 2 таблицам воды и водяного пара

1645.695 2

Температура кипящей воды

По 2 таблицам воды и водяного пара

346.849 2

Тепло, полезно отданное в КА

Расход топлива

Расчетный расход топлива

Коэффициент сохранения теплоты -

22

Таблица 2.5 – Расчет подвесных труб и конденсационной установки

Наименование

Обоз

на-

чение

Разм

ер-

ность

Формула Расчет

1 2 3 4 5

Температура питательной воды на

входе в 5 подвесные трубы

230

Давление питательной воды на входе в 5

подвесные трубы

16.5

Энтальпия питательной воды на входе

в 5 подвесные трубы

993.390

Тепловосприятие подвесных труб Согласно [18] 60

Энтальпия питательной воды на

выходе из подвесных труб

Падение давление питательной воды в

подвесных трубах

Согласно [21] 0.060

Давление питательной воды на выходе

из 2 подвесных труб

Температура питательной воды на

выходе из 2 подвесных труб

По таблицам воды и

водяного пара

, 243.008 2

23 2

Температура газов на входе в 2 ПТ

Предварительно принимаем

837.768

837.768

Энтальпия газов на входе в ПТ

По таблице энтальпий

,

15065.570

Продолжение таблицы 2.5

1 2 3 4 5

Расход питательной воды

Энтальпия газов на выходе из 2 ПТ

Температура газов на выходе из 17 ПТ

По таблице энтальпий

,

794.593

Расход питательной воды

Расход пара во впрыскивающих

пароохладителях

Предварительно принимаем

5.091

5.091

Энтальпия сухого насыщенного пара

По 2 таблицам воды и водяного

пара 2583.951 2

Теплота парообразования

По таблицам воды и водяного

пара 938.256

Степень сухости пара на выходе из

барабана

- Согласно [20] 0.98

24

Энтальпия влажного насыщенного пара

на выходе из 5 барабана

Энтальпия питательной воды на входе в 5

КУ

1053.390

Энтальпия питательной воды 1 на выходе

из 1 КУ

Продолжение таблицы 2.5

1 2 3 4 5

Давление питательной воды на входе в

КУ

16.44

Падение давление питательной воды в 17

КУ

Согласно [21] 0.036

Давление питательной воды на выходе 5

из 2 КУ

Температура питательной воды на

выходе из 2 КУ

По таблицам воды и водяного

пара
, 250.348

25

Таблица 2.6 – Поверочный расчет настенного водяного экономайзера

Наименование

Обозн

а-

чение

Разме

р-

ность

Формула Расчет

1 2 3 4 5

Температура газов на

входе в НВЭК

Предварительно принимаем 869.864 869.864

Энтальпия газов на входе

в НВЭК

По таблице энтальпий

,

15701.776

Температура газов на

выходе из НВЭК

Из расчета подвесных труб 837.768

Энтальпия газов на

выходе из 2 НВЭК

По таблице энтальпий

,

15065.570

Тепловосприятие 2 по

уравнению баланса

Энтальпия питательной

воды на входе в 5 НВЭК

1087.810

Давление питательной

воды на входе в 5 НВЭК

16.404

Температура питательной

воды на входе в 5 НВЭК

250.348

Энтальпия питательной

воды 1 на выходе из 1 НВЭК

Падение давления

питательной воды в 17 НВЭК

Согласно [21] 0.042

Давление питательной

воды 17 на выходе из НВЭК

26

Продолжение таблицы 2.6

1 2 3 4 5

Температура питательной

воды на выходе из НВЭК

По таблицам воды и водяного пара

,

259,782

Лучистая поверхность Согласно [18] 150

Высота поворотной

камеры

Согласно [18] 5

Длина поворотной камеры Согласно [18] 6

Объем поворотной

камеры

Площадь ограждающих

поверхностей поворотной

камеры

Эффективная толщина

излучающего слоя

поворотной камеры

Давление в топке Согласно [20] 0,1

Коэффициент поглощения

лучей газовой фазой

Суммарная оптическая

толщина газового потока

-

Степень черноты потока

газов

-

27

Средняя температура

питательной воды

Продолжение таблицы 2.6

1 2 3 4 5

Температура загрязненной

стенки

Температура загрязненной

стенки

Средняя температура

газов

Средняя температура

газов

Степень черноты

загрязненных стенок

- Согласно [19] 0,8

Коэффициент теплоотдачи

излучением продуктов

сгорания

Тепловосприятие НВЭК

по уравнению

теплопередачи

Относительная

погрешность расчета

НВЭК

%

28

Таблица 2.7 – Поверочный расчет водяного экономайзера

Наименование

Обозн

а-

чение

Разме

р-

ность

Формула Расчет

1 2 3 4 5

Размер конвективной шахты

по фронту

Согласно [18] 6.5

Глубина конвективной шахты

Согласно [18] 6

Диаметр труб ВЭ Согласно [18] 28

Толщина труб ВЭ Согласно [18] 4

Поперечный шаг труб 1 Согласно [18] 85

Продольный шаг труб 1 Согласно [18] 45

Относительный поперечный шаг

-

Относительный продольный шаг

- 37

Относительный диагональный шаг

-

Число труб в 37 одном ряду

(1 сторона газохода)

Согласно [18] 70

Число труб по ходу газов Согласно [18] 22

Число ступеней ВЭ Согласно [18] 2

Температура газов на входе

в ВЭ

Предварительно принимаем 711.170 711.170

Энтальпия газов на входе в ВЭ

По таблице энтальпий

,

12885.105

29

Продолжение таблицы 2.7

1 2 3 4 5

Температура газов на выходе из ВЭ

Предварительно принимаем 310.025 310.025

Энтальпия газов на выходе из 2 ВЭ

По таблице энтальпий

,

5421.976

Тепловосприятие 2 по уравнению баланса

Энтальпия питательной

воды на входе в 5 ВЭ

1132.753

Давление питательной воды

на входе в 5 ВЭ

16.362

Температура питательной

воды на входе в 5 ВЭ

259.782

Энтальпия 1 питательной

воды на выходе из 2 ВЭ

Давление питательной воды

на выходе 5 из 2 ВЭ

15.9

Температура питательной

воды на выходе из 2 ВЭ

По таблицам воды и водяного пара

,

346.849

Степень сухости пара на

выходе из ВЭ

%

По таблицам воды и водяного пара

,

1.579 2

Условная температура

питательной воды на выходе

из 2 ВЭ

30

Средняя температура газа

Продолжение таблицы 2.7

1 2 3 4 5

Средняя температура

питательн ой воды

Присосы воздуха в ВЭ на

участке кипения

-

Коэффициент избытка

воздуха на участке начала

кипения

-

Теплота, затраченная на 9

кипение

Энтальпия газов на участке 32

начала кипения

Температура газов на

участке 32 начала кипения

По таблице энтальпий

,

700.262

Теплота, затраченная на

нагрев

Температура кипящей воды

По 2 таблицам воды и водяного пара

346.849 2

31 2

Средний температурный

напор на участке кипения

Продолжение таблицы 2.7

1 2 3 4 5

Средний температурный

напор на участке нагрева

Средний температурный

напор

Поверхность нагрева ВЭ Согласно [2] 7280

Проходное сечение для

газов

Согласно [2] 52.912

Средняя скорость газов

Коэффициент

теплопроводности дымовых

газов

По таблице физических свойств дымовых

газов

,

0.069

Коэффициент

кинематической вязкости

дымовых газов

По таблице физических свойств дымовых

газов

,

32

Критерий Прандтля для

дымовых газов

-

По таблице физических свойств дымовых

газов

,

0.644

Коэффициент -

Поправка -

Продолжение таблицы 2.7

1 2 3 4 5

Поправка - Согласно [19] 1

Коэффициент теплоотдачи

конвекцией

Температура загрязненной

стенки

Температура загрязненной

стенки

Средняя температура газов

Эффективная толщина

излучающ 3 его слоя

Коэффициент поглощения

лучей 55 газово 2 й фазой

Суммарная оптическая

толщина газового потока

- 3

33

Степень черноты потока

газов

-

Продолжение таблицы 2.7

1 2 3 4 5

Коэффициент теплоотдачи

излучением

Коэффициент

использования поверхности

нагрева

- Согласно [19] 1

Коэффициент теплоотдачи

от газов 3 к стенке 22

Коэффициент тепловой

эффективности

- Согласно [19] 0.685

Коэффициент

теплопередачи

Тепловосприятие по

уравнению теплопередачи

34

Относительная погрешность

расчета ВЭ

%

35

Поверочный расчет топки

Эскиз топки составляется на основании чертежа топочной камеры

типового котла для определения поверхности стен топки и ее объема. Эскиз

топочной камеры представлен на рисунке 2.2.

Рисунок 2.2 – Эскиз топочной камеры.

Размеры топочной камеры:,,,,

,,,,,,

„ ·

Поверочный расчет топки приведен в таблице 2.8.

36

Таблица 2.8 – Поверочный расчет топки

Наименование

Обоз

на-

чение

Разме

р-

ность

Формула Расчет

1 2 3 4 5

Площадь фронтальной

поверхности

По размерам эскиза топочной

камеры

298.042

Площадь задней поверхности

По размерам эскиза топочной

камеры

266.535

Площадь потолка

По размерам эскиза топочной

камеры

49.980

Площадь пода

По размерам эскиза топочной

камеры

89.376

Площадь боковой поверхности

По размерам эскиза топочной

камеры

105.349

Поверхность стен свободного

объема топки

Свободный объем топки

Поверхность ширм

Высота ширм Согласно [18] 3.7

Глубина ширм Согласно [18] 2.46

Число ширм Согласно [18] 20

Поперечный шаг между

ширмами

Согласно [18] 0.7

Поверхность стен

прилегающих к ширмам

Объем межширмового

пространства

37

Продолжение таблицы 2.8

1 2 3 4 5

Объем топочной камеры

Площадь разделяющей

поверхности

Эффективная толщина

излучающего слоя 2 свободного

объема

Температура газов на выходе

из топки 2

Предварительно принимаем

1129.823

1129.823

Коэффициент поглощения

трехатомными газами для

свободного объема

Суммарная оптическая

толщина свободного объема

-

Степень черноты газов

свободного объема

-

Эффективная толщина

излучающего слоя

межширмового объема
Коэффициент поглощения
трехатомными газами для
межширмового объема

38

Продолжение таблицы 2.8

1 2 3 4 5

Суммарная оптическая
толщина межширмового
объема

-

Степень черноты газов
межширмового объема

-

Угловой коэффициент
облученности прилегающих
экранов

-

Угловой коэффициент
облученности ширм

-

Степень черноты излучающей
среды на ширмы

-

Степень черноты излучающей
среды на прилегающие к
ширмам поверхности

-

Коэффициент неравномерной
освещенности ширм

- 1

Коэффициент неравномерной
освещенности прилегающих
экранов

-

Поверхность стен топочной
камеры

Эффективная толщина
излучающего слоя

39

Продолжение таблицы 2.8

1 2 3 4 5

Относительная высота
установки горелок

-

Угловой коэффициент экранов - Согласно [22] 0.987

Коэффициент загрязнения - Согласно [22] 0.65

Коэффициент тепловой
эффективности гладких
экранов

-

Количество горелок Согласно [18] 4

Диаметр горелок Согласно [18] 1.18

Поверхность горелок

Коэффициент тепловой

эффективности горелок

- Согласно [22] 0

Поверхность выходного окна

Коэффициент - Согласно [22] 0.8

Коэффициент тепловой

эффективности выходного окна

-

Поверхность экранов

Средний коэффициент

тепловой эффективности

-

Тепло вносимое в топку

горячим воздухом

Теоретическая энтальпия

горячего воздуха

По таблице энтальпий

2943.892

Продолжение таблицы 2.8

40

1 2 3 4 5

Полезное тепловыделение

топки

Энтальпия продуктов сгорания 40186.407

Адиабатическая температура

горения

По таблице 22 энтальпий

,

2019.845

Адиабатическая температура

горения 22

2019.845+273.15=2292.995

Энтальпия газов на выходе из

топки

По таблице энтальпий

,

20978.829

Средняя суммарная

теплоемкость 2

Критерий Больцмана -

Коэффициент поглощения

трехатомными газами

Содержание углерода и

водорода в рабочей массе 2

топлива

-

Температура газов на выходе

из топки 26

41 26

Продолжение таблицы 2.8

1 2 3 4 5

Коэффициент поглощения

лучей частицами сажи 2

Коэффициент усреднения - Согласно [22] 0.1

Коэффициент поглощения

топочной среды

Суммарная оптическая

толщина

-

Критерий Бугера - 0.693

Эффективное значение

критерия Бугера

-

Забалластирован-ность

топочных газов

-

Коэффициент - Согласно [22] 0.4

Параметр -

Расчетная температура газов

на выходе из топки

Энтальпия газов на выходе из

топки

По таблице э 9 нтальпий

,

20978.832 2

Количество тепла

воспринятого в топке

42

Таблица 2.9 – Расчет настенного и потолочного пароперегревателей

Наименование

Обозна

-

чение

Разме

р-

ность

Формула Расчет

1 2 3 4 5

Лучевоспринимающая

поверхность НПП

Согласно [18] 240

Лучевоспринимающая

поверхность ППП

Согласно [18] 162

Коэффициент

распределения

тепловосприятия по

высоте топки НПП

- Согласно [22] 1

Коэффициент

распределения

тепловосприятия по

высоте топки

- Согласно [22] 0.57

Лучевоспринимающая

поверхность ППП над

топкой

Тепловосприятие

экраннх труб

Тепловосприятие НПП

Тепловосприятие ППП

над топкой

43

Продолжение таблицы 2.9

1 2 3 4 5

Энтальпия пара на

выходе из барабана

Расход пара в НПП

Энтальпия пара на

входе в 1 НПП

2565.186

Давление пара на входе

в 33 НПП

15.9

Температура пара на

входе в 26 НПП

346.849

Энтальпия пара на

входе в 26 ППП

Давление пара на входе

в 33 ППП

Согласно [19] 15.40

Температура пара на

входе в 33 ППП

По таблицам воды и водяного пара

,

404.407

Расход пара в ППП

Энтальпия пара на

входе в ППП над

ширмами

Давление пара на входе

в ППП над ширмами

Согласно [21] 15.33

Температура пара на

входе в ППП над

ширмами

По таблицам воды и водяного пара 424.596

44

,

Продолжение таблицы 2.9

1 2 3 4 5

Лучевоспринимающая

поверхность ППП над

ширмами

Температура газов на

входе в ППП.Ш

Предварительно принимаем 981.170 981.170

Энтальпия газов на

входе в ППП.Ш

По таблице энтальпий

17934.691

Температура газов на
выходе из ППП.Ш

Предварительно принимаем 970.746 970.746

Энтальпия газов на
выходе из 2 ППП.Ш

По таблице энтальпий
,

17723.666

Тепловосприятие 2
ППП.Ш

Энтальпия пара на
выходе 1 из 1 ППП.Ш

Давление пара на
выходе из 5 ППП.Ш

Согласно [21] 15.26

Температура пара на
выходе из 5 ППП.Ш

По таблицам воды и водяного пара

428.529

45

Коэффициент
поглощения
трехатомными газами
Суммарная оптическая
толщина

-
Продолжение таблицы 2.9
1 2 3 4 5

Степень черноты газов -

Температура
загрязненной стенки
Средняя температура

газов

Температура
загрязненной стенки
Средняя температура

газов

Коэффициент
теплоотдачи
излучением

Тепловосприятие

ППП.Ш по уравнению
теплопередачи

46

Относительная
погрешность расчета
потолочного
пароперегревателя над
ширмами

%

Таблица 2.10 – Расчет 1-го впрыскивающего пароохладителя

Наименование
Обоз
на-
чение
Разм
ер-
ность
Формула Расчет

Энтальпия пара на входе в **1** ПО-1 3079.327

Давление пара на входе в **33** ПО-1 15.26

Температура пара на входе в **33** ПО-1 428.529

Энтальпия впрыскиваемого
конденсата
1645.695
Расход впрыскиваемого конденсата
Предварительно принимаем 4.327
4.327

Энтальпия пара на выходе **1** из **1** ПО-1

Давление пара на выходе из **5** ПО-1 15.26

Температура пара на выходе из **5** ПО-

1
По таблицам воды и водяного
пара
,
415.913
47

Таблица 2.11 – Поверочный расчет холодных ширм

Наименование
Обозна-
чение
Разме
р-
ность
Формула Расчет

1 2 3 4 5
Глубина ширм Согласно [18] 2.46
Высота ширм Согласно [18] 3.7
Число ширм Согласно [18] 20
Число параллельно
включенных труб в
одной ленте ширмы
Согласно [18] 23
Диаметр труб ширм Согласно [18] 42

Толщина труб ширм **1** Согласно [18] 5

Поперечный шаг
труб **1**
Согласно [18] 700
Продольный шаг
труб **1**

Согласно [18] 47.5

48

Относительный

поперечный шаг

- 1

Относительный

продольный шаг

- 1

Температура газов на

входе в 2 холодную

ширму

970.746

Энтальпия газов на

входе в 2 холодную

ширму

17723.666

Продолжение таблицы 2.11

1 2 3 4 5

Температура газов на

выходе из холодной

ширмы

Из расчета настенного водяного экономайзера 869.864

Энтальпия газов на

выходе из 2 холодной

ширмы

По таблице энтальпий

,

15701.776

Тепловосприятие 2

холодной ширмы по

уравнению баланса

Расход пара в ширме

Энтальпия пара на

входе в ширму

Из расчета 1-го промежуточного охладителя 3032.530

Давление пара на

входе в ширму

Из расчета 1-го промежуточного охладителя 15.26

Температура пара на

выход в ширму

Из расчета 1-го промежуточного охладителя 415.913

49

Энтальпия пара на

выходе 1 из 1 ширмы

Давление пара на

выходе из 5 ширмы

Согласно [21] 14.84

Температура пара на

выходе из 5 ширмы

По таблицам воды и водяного пара

,

455.696

Средняя температура

газа

Средняя температура

пара

Продолжение таблицы 2.11

1 2 3 4 5

Средний

температурный напор

Поверхность нагрева

ширм

Согласно [18] 434.500

Лучевоспринимающая

я поверхность на

входе

Лучевоспринимающая

я поверхность на

выходе

Коэффициент - Согласно [19] 0.689

50

Теплота излучения

входящая в ширмы Предварительно принимаем 332.773 332.773

Угловой

коэффициент ширм

-

Поправочный

коэффициент,

учитывающий род

топлива

- Согласно [19] 0.7

Эффективная

толщина

излучающего слоя

Продолжение таблицы 2.11

1 2 3 4 5

Коэффициент

поглощения

трехатомными газами

Суммарная

оптическая толщина

-

Степень черноты

газов

-

Средняя температура

газов в ширмах

51

Тепло излучения

выходящее из ширм

Количество теплоты

переданное

излучением

Проходное сечение

для газов

Согласно [18] 62.195

Средняя скорость
газов в ширме
Проходное сечение
для пара
Согласно [18] 0.370
Продолжение таблицы 2.11
1 2 3 4 5
Среднее давление
пара
Средний удельный
объем пара
По таблицам воды и водяного пара
,
0.018
Скорость пара
Эквивалентный
диаметр
Теплопроводность
пара
По таблицам воды и водяного пара
,
0.078

52
Коэффициент
кинематической
вязкости пара
По таблицам воды и водяного пара
,
Критерий Прандтля
для пара
-
По таблицам воды и водяного пара
,
1.167
Поправка - Согласно [19] 1
Поправка - Согласно [19] 1
Поправка - Согласно [19] 1
Коэффициент
теплоотдачи от
стенки к пару
Коэффициент
теплопроводности
дымовых газов
По таблице физических свойств дымовых газов
,
0.107
Продолжение таблицы 2.11
1 2 3 4 5
Коэффициент
кинематической
вязкости дымовых
газов
По таблице физических свойств дымовых газов
,
Критерий Прандтля

для дымовых газов

-

По таблице физических свойств дымовых газов

,

0.605

Поправка -

Поправка - Согласно [19] 1

53

Поправка

-

Коэффициент

теплоотдачи

конвекцией

Коэффициент

загрязнения

Согласно [19] 0

Температура

загрязненной стенки

Температура

загрязненной стенки

Продолжение таблицы 2.11

1 2 3 4 5

Коэффициент

теплоотдачи

излучением

Коэффициент

использования

поверхности нагрева

- Согласно [19] 0.85

54

Угловой

коэффициент ширмы

- Согласно [19] 0.99

Коэффициент

теплоотдачи от газов

к стенке

Коэффициент

теплопередачи

Тепловосприятие

холодной ширмы по

уравнению

теплопередачи

Относительная

погрешность расчета

холодных ширм

%

Таблица 2.12 – Расчет 2-го впрыскивающего пароохладителя

Наименование

Обоз

на-

чение

Разм

ер-

ность

Формула Расчет

Энтальпия пара на входе в 1 ПО-2

Энтальпия пара на выходе 1 из 1

холодной ширмы

3179.056

Давление пара на входе в 33 ПО-2

Давление пара на выходе из 5

холодной ширмы

14.84

Температура пара на входе в 26 ПО-2

Температура пара на выходе из 5

холодной ширмы

455.696

55

Энтальпия впрыскиваемого

конденсата

1645.695

Расход впрыскиваемого конденсата

Предварительно принимаем

0.764

0.764

Энтальпия пара на выходе 1 из 1 ПО-2

Давление пара на выходе из 5 ПО-2 14.84

Температура пара на выходе из 5 ПО-2

По таблицам воды и водяного

пара

,452.956

Таблица 2.13 – Поверочный расчет горячих ширм

Наименование

Обозна-

чение

Разме

р-

ность

Формула Расчет

1 2 3 4 5

Глубина ширм Согласно [18] 2.46

Высота ширм Согласно [18] 3.7

Число ширм Согласно [18] 20

56

Число параллельно

включенных труб в

одной ленте ширмы

Согласно [18] 23

Диаметр труб ширм Согласно [18] 42

Толщина труб ширм 1 Согласно [18] 6

Поперечный шаг

труб 1

Согласно [18] 700

Продольный шаг

труб 1

Согласно [18] 47.5

Относительный

поперечный шаг

- 1

Относительный

продольный шаг

- 1

Температура газов на

входе в 2 горячую

ширму

1129.823

Энтальпия газов на

входе в 2 горячую

ширму

20978.829

Продолжение таблицы 2.13

1 2 3 4 5

Температура газов на

выходе из горячей

ширмы

Из расчета потолочного пароперегревателя в

области ширм

981.170

Энтальпия газов на

выходе из 2 горячей

ширмы

По таблице энтал 2 ьпий

,

17934.691

Тепловосприятие

горячей ширмы по 3

57

уравнению баланса

Расход пара в ширме

Энтальпия пара на

входе в ширму

Энтальпия па 3 ра на выходе из 32 ПО-2 3170.274

Давление пара на

входе в 33 ширму 32

Давление пара на выходе из 5 ПО-2 14.84

Температура пара на

входе в 26 ширму 26

Температура пара на выходе из 5 ПО-2 452.956

Энтальпия пара на

выходе 1 из 1 ширмы

Давление пара на

выходе из 5 ширмы

Согласно [21] 14.56

Температура пара на

выходе из 5 ширмы

По таблицам воды и водяного пара

,

525.961

Средняя температура

газа

Средняя температура

пара

Продолжение таблицы 2.13

1 2 3 4 5

Средний

температурный напор

58

Поверхность нагрева

ширм

Согласно [18] 434.500

Лучевоспринимающа

я поверхность на

входе

Лучевоспринимающа

я поверхность на

выходе

Коэффициент - Согласно [19] 0.628

Тепловая нагрузка

ширм в выходном

окне топки

Теплота излучения

входящая в ширмы

Угловой

коэффициент ширм

-

Поправочный

коэффициент,

учитывающий род

топлива

- Согласно [19] 0.7

Продолжение таблицы 2.13

1 2 3 4 5

Эффективная

толщина

излучающего слоя

59

Коэффициент

поглощения

трехатом ными газами

Суммарная

оптическая толщина

-

Степень черноты

газов

-

Средняя температура

газов в ширмах

Тепло излучения,

выходящее из ширм

Количе **3** ство теплоты,

переданное
излучением
Проходное сечение
для газов
Согласно [18] 76.639
Продолжение таблицы 2.13
1 2 3 4 5
Средняя скорость
газов в ширме
Проходное сечение
для пара
Согласно [2] 0.325

60
Среднее давление
пара
Средний удельный
объем пара
По таблицам воды и водяного пара
,
0.021
Скорость пара
Эквивалентный
диаметр
Теплопроводность
пара
По таблицам воды и водяного пара
,
0.080
Коэффициент
кинематической
вязкости пара
По таблицам воды и водяного пара
,
Критерий Прандтля
для пара
-
По таблицам воды и водяного пара
,
1.053
Поправка - 1
Поправка - 1
Поправка - Согласно [19] 1
Коэффициент
теплоотдачи от
стенки к пару
Продолжение таблицы 2.13
1 2 3 4 5
Коэффициент
теплопроводности
дымовых газов
По таблице физических свойств дымовых газов
,
0.120

61
Коэффициент

кинематической

вязкости дымовых

газов

По таблице физических свойств дымовых газов

,

Критерий Прандтля

для дымовых газов

-

По таблице физических свойств дымовых газов

,

0.599

Поправка -

Поправка - Согласно [19] 1

Поправка

-

Коэффициент

теплоотдачи

конвекцией

Коэффициент

загрязнения

Согласно [19] 0

Температура

загрязненной стенки

Температура

загрязненной стенки

Продолжение таблицы 2.13

1 2 3 4 5

62

Коэффициент

теплоотдачи

излучением

Коэффициент

использования

поверхности нагрева

- Согласно [19] 0.85

Угловой

коэффициент ширмы

- Согласно [19] 0.99

Коэффициент

теплоотдачи от газов

к стенке

Коэффициент

теплопередачи

Тепловосприятие

горячей ширмы по

уравнению

теплопередачи

Относительная

погрешность расчета

горячих ширм

%

Таблица 2.14 – Поверочный расчет потолочно-настенного пароперегревателя

63

Наименование

Обозн
а-
чение
Разме
р-
ность
Формула Расчет

1 2 3 4 5
Лучевоспринимающая
поверхность ПНПП
Согласно [18] 108

Температура газов на
входе в 2 ПНПП
794.593

Энтальпия газов на входе
в 2 ПНПП
По таблице энтальпий
,
14216.209

Температура газов на
выходе в ПНПП
Предварительно принимаем 782.499 782.499

Энтальпия газов на
выходе из 2 ПНПП
По таблице энтальпий
.

13978.880
Тепловосприятие 2 ПНПП
по уравнению баланса
Расход пара в ПНПП 133.333

Энтальпия пара на входе
в 1 ПНПП

Энтальпия пара на выходе 1 из 1 горячей ширмы 3389.616

Давление пара на входе в 33
ПНПП

Давление пара на выходе из 5 горячей ширмы 14.560

Температура пара на
входе в 26 ПНПП

Температура пара на выходе из 5 горячей ширмы 525.961

Энтальпия пара на
выходе из 26 ПНПП

64
Продолжение таблицы 2.14
1 2 3 4 5

Давление пара на выходе
из 5 ПНПП
Согласно [21] 14.373

Температура пара на
выходе из 5 ПНПП
По таблицам воды и водяного пара

,

531.401 2

Эффективная толщина

излучающего слоя 2

поворотной камеры

Из расчета настенного водяного экономайзера 7.161

Коэффициент

поглощения

трехатомными газами

Суммарная оптическая я

толщина

-

Степень черноты газов -

Средняя температура

перегретого пара

Температура

загрязненной стенки

Температура

загрязн 3 енной стенки

Средняя температура

газов

Средняя температура

газов

65

Продолжение таблицы 2.14

1 2 3 4 5

Коэффициент

теплоотдачи излучением

продуктов сгорания

Тепловосприятие ПНПП

по уравнению

теплопередачи

Относительная

погрешность расчета

ПНПП

%

66

Таблица 2.15 – Проверочный расчет 1-ой ступени конвективного пароперегревателя

Наименование

Обозн

а-

чение

Разме

р-

ность

Формула Расчет

1 2 3 4 5

Размер конвективной

шахты по фронту

Согласно [18] 6.5

Глубина конвективной

шахты

Согласно [18] 6

Диаметр труб КПП-1 Согласно [18] 38

Толщина труб КПП-1 Согласно [18] 6

Поперечный шаг труб 1 Согласно [18] 140

Продольный шаг труб 1 Согласно [18] 37.5

Относительный

поперечный шаг

-

Относительный

продольный шаг

- 37

Относительный

диагональный шаг

-

Число труб в 37 одном

ряду

Согласно [18] 42

Число труб по ходу

газов

Согласно [18] 4

Заходность змеевика - Согласно [18] 2

Количество

параллельных труб в

одном сечении

- Согласно [18] 2

67

Продолжение таблицы 2.15

1 2 3 4 5

Температура газов на

входе в 2 КПП-1

782.499 43

Энтальпия газов 2 на

входе в КПП-1

13978.880

Температура 43 газов на

выходе из 2 КПП-1

Предварительно принимаем 742.725 742.725

Энтальпия газов на

выходе из КПП-1

По таблице энтальпий

.

13356.303

Тепловосприятие по

уравнению баланса

Энтальпия

перегретого п 3 ара на

входе в КПП-1 43

Давление перегретого

пара на входе в КПП-1 43

Давление пара на выходе 43 из 1 потолочно-

настенного пароперегревателя

14.373

Температура

перегретого пара на

входе в КПП-1

По таблицам воды и водяного пара

,

531.401

Энтальпия 2 пара 1 на

выходе из КПП-1 17

Давление пара на

выходе из 5 КПП-1 17

Согласно [21] 14.187

Температура пара на

выходе из 5 КПП-1

По таблицам воды и водяного пара

,

547.372

68

Средняя температура

газов в КПП-1

Продолжение таблицы 2.15

1 2 3 4 5

Средняя температура

пара в КПП-1

Средний

температ урный напор

Поверхность нагрева

КПП-1

Согласно [18] 495

Проходное сечение

для газов

Согласно [18] 47.269

Средняя скорость

газов

Прохо 3 дное сечение

для пара

Согласно [18] 0.176

Среднее давление

пара

Средний удельный

объем пара

По таблицам воды и водяного пара

,

0.024

Средняя скорость пара

Теплопроводность

пара

По таблицам воды и водяного пара

,

0.084

69

Коэффициент

кинематической

вязкости пара

По таблицам воды и водяного пара

,

Продолжение таблицы 2.15

1 2 3 4 5

Критерий Прандтля

для пара

-

По таблицам воды и водяного пара

,

0.995

Эквивалентный

диаметр

Поправка - Согласно [19] 1

Поправка - Согласно [19] 1

Поправка - Согласно [19] 1

Коэффициент

теплоотдачи от стенки

к пару

Коэффициент

теплопроводности

дымовых газов

По таблице физических свойств дымовых газов

,

0.092

Коэффициент

кинематической

вязкости дымовых

газов

По таблице физических свойств дымовых газов

,

Критерий Прандтля

для дымовых газов

-

По таблице физических свойств дымовых газов

,

0.619

Коэффициент -

70

Коэффициент - Согласно [19] 0.372

Коэффициент - Согласно [19] 0.912

Продолжение таблицы 2.1 5

1 2 3 4 5

Коэффициент

теплоотдачи

конвекцией

Средняя температура

газов в КПП-1

Температура

загрязненной стенки

Температура

загрязненной стенки

Эффективная толщина

излучающего слоя

Коэффициент

поглощения

трехатомными газами

Суммарная

оптическая толщина

-

Степень черноты

газов

-

71

Коэффициент

теплоотдачи

излучением продуктов

сгорания

Продолжение таблицы 2.15

1 2 3 4 5

Коэффициент - 0.3

Температура газов в

объеме перед пакетом

Температура газов в

объеме перед пакетом

Глубина объема 5

Высота пакета КПП-1 Согласно [2] 0.3

Излучение газового

объема перед КПП-1

Коэффициент

использования

поверхности

- 22 Согласно [19] 0.85

Коэффициент

теплоотдачи от газов к

стенке 22

Коэффициент

тепловой

эффективности

- Согласно [19] 0.617

72

Коэффициент

теплопередачи КПП-1

Тепловосприятие

КПП-1 по уравнению

теплопередачи

Относительная

погрешность расчета

%

Таблица 2.16 – Поверочный расчет 2-ой ступени конвективного пароперегревателя

Наименование

Обозна

-

чение

Разме

р-

ность

Формула Расчет

1 2 3 4 5

Размер

конвективной

шахты по фронту

Согласно [18] 6.5

Глубина

конвективной

шахты

Согласно [18] 6

Диаметр труб КПП-

2

Согласно [18] 38

Толщина труб КПП-

2

Согласно [18] 6

Поперечный шаг

труб 1

Согласно [18] 140

Продольный шаг

труб 1

Согласно [18] 37.5

Относительный

поперечный шаг

- 37

73

Относительный

продольный шаг

- 37

Относительный

диагональный шаг

-

Число труб в 37 одном

ряду

Согласно [18] 42

Число труб по ходу

газов

Согласно [18] 4

Продолжение таблицы 2.16

1 2 3 4 5

Заходность

змеевика

- Согласно [18] 2

Количество

параллельных труб

в одном сечении

- Согласно [18] 2

Температура газов

на входе в 2 КПП-2

742.725 43

Энтальпия газов 2 на

входе в КПП-2

13356.303

Температура 43 газов

на выходе из 2 КПП-2

Из расчета водяного экономайзера 711.170

Энтальпия газов на

выходе из КПП-2

По таблице энтальпий

,

12885.105

Тепловосприятие по

уравнению баланса

Энтальпия

перегретого пара на

входе в КПП-2

Эн **3** тальпия пара **1** на выходе из КПП-1 3451.996 **17**

74 **17**

Давление

перегретого пара **17** на

входе в **43** КПП-2

Давление пара **43** на выходе из КПП-1 14.187

Температура

перегретого пара **17** на

входе в КПП-2

Температура пара на выходе **43** из КПП-1 547.372 **17**

Энтальпия пара на

выходе **1** из КПП-2 **17**

Продолжение таблицы 2.16

1 2 3 4 5

Давление пара на

выходе из **5** КПП-2

14

Температура пара на

выходе **43** из КПП-2 **17**

По таблицам воды и водяного пара

,

559.556

Средняя

температура газов в

КПП-2

Средняя

температура пара в

КПП-2

Средний

температурный

напор

Поверхность Согласно [2] 495

75

нагрева КПП-2

Проходное сечение

для газов

Согласно [2] 47.269

Средняя скорость

газов

Проходное сечение

для пара

Согласно [18] 0.176

Среднее давление

пара

Продолжение таблицы 2.16

1 2 3 4 5

Средний удельный

объем пара

По таблицам воды и водяного пара

,

0.025

Средняя скорость

пара

Теплопроводность

пара

По таблицам воды и водяного пара

,

0.085

Коэффициент

кинематической

вязкости пара

По таблицам воды и водяного пара

,

Критерий Прандтля

для пара

-

По таблицам воды и водяного пара

,

0.983

Эквивалентный

диаметр

Поправка - Согласно [19] 1

Поправка - Согласно [19] 1

76

Поправка - Согласно [19] 1

Коэффициент

теплоотдачи от

стенки к пару

Коэффициент

теплопроводности

дымовых газов

По таблице физических свойств дымовых газов

,

0.089

Коэффициент

кинематической

вязкости дымовых

газов

По таблице физических свойств дымовых газов

,

Продолжение таблицы 2.16

1 2 3 4 5

Критерий Прандтля

для дымовых газов

-

По таблице физических свойств дымовых газов

,

0.622

Коэффициент -

Коэффициент - Согласно [19] 0.372

Коэффициент - Согласно [19] 0.912

Коэффициент

теплоотдачи

конвекцией

Средняя
температура газов в
КПП-2
Температура
загрязненной 3
77
стенки
Температура
загрязненной
стенки
Эффективная
толщина
излу 3 чающего слоя
Коэффициент
поглощения
трехатомными
газами
Суммарная
оптическая толщина
-

Продолжение таблицы 2.16

1 2 3 4 5

Степень черноты

газов
-
Коэффициент
теплоотдачи
излучением
продуктов сгорания
Коэффициент - 32 Согласно [19] 0.3
Температура газов в
объеме перед
пакетом
742,725
Температура газов в
объеме перед

78
пакетом
Глубина объема Согласно [18] 1.75
Высота пакета
КПП-2
Согласно [18] 0.3
Излучение газового
объема перед КПП-
2

Коэффициент
использования
поверхности
- 22 Согласно [19] 0.85
Коэффициент
теплоотдачи от
газов к стенке 22

Продолжение таблицы 2.16

1 2 3 4 5

Коэффициент

тепловой

эффективности

- Согласно [19] 0.618

Коэффициент

теплопередачи

КПП-2

Тепловосприятие

КПП-2 по

уравнению

теплопередачи

Относительная

погрешность

расчета

%

79

Таблица 2.17 – Поверочный расчет регенеративного воздухоподогревателя

Наименование

Обоз

на-

чени

е

Раз

мер-

ност

ь

Формула Расчет

1 2 3 4 5

Температура

холодного воздуха 1

Согласно [19] 30

Температура

газов на входе в 1

РВП

Из расчета водяного экономайзера 310.025

Температура

газов на выходе

из РВП

Из расчета теплового баланса котла 141.789

Энтальпия газов

на входе в РВП

Из расчета водяного экономайзера 5421.980

Энтальпия газов

на выходе из РВП

Из расчета теплового баланса кот ла 2804.352

Температура

присасываемого

воздуха

Теоретическая

энтальпия

присасываемого

воздуха

По таблице энтальпий

1658.158
Тепловосприятие
РВП по
уравнению
баланса 9

80
Продолжение таблицы 2.17
1 2 3 4 5

Параметр -
Энтальпия
воздуха на выходе
из РВП
Температура
воздуха на выходе
из РВП

По табли 9 це энтальпий
224.943 2
Средняя
температура
дымовых газов 32

Средняя
температура
горячего воздуха 32

Доля сечения
РВП омываемая
дымовыми газами
- Согласно [18] 0.542

Доля сечения
РВП омываемая
воздухом
- Согласно [18] 0.375

Коэффициент,
учитывающий
загромождение
сечения 56 ступицей
- Согласно [18] 0.9175

Коэффициент,
учитывающий
загромождение
сечения 56 листами
- Согласно [18] 0.89

Внутренний
диаметр ротора 56
Согласно [18] 6.8

81
Продолжение таблицы 2.17
1 2 3 4 5
Количество РВП - Согласно [18] 2
Площадь
поверхности РВП
Согласно [18] 38023
Проходное
сечение для газов

Проходное
сечение для
воздуха
Скорость
движения газов в
РВП
Скорость
движения воздуха
в РВП
Коэффициент
теплопроводности
дымовых газов
Согласно [18] по и
0.043
Коэффициент
кинематической
вязкости
дымовых газов
Согласно [18] по и
Критерий
Прандтля для
дымовых газов
-
Согласно [18] по и
0.686
Эквивалентный
диаметр РВП
Согласно [18]

82
Продолжение таблицы 2.17
1 2 3 4 5
Температура
стенки РВП
Поправка на
температуру
стенки
- Согласно [19] 1
Поправка на
длину
- Согласно [19] 1
Коэффициент - Согласно [19] 0.027
Коэффициент
теплоотдачи со
стороны дымовых
газов
Коэффициент
теплопроводности
воздуха
Согласно [19] по 0.040
Коэффициент
кинематической
вязкости воздуха
Согласно [19] по
Критерий
Прандтля для

воздуха

- Согласно [19] по 0.690

Поправка на

температуру

стенки

-

Коэффициент

теплоотдачи со

стороны воздуха

83

Продолжение таблицы 2.17

1 2 3 4 5

Коэффициент

использования

поверхности

нагрева

- Согласно [19] 0.85

Коэффициент,

учитывающий

влияние

нестационарности

теплообмена

- Согласно [19] 1

Коэффициент

теплопередачи

РВП

Средний

температурный

напор

Тепловосприятие

РВП по

уравнению

теплопередачи

Относительная

погрешность

расчета РВП

%

84

Невязка теплового баланса

Приходная часть теплового баланса,

(2.7)

Расходная часть теплового баланса,

(2.8)

Расхождение теплового баланса,

(2.9)

Расхождение теплового баланса, %

(2.10)

2.2 Расчет базовой тепловой схемы турбоагрегата Т-110/120-130

Принципиальная тепловая схема 10 турбоагрегата Т-110/120-130

представлена на рисунке 2.3.

Рисунок 2.3 – 10 Базовая принципиальная тепловая схема 4 турбоагрегата Т-110/120-130

Из котельного агрегата пар поступает в голову турбины, где за счет 4

85

разности давлений на входе и выходе турбины он расширяется, **4** изменяя свои

параметры по ходу движения. Изменение происходит от начальных параметров пара (;) **4** до давления отработавшег **4** о пара (). Из 6 и 7 теплофикационных отборов пар забирается на подогрев сетевой воды в сетевых подогревателях. Конденсат из сетевых подогревателей дренажными насосами подается в трубопровод питательной воды низк **7** ого давления.

При работе системы в условиях низких температур окружающей среды сетевая вода дополнительно подогревается в пиковом водогрейном котле, **4** который восполняет заданную тепловую нагрузку. **4** Циркуляцию сетевой воды осуществляет сетевой насос.

На валу турбины в установке ТЭЦ находится электрогенератор. **4** Из ЦВД турбины производится отбор пара в ПВД-3. Из ЦСД турбины производится отбор пара в ПВД-1, ПВД-2, ПНД, сетевые подогреватели, а так же в атмосферный деаэратор и деаэратор питательной воды. Конденсат из ПВД каскадно сливается в нижние ступени, а затем направляется в деаэратор питательной воды.

Отработавший пар из ЦНД турбины поступает в конденсатор, где после конденсации, с помощью конденсатного насоса, **4** проходит через систему **4** ПНД.

Конденсат из ПНД каскадно сливается в нижние ступени, откуда дренажным насосом, вместе с конденсатом из первого сетевого подогревателя, подмешивается к питательной воде за ПНД-1.

Пройдя систему ПНД, питательная вода попадает в деаэратор питательной воды, дальше с помощью питательного насоса проходит через систему ПВД и попадает в котельный агрегат. **4**

Для восполнения утечек в схеме предусмотрена подпитка химически очищенной водой (ХОВ). Пройдя через ПХОВ, химически очищенная вода поступает в атмосферный деаэратор, откуда конденсатным насосом подается в деаэратор питательной воды и в тепловые сети для восполнения утечек.

Для предотвращения загрязнения поверхностей нагрева котла в схеме предусмотрены две ступени расширителя непрерывной продувки, в которых вследствие меньшего давления происходит вскипание продувочной воды и сепарация образующегося пара, в результате чего **4** пар попадает в деаэратор питательной воды, а шламовая вода, пройдя через ПХОВ, сбрасывается в канализационную систему. **4**

Для заданного места расположения объекта - г. Алматы расчетная температура воздуха для проектирования отопления, здесь и далее температуры выбираются по [23].

Расчетная температура воздуха для проектирования вентиляции

Расчетная температура внутри помещения, температу **6** ра включения и выключения отопления .

86

Максимальная нагрузка горячего водоснабжения, МВт

, (2.11)

где - расчетная теплофикационная нагрузка [17], Гкал/ч

- доля теплофикационной нагрузки ГВС, %

Минимальная нагрузка горячего водоснабжения, МВт

, (2.12)

где - коэффициент, учитывающий изменение температуры холодной воды идущей на нагрев в летний период.

Максимальная нагрузка вентиляции, МВт

, (2.13)

где - доля теплофикационной нагрузки вентиляции, %

Минимальная нагрузка горячего водоснабжения, МВт

(2.14)

Максимальная нагрузка отопления, МВт

, (2.15)

где - доля теплофикационной нагрузки отопления, %

Минимальная нагрузка отопления, МВт

(2.16)

Максимальная и минимальная теплофикационные нагрузки, МВт

(2.17)

(2.18)

Расчетная тепловая мощность отборов турбины, МВт

, (2.19)

где - коэффициент теплофикации ТЭЦ

Пиковая теплофикационная нагрузка, покрываемая за счет 4 пиковых

водогрейных котлов (ПВК):

(2.20) 4

Длительность стояния температуры наружного воздуха (для г. Алматы

(таблица 2.18) из приложения No3 [23]).

Таблица 2.18 – Длительность стояния температуры наружного воздуха

-30 -25 -20 -15 -10 -5 0 8

87

2 38 232 665 1320 2200 2570 4780

По результатам расчетов тепловых нагрузок строятся графики тепловых нагрузок коммунально-бытовых потребителей от температуры наружного воздуха. Годовой график коммунально-бытовой нагрузки по продолжительности представляет собой зависимость коммунально-бытовой нагрузки от длительности стояния её в течение года и представлен на рисунках 2.4 и 2.5.

Рисунок 2.4 – Зависимость теплофикационной нагрузки от температуры наружного воздуха

Рисунок 2.5 – Продолжительность работы с теплофикационной

88

нагрузкой, определяемой температурой наружного воздуха

По заданным расчетным температурам прямой и обратной сетевой воды,, а также производится построение температурного графика сети (рисунок 2.6).

Температура сетевой воды на выходе из 50 второго сетевого

подогревателя,

(2.21)

Температура сетевой воды на выходе из 50 первого сетевого

подогревателя,

(2.22)

Минимальная температура сетевой воды в прямой магистрали,

(2.23)

Рисунок 2.6 – Температурный график сети

Процесс расширения пара в турбине в h-s диаграмме

Перед началом построения процесса 14 расширения пара в h-s 4 диаграмме

необходимо предварительно оценить значения внутренних относительных 14

КПД. Для турбины с параметрами, они равны:

” ·

Параметры теплоносителей в узловых точках сведены в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Параметры теплоносителей в узловых точках

No
точки
Пар Конденсат Питательная вода
”
,
”
,
”
,
0 12.6980 555.00 3487.54 -----
0` 12.0630 552.52 3487.54 -----
1 3.3200 372.50 3162.23 3.3200 239.55 1035.36 16.50 230.00 993.39
1` 3.1540 371.09 3162.23 -----
2 2.2800 333.33 3093.78 2.2800 219.11 939.52 17.67 209.11 899.66
3 1.2200 265.52 2969.92 1.2200 188.71 801.83 18.83 178.71 766.95
ДВП 0.6000 255.84 2969.92 0.6000 158.83 670.50 0.60 158.83 670.50
4 0.5700 191.40 2833.38 0.5700 156.84 661.84 1.00 146.84 618.96
5 0.2940 134.17 2726.96 0.2940 132.84 558.51 1.00 122.84 516.40
6 0.1483 111.00 2626.27 0.1483 111.00 465.60 1.00 101.00 423.99
7 0.0790 93.00 2538.61 0.0790 93 389.59 1.00 83.00 348.29
7` 0.0314 79.86 2538.61 -----
K 0.0053 33.92 2238.60 0.0053 33.92 142.12 0.0053 33.92 142.12
Расчет тепловой схемы турбоагрегата Т-110/120-130
Расчет сетевых подогревателей
Расход пара на 2-ой сетевой подогреватель,
, (2.24)
где - КПД сетевого подогревателя
Расход пара на 2-ой сетевой подогреватель,
(2.24)
Определение расходов пара
Расход пара в конденсатор при работе без отборов,
, (2.25)
где - электрическая мощность турбины,
- механический КПД и КПД генератора, равные 0.98
90
Коэффициенты недовыработки
(2.26)
(2.27)
Расход пара в голову турбины,
, (2.28)
где - коэффициент регенерации
Расход утечек пара,
(2.29)
Расход пара на 42 уплотнение,
(2.30)
Расход пара на 42 эжектор,
(2.31)
Расход перегретого пара,
(2.32)
Расход воды на продувку котла,
(2.33)
Расход питатель ной воды,
(2.34)

Расчет расширителей непрерывной продувки

Расчет 1-го расширителя непрерывной продувки

Решая систему уравнений материального и теплового балансов РНП

определим расход сепарируемого пара, :

(2.35)

где - энтальпия кипящей в барабане воды,

- КПД сепаратора

Энтальпии сепарируемого пара и шламовой воды определяются как

энтальпии сухого пара и кипящей воды при давлении в расширителе.

Давление в расширителе равно 0.6 (,

).

Расход шламовой воды, (6

91

(2.36)

Расчет 2-го расширителя непрерывной продувки

Решая систему уравнений материального и теплового балансов РНП

определим расход сепарируемого пара, :

(2.37)

Энтальпии сепарируемого пара и шламовой воды определяются как

энтальпии сухого пара и кипящей воды при давлении в расширителе.

Давление в расширителе равно 0.1483 (,

).

Расход шламовой воды,

(2.38)

Расчет подогревателя химически очищенной воды

Расход подпиточной воды в тепловые сети,

(2.39)

где - теплоемкость воды

Расход подпиточной химически очищенной воды, (6

(2.40) 14

Температура шламовой воды на выходе из ПХОВ, (14

Энтальпия шламовой воды на выходе из ПХОВ,

Температура химически очищенной воды на входе в ПХОВ,

Энтальпия химически очищенной воды на входе из ПХОВ,

КПД подогревателя химически очищенной воды, %

Энтальпия химически очищенной воды на выходе (6

(2.41)

92

Температура химически очищенной воды на выходе из ПХОВ,

Расчет подогревателей высокого давления

Расход пара из первого отбора,

(2.42)

где - КПД регенеративного подогревателя

Расход пара из второго отбора,

(2.43)

Расход пара из третьего отбора на регенерацию,

(2.44)

Расчет атмосферного деаэратора (0.12 МПа)

Давление в атмосферном деаэраторе,

КПД деаэратора, %

Энтальпия конденсата уходящего из атмосферного деаэратора,

Расход конденсата в атмосферном деаэраторе, (6

(2.45)

Расход пара в атмосферный деаэратор,

(2.46)

Расчет деаэратора питательной воды (0.6 45 МПа)

Давление в деаэраторе питательной воды, 45

Расход 25 пара в деаэратор питательной воды,

(2.47) 45

Расход 25 воды в подогревателях низкого давления

(2.48) 45

Расчет подогревателей низкого давления

Расход пара из четвертого отбора,

, (2.49)

Энтальпия питательной воды в точке смешения с конденсатом СПВ

(2.50)

Расход пара из пятого отбора,

(2.51)

94

Система линейных уравнений для определения расходов и энтальпий

(2.52)

Решив систему лилейных уравнений, получаем значения расходов и

энтальпий в узловых точках тепл овой схемы:

Расход пара из шестого отбора -

Расход пара из седьмого отбора -

Расход пара в конденсатор турбины -

Энтальпия питательной воды перед ПНД-2 -

Материальный и энергетический балансы турбины

Расчетный 6 расход пара в конденсатор,

(2.53)

Расчетная мощность турбины,

, (2.54)

где - механический КПД и КПД генератора

Относительная погрешность расчета, %

(2.55)

95

Технико-экономические показатели

Теплота турбинного цеха,

(2.56)

Теплота, полезно отданная в котле,

(2.57)

КПД теплового потока, %

(2.58)

Расход условного топлива в котле,

(2.59)

Теплота теплофикационных отборов,

(2.60)

Теплота, идущая на выработку электроэнергии,

(2.61)

Коэффициенты ценности отборов

, (2.62)

где - коэффициент, учитывающий начальные параметры пара

- энтальпия пара в конце процесса

расширения при 4 отсутствии отпуска теплоты 4

Увеличение расхода теплоты при комбинированной выработке тепловой

и электрической энергии, 4

96

(2.63) 4

Доля расхода 51 топлива на выработку электроэнергии

(2.64) 14

Расход условного 15 топлива на выработку электроэнергии, 14

Расход топлива в ПВК,

, (2.65)

где - КПД пикового водогрейного котла 14

Расход топлива на выработку тепловой энергии,

(2.66) 14

Коэффициент полезного действия по производству электроэнергии, %

, (2.67)

где - 4 потребление электроэнергии на собственные нужды 4

Удельный 14 расход топлива на производство электроэнергии, 14

Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии,

2.3 14 Расчет котельного агрегата ТГМ-96 с использованием

предвключенного экономайзера

97

Технические характеристики котельного агрегата ТГМ-96 с

использованием предвключенного экономайзера приведены в таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Технические характеристики 73 котельного агрегата ТГМ-96 с

использованием предвключенного экономайзера

Показатель Обозначение

Единица

измерения

Значение

Паропроизводительность 5 480

Температура перегретого пара 560

Давление перегретого пара МПа 14

Температура холодного воздуха 30

Температура уходящих газов 130.10 9 34

Температура горячего воздуха 215.11 1

КПД котельного агрегата % 94.53

Потери теплоты с уходящими

газами

% 5.14

Потери теплоты от химического 62

недожога

% 0

Потери теплоты 54 от 32 механического

недожога

% 0

Потери теплоты 54 от наружного % 0.33 48

98

охлаждения 48

Расчетный расход топлива 9.651

Тепло полезно переданное в КА МВт 338.23

2.4 Расчет тепловой схемы турбоагрегата Т-110/120-130 с

использованием предвключенного экономайзера

Технические характеристики турбоагрегата Т-110/120-130 с

использованием предвключенного экономайзера приведены в таблице 3.21.

Таблица 2.21 – Технические характеристики 73 турбоагрегата Т-110/120-130 с

использованием предвключенного экономайзера

Показатель Обозначение

Единица

измерения

Значение

Номинальная электрическая
мощность

МВт 107.908

Номинальная тепловая нагрузка Гкал/ч 175

Годовой отпуск электроэнергии млн. кВт ч 593.494

Годовой отпуск тепловой энергии 50 ГДж 962500

Температура прямой сетевой воды 125

Температура обратной сетевой воды 65

Коэффициент теплофикации ТЭЦ - 0.6

Теплофикационная нагрузка,
обеспечиваемая отборами пара

МВт 29.17

Теплофикационная нагрузка,
обеспечиваемая ПВК

МВт 19.44

Коэффициент полезного действия

по производству электроэнергии

% 31.45

Удельный расход 20 топлива на
производство 14 электроэнергии

390.33

Удельный расход топлива на 21
производство 14 тепловой энергии

36.85

99

2.5 Конструкторский расчет предвключенного экономайзера

Конструкторский расчет предвключенного экономайзера [24] приведен в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Конструкторский расчет предвключенного экономайзера

Наименование

Обозн

а-

чение

Раз

мер-

ност

ь

Формула Расчет

1 2 3 4 5

Размер конвективной
шахты по фронту

Согласно [18] 6.5

Глубина
конвективной шахты

Согласно [18] 6

Диаметр труб Принимаем 32 32

Толщина труб Принимаем 3 3

Высота ребра Принимаем 10 10

Толщина ребра Принимаем 1 1

Шаг ребер Принимаем 10 10

Поперечный шаг труб 1 Принимаем 116 116

Продольный шаг труб 1 Принимаем 60 60

Относительный

поперечный шаг

- 1

Относительный

продольный шаг

- 1

Относительный

диагональный шаг

-

100

Продолжение таблицы 2.22

1 2 3 4 5

Число труб в одном

ряду

(два газохода)

Принимаем 204 204

Число труб по ходу

газов

Принимаем 4 4

Число петель Принимаем 1 1

Количество труб в

конвективном пучке

Длина одной трубы Принимаем 6.3 6.3

Длина неоребранных

участков трубы

Принимаем 0.3 0.3

Длина оребранных

участков трубы

Принимаем 6.0 6.0

Диаметр оребрения

Поверхность нагрева

труб

Поверхность нагрева

ребер

Расчетная

поверхность нагрева

Условный диаметр

труб

101

Проходное сечение

для газов

Продолжение таблицы 2.22

1 2 3 4 5

Проходное сечение

для питательной воды

Температура

питательной воды на

входе 5

Из раздела 3.4 156.10

Давление

питательной воды на

входе 5

МПа Согласно [21] 20

Энтальпия

питательной воды на

входе 5

По таблицам воды и водяного 2 пара

,

670.500

Температура

питательной воды 1 на

выходе

Из 2 раздела 3.4 184.80

Давление

питательной воды на

выходе 5

МПа Согласно [21] 18.833

Энтальпия

питательной воды на

выходе 2

По 2 таблицам воды и водяного пара

,

793.355

Расход 2 питательной

воды

Из раздела 3.3 136

Доля питательной

воды нагреваемой в

предвключенном

экономайзере

- Согласно [3] 0.3

102

103

Продолжение таблицы 2.22

1 2 3 4 5

Расход питательной

воды в

предвключенном

экономайзере

Теплота, воспринятая

питательной водой

Температура газов на

входе 2

Из раз дела 2.4 326.730

Энтальпия газов на

входе в экономайзер

По таблице энтальпий 5682.677

Энтальпия газов на

выходе из

экономайзера

Температура газов на

выходе

По табли 9 це энтальпий 302.14

Средняя 2 температура

газа

Средняя температура

питательной воды

Средний
температурный напор
Средняя скорость
газов в экономайзере
Коэффициент
теплопроводности
дымовых газов
По таблице физических свойств
дымовых газов
0.051

104
,
Продолжение таблицы 2.22
1 2 3 4 5

Коэффициент
кинематической
вязкости дымовых
газов
По таблице физических свойств
дымовых газов
,
Критерий Прандтля
для дымовых газов
-

По таблице физических свойств
дымовых газов
,
0.674
Коэффициент
оребрения
-

Коэффициент X -
Коэффициент Y -
Коэффициент -
Коэффициент -
Коэффициент -
Коэффициент
теплоотдачи
конвекцией
Условная высота
ребра
Параметр

105
Параметр
-
Продолжение таблицы 2.22
1 2 3 4 5
Коэффициент
эффективности ребра
-

Поправочный
коэффициент
-
Приведенный
коэффициент

теплоотдачи с газовой
стороны
Коэффициент
тепловой
эффективности
- Согласно [24] 0.9
Коэффициент
теплопередачи
Тепловосприятие
предвключенного
экономайзера по
уравнению
теплопередачи
Относительная
погрешность расчета
%

106

Закключение

В результате выполнения диссертационного проекта установлено, что предложенная модернизация котла ТГМ-96 и тепловой схемы турбины Т-110/120-130, основанная на применении современных интенсифицированных теплообменных поверхностей в экономайзере, позволяет значительно повысить эффективность энергоблока Т-100. Проведенные расчеты тепломеханического оборудования, подтвердили работоспособность энергоблока после модернизации.

Предложена модернизация конвективной поверхности экономайзера котла ТГМ-96 путем замены гладкостенных труб на более эффективные трубы с поперечно спиральным оребрением. Произведен конструкторский расчет турбинного экономайзера и расчет после модернизации тепловой схемы турбоагрегата Т-110/120-130.

Были получены следующие результаты модернизации:

Увеличение мощности турбины Т-110/120-130
=1259 кВт;

Удельный расход топлива на выработку электроэнергии
=390 г у.т./кВт·ч)

Удельный расход топлива на выработку тепловой энерг **6** ии
=36,85 кг у.т./ГДж **14**

107

Список **14** литературы

1. Вараицкий И.Б., Кроль Л.Б., Кузнецов А.В. Снижение температуры уходящих газов путем рациональной компоновки котлоагрегатов // Электрические станции.- 1955.-No2.-С. 4-8.
2. Медведев В.А., Пономарева Н.В., Николаев В.А. Модернизация действующих котельных установок с применением оребренных поверхностей нагрева // Материалы межвузовского научного семинара по проблемам теплоэнергетики /Сарат. **38** государ. технич. ун-т. - Саратов, 1996.-С. 38-41.
3. Мед **41** ведев, В.А. Эффективность комплексной модернизации хвостовой части действующих пылеугольных котлов / В.А. Медведев, А.У. Липец, Н.В. Пономарева. – Теплоэнергетика, No 8, 1999. – с. 43 – 47. **29**
4. Кузнецов Н.В. Рабочие **17** процессы и вопросы усовершенствования конвективных поверхностей котельных агрегатов.- М.- Л: Госэнергоиздат, 1958.-230 с.
5. **19** Кузнецов Н.В., Вараицкий И.Б., Кроль Л.Б. Пути **36** совершенствования

хвостовых поверхностей нагрева котельных агрегатов и дальнейшего **36**

снижения температуры **уходящих газов** // Теплоэнергетика.-1954.- **36** No 2. -
С. 3-11.

6. Липец А.У. О рациональных компоновках конвективных поверхностей
нагрева котельных агрегатов // Теплоэнергетика – 1963.-No5.-С. 38-42.

7. Конюхов Г.В., петров А.И. К определению эффекивности теплообменных
поверхностей в условиях конвективного теплообмена // Изв. АНССР.
Энергетика и транспорт.- 1990.-No3.-С. 168-171.

8. Кузнецов Н.В., Титова Е.Я., Щербаков А.З. Снижение температуры
уходящих газов при помощи малогабаритных поверхностей нагрева //
Электрические станции-1955.-No2.-С. 10-13.

9. Апатовский Л.Е., Замятин Л.М.. Снижение температуры **уходящих газов**
в котлоагрегатах с помощью **36** ЭНД, **включенного по газам параллельно**
воздухоподогревателю //Энергомашиностроение, 1970. - **36** No8. С. 33-34.

10. Испытания водяного экономайзера со спирально-ленточным оребрением
на азейском буром угле /В.Н. Фомина, Е.Я. Титова, В.А. Дидура и др.
//Теплоэнергетика. – 1986.-No4.-С. 15.

11. Испытания экономайзера из труб с приварным оребрением на котле
сжигающем экибастузский уголь / В.А. Локшин, Н.В. Зозуля, В.Н.
Фомина, А.А. Портянко //Теплоэнергетика.-1979.-No3.-С. 10-13.

12. Экономайзеры ЗИО с поперечным оребрением /А.У. Липец, И.А.
Сотников, А.Я. Андреева и др. //Энергомашиностроение.-1978.-No10.-С.
7-10.

13. **Змачинский А.В., 46** **Медведев В.А., Левченко Г.И. Техничко-экономические**
расчёты и оптимизация поверхности нагрева из оребрённых труб
парогенераторов электростанций. Саратов: Изд-во 40 Сар. Университета,
1983.-95 с.

14. Техничко-экономические сравнение конвективных поверхностей
108

теплообмена из труб с различным оребрением. / А.В.Кузьмин,
В.А.Медведев, Ю.И.Акимов //Теплообмен в парогенераторах: Тезисы
докл. Всесоюзн. Конф. – Новосибирск, 1988.-С. 36-37.

15. Липец, А.У. Перевод котла БКЗ – 420 на работу с пониженной
температурой уходящих газов /А.У. Липец, И.Л. Шрадер, В.Г. Овчар. –
Электрические станции, No 7, 1995. – с.21 – 23.

16. Патент 2160369 РФ. Энергетический блок повышенной эффективности
[**40** Текст] / **Липец А.У.; Дирина Л.В.; Кузнецова С.М.; Гордеев В.В.; Ершов**
Ю.А.; Будняцкий Д.М., 1999.

17. **40** Инструкция по эксплуатации турбоагрегата Т-110/120-130 ст. No1,
Саратовская ТЭЦ-5, 105 с.

18. Инструкция по эксплуатации котлоагрегата ТГМ-96 ст. No1, Саратовская
ТЭЦ-5, 69 с.

19. **Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод). Под ред.**
Н.В. Кузнецова и др., М., «Энергия 53 », 1973. – 296 с.

20. Тепловой расчет **32** котлоагрегатов: **48** Учеб. **Пособие / Акимов, Ю.И.,**
Васильев, А.В., Мусатов, Ю.В.: Под. Ред. Антропова Г.В. – 27 Сарат. гос.
технич. университет, Саратов, 1994. – 95 с.

21. Бойко Е.А. **Котельные установки и парогенераторы (тепловой расчет**
парового котла): Учебное пособие / Е.А. 16 Бойко, И.С. Деринг, Т.И.
Охорзина. **16** Красноярск ИПЦ КГТУ, 2005, 96 с.

22. **Тепловой расчет котлов (Нормативный метод). Издание 3-е, 53**
переработанное и дополненное. **Издательство НПО ЦКТИ, 53** СПб, 1998,
256 с.

23. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник / Е.Я. Соколов. –
М.: МЭИ, 2006. – 472с.

24. Тепловой и аэродинамический расчеты конвективных поверхностей нагрева с поперечным оребрением./Методические указания к курсовому и дипломному проектированию. Сост. Пономарева Н.В., Мусатов Ю.В. – Саратов: СГТУ, 2005.