

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Энергетический
Направление подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника
Кафедра Атомных и тепловых электростанций

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Поверочный расчет котла Томской ТЭЦ-3 для работы на генераторном газе

УДК 621.311.22.002.5:621.181.001.24

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Б2А	Заковряшин Дмитрий Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент кафедры атомных и тепловых электростанций	Слюсарский К.В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры менеджмента	Попова С.Н.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Гусельников М.Э.	к.т.н., доцент		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель кафедры атомных и тепловых электростанций	Вагнер М.А.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
атомных и тепловых электростанций	Матвеев А.С.	к.т.н., доцент		

Томск – 2016 г.

Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы бакалавриата по направлению 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Код резу льт тата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе <i>на иностранном языке</i> , разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты <i>комплексной</i> инженерной деятельности.
P2	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, в том числе междисциплинарном, с делением ответственности и полномочий при решении <i>комплексных</i> инженерных задач.
P3	Демонстрировать <i>личную</i> ответственность, приверженность и следовать профессиональной этике и нормам ведения <i>комплексной</i> инженерной деятельности с соблюдением правовых, социальных, экологических и культурных аспектов.
P4	Анализировать экономические проблемы и общественные процессы, участвовать в общественной жизни с учетом принятых в обществе моральных и правовых норм.
P5	К достижению должного уровня экологической безопасности, энерго- и ресурсосбережения на производстве, безопасности жизнедеятельности и физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности.
P6	Осознавать необходимость и демонстрировать <i>способность к самостоятельному обучению в течение всей жизни</i> , непрерывному самосовершенствованию в инженерной профессии, организации обучения и тренинга производственного персонала.
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P7	Применять <i>базовые</i> математические, естественнонаучные, социально-экономические знания в профессиональной деятельности <i>в широком</i> (в том числе междисциплинарном) контексте в <i>комплексной</i> инженерной деятельности в производстве тепловой и электрической энергии.
P8	Анализировать научно-техническую информацию, ставить, решать и публиковать результаты решения задач <i>комплексного</i> инженерного анализа с использованием <i>базовых и специальных</i> знаний, нормативной документации, современных аналитических методов, методов математического анализа и моделирования теоретического и экспериментального исследования.
P9	Проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных разработок объектов производства тепловой и электрической энергии, выполнять <i>комплексные</i> инженерные проекты с применением <i>базовых и специальных</i> знаний, <i>современных</i> методов проектирования для достижения <i>оптимальных</i> результатов, соответствующих техническому заданию <i>с учетом</i> нормативных документов, экономических, экологических, социальных и других ограничений.
P10	Проводить <i>комплексные</i> научные исследования в области производства тепловой и электрической энергии, включая поиск необходимой информации, эксперимент, анализ и интерпретацию данных, и их подготовку для составления обзоров, отчетов и научных публикаций с применением <i>базовых и специальных</i> знаний и <i>современных</i> методов.

P11	Использовать информационные технологии, использовать компьютер как средство работы с информацией и создания новой информации, осознавать опасности и угрозы в развитии современного информационного общества, соблюдать основные требования информационной безопасности.
P12	Выбирать и использовать необходимое оборудование для производства тепловой и электрической энергии, управлять технологическими объектами, использовать инструменты и технологии для ведения комплексной практической инженерной деятельности с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений.
<i>Специальные профессиональные</i>	
P13	Участвовать в выполнении работ по стандартизации и подготовке к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и материалов теплоэнергетического производства, контролировать организацию метрологического обеспечения технологических процессов теплоэнергетического производства, составлять документацию по менеджменту качества технологических процессов на производственных участках.
P14	Организовывать рабочие места, управлять малыми коллективами исполнителей, к разработке оперативных планов работы первичных производственных подразделений, планированию работы персонала и фондов оплаты труда, организовывать обучение и тренинг производственного персонала, анализировать затраты и оценивать результаты деятельности первичных производственных подразделений, контролировать соблюдение технологической дисциплины.
P15	Использовать методики испытаний, наладки и ремонта технологического оборудования теплоэнергетического производства в соответствии с профилем работы, планировать и участвовать в проведении плановых испытаний и ремонтов технологического оборудования, монтажных, наладочных и пусковых работ, в том числе, при освоении нового оборудования и (или) технологических процессов.
P16	Организовывать работу персонала по обслуживанию технологического оборудования теплоэнергетического производства, контролировать техническое состояние и оценивать остаточный ресурс оборудования, организовывать профилактические осмотры и текущие ремонты, составлять заявки на оборудование, запасные части, готовить техническую документацию на ремонт, проводить работы по приемке и освоению вводимого оборудования.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	6
1. ОПИСАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ РАБОТЫ КОТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ГАЗЕ С НИЗКОЙ ТЕПЛОТОЙ СГОРАНИЯ	8
2. АНАЛИЗ КОНСТРУКЦИИ КОТЛА	10
3. ПОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ КОТЛА	14
3.1. Расчетные характеристики топлива.....	14
3.2. Расчет объемов воздуха и продуктов сгорания	15
3.3. Определение энтальпий воздуха и продуктов сгорания.....	19
3.4. Тепловой баланс котла.....	19
3.5. Определение расхода топлива.....	21
3.6. Тепловые характеристики топки.....	22
3.7. Расчет ширмового пароперегревателя.....	25
3.8. Расчет второй ступени конвективного пароперегревателя	30
3.9. Расчет первой ступени конвективного пароперегревателя	32
3.10. Расчет второй ступени водяного экономайзера	34
3.11. Расчет первой ступени водяного экономайзера	36
3.12. Расчет воздухоподогревателя.....	38
3.13. Уточнение теплового баланса котла.....	40
4. СРАВНЕНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ РАБОТЕ НА ПРИРОДНОМ И ГЕНЕРАТОНОМ ГАЗАХ	40
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ	43
5.1. Обоснование экономической целесообразности.....	43
5.2. Мировой опыт газификации.....	44
5.3. Сравнение производства тепловой энергии на природном и генераторном газе.	52
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	56
6.1. Производственная безопасность	56
6.2. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации теплообменного оборудования ТЭС.....	56
6.3. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.....	59
6.4. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду	60
6.5. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	61
6.6. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований	62
6.7. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	62
6.8. Специальные правовые нормы трудового законодательства	63
7. ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	64
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	65
Приложение А.....	68
Приложение Б	69

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 57 с., 0 рис., 4 табл., 20 источников, 2 прил.

Ключевые слова: котел, генераторный газ, перевод.

Объектом исследования является котел Е-160-9,8-540 Томской ТЭЦ-3.

Цель работы – поверочный расчет котла ПВК при его переводе на синтез-газ.

В процессе исследования проводился поверочный расчет котла.

В результате исследования определены эксплуатационные характеристики котла при его переводе на синтез-газ.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: парпроизводительность-160 т/ч, давление перегретого пара-9,8 МПа, температура перегретого пара-540°C.

Область применения: энергетика.

Экономическая эффективность/значимость работы: снижение затрат на топливо.

ВВЕДЕНИЕ

Сжигание различных топлив и в особенности твердых — торфа, сланца, бурых, каменных углей, кокса и др. — широко применяется в топках паровых котлов и промышленных печей для использования тепловой энергии в двигателях и в различных технологических процессах.[1]

В наше время с ужесточением экологических норм, а также законов об эффективном использовании ресурсов все большее распространение находит газификация твердых топлив, т.е. превращение топлива в горючий газ. Процесс газификации топлива близок процессу горения. В основе обоих процессов лежит химическое соединение восстановителя (углерода и водорода) с окислителем (кислородом). Отличие в том, что при сгорании происходит полное окисление топлива в условиях избытка кислорода, а газификация идет в условиях дефицита кислорода, при этом полного окисления топлива не происходит. [2]

При газификации в качестве окислителей, которые иногда называют газифицирующими агентами, используют кислород (или обогащенный им воздух), водяной пар, диоксид углерода либо смеси указанных веществ. В зависимости от соотношения исходных реагентов, температуры, продолжительности реакции и других факторов можно получать газовые смеси разного состава. [3]

Однако большая часть котельного оборудования, установленного на современных тепловых электростанциях, была спроектирована для работы на традиционных видах топлива (природный газ, уголь, мазут и т.д.). Генераторный газ значительно отличается от традиционных видов топлива по составу, теплотворной способности и физическим характеристикам, что серьезно влияет на эффективность, надежность и эксплуатационные параметры работы котельного оборудования при его использовании. Поэтому возникает необходимость в проведении поверочных расчетов котельного оборудования для оценки возможности и эффективности перехода старого котельного оборудования на новый вид топлива. [4]

Актуальность работы

Загрязнение окружающей среды становится все большей проблемой в наши дни. Поэтому политика большинства развитых стран направлена на сокращение выбросов вредных газов в атмосферу. Значительную роль в ее загрязнении занимает современная энергетика. В связи с этим использование генераторного газа становится все более распространенным явлением. Однако котельное оборудование, используемое на ТЭС, не проектировалось для работы на генераторном газе. Поэтому появляется необходимость в проведении поверочных расчетов с целью определения эффективности и возможности такого перехода.

Цель работы

Проведение поверочного расчета котла Е-160-9,8-540 Томской ТЭЦ-3 для работы на генераторном газе с целью выявления возможности такого перехода и определения его эффективности.

Задачи исследования:

1. Обзор литературы с целью описания особенностей работы котельного оборудования на газе с низкой теплотой сгорания.
2. Анализ конструкции котла.
3. Поверочный расчет котла при переводе его на синтез-газ.
4. Сравнение изменения эксплуатационных параметров при работе на природном и генераторном газах.

Объект исследования-котел Е-160-9,8-540 Томской ТЭЦ-3.

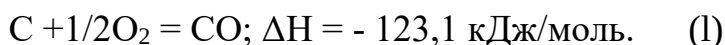
1. ОПИСАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ РАБОТЫ КОТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ГАЗЕ С НИЗКОЙ ТЕПЛОТОЙ СГОРАНИЯ

Сегодня все чаще встает вопрос об экологически чистом и эффективном использовании низкосортных энергетических ресурсов, таких как бурые угли. В связи с этим в литературе часто освещаются новые энергоэффективные и чистые методы использования топлива. Одним из таких методов является газификация угля с последующим получением синтез-газа. [5]

Синтез-газ или генераторный газ представляет из себя очищенную смесь продуктов неполного сгорания угля при недостатке кислорода (пиролизе).

Газификацию угля можно упрощенно описать пятью основными химическими реакциями.

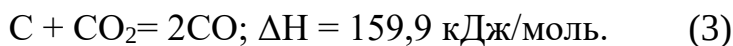
Газификация кислородом или воздухом (неполное горение)



Горение в кислороде



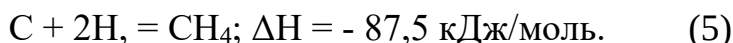
Газификация углекислым газом (реакция Будуара)



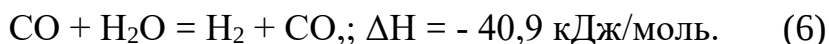
Газификация водяным паром (реакция водяного газа)



Газификация водородом (гидрогазификация)



При получении газовой смеси с определенным соотношением CO/H₂ для последующего использования в реакциях синтеза имеет значение следующая реакция:



Повышение теплоты сгорания газа достигается путем метанизации:



Энтальпии реакций даны при нормальных условиях (298 К; 1,013 бар). Для углерода была принята стандартная энтальпия образования $H = 12,5 \text{ кДж/моль.}$

Таким образом учтены свойства коксового углерода вместо графитизированного.

Приведенные уравнения (1)—(7) заключают в себя информацию о стехиометрии и энергетике реакций при газификации, но ничего не говорят об их полноте и характере протекания. Такие сведения могут быть получены только путем учета термодинамических и кинетических закономерностей, а также условий стационарного режима. [6]

Если процессы получения газа описаны довольно хорошо, то процессы его сжигания в топках котельных агрегатов практически не изучены.

С точки зрения состава, природный газ представляет из себя смесь метана CH_4 , содержание которого варьируется от 70 до 98 %, и его более тяжелых гомологов: этана C_2H_6 , пропана C_3H_8 , бутана C_4H_{10} . Также в него могут входить разные неуглеводородные вещества (водород, азот, гелий и т.д.). [7]

В состав же синтез-газа входят оксид углерода CO и водород H_2 , которые вместе составляют от 50 до 90 % от состава газа. Эта цифра зависит от исходного топлива и способа газификации. [8]

Различные составы газов обуславливают их различную теплотворную способность и физические свойства. Так для природного газа величина теплотворной способности колеблется в пределах от 32000 до 41000 кДж/м³. Для синтез-газа эта величина ограничивается 4000-7000 кДж/м³. [9]

Естественно, что для обеспечения необходимых давления, температуры и расхода пара на выходе из котла необходимо сжигать намного большее количество синтез-газа по сравнению с природным. Величина расхода топлива в этом случае может увеличиться в пять раз, что требует модернизации горелочных устройств, а также приводит к кратному увеличению объемов продуктов сгорания, что может привести к увеличению скорости потока дымовых газов в газоходе котла выше предельного уровня. [10]

Также стоит отметить разное количество кислорода, необходимое для полного сгорания топлива. Для природного газа эта цифра на несколько порядков выше в силу его состава, чем для синтез-газа. Уменьшение количества

кислорода, поступающего в топку означает уменьшение полного объема продуктов сгорания на выходе из котла, что приводит к снижению скорости потока в газоходе котла. [11]

Из всего перечисленного можно сделать вывод на неоднозначное влияние использования синтез-газа на надежность работы кола. Поэтому данная тема нуждается в дополнительном исследовании.

2. АНАЛИЗ КОНСТРУКЦИИ КОТЛА

Котел Е-160-9,8-540 (БКЗ-160-100ГМ) однобарабанный, с естественной циркуляцией, вертикально-водотрубный предназначен для сжигания газа и мазута с целью получения пара высокого давления.

Котел спроектирован для работы со следующими параметрами:

паропроизводительность	160 т/ч
давление пара в барабане	112 бар
давление перегретого пара	98 бар
температура перегретого пара	540 °С
температура питательной воды	215 °С

Допускается возможность регулировать температуру пара от номинального значения на выходе из котла от +5 °С до -10°С.

Возможна кратковременная работа парогенератора с температурой питательной воды 155 °С без увеличения тепловой производительности.

Минимальная нагрузка котла - 80 т/ч.

Котел Е-160-9,8-540 предназначен для отдельного и совместного сжигания газообразного и жидкого вида топлив. Котел оснащен четырьмя газомазутными горелками, которые установлены в 2 яруса на боковых стенах топки.

На котел установлен дымосос рециркуляции дымовых газов ВДНГ-15, дымосос ДН-20, дутьевой вентилятор ВДН-22, регенеративный воздухоподогреватель РВП-54.

Данный котел имеет П-образную компоновку. В верхнем газоходе расположен горизонтальный ширмовый пароперегреватель и конвективный пароперегреватель. Топка представляет собой восходящий газоход. В опускном газоходе расположены экономайзер и воздухоподогреватель.

Водяной объем котла - 48,7 м³;

Паровой объем котла - 28,2 м³;

Диаметр ротора РВП - 5400 мм;

Объем топки - 419 м³.

Топка данного котла открытого типа, полностью экранирована трубами с шагом 64 мм и диаметром 60х4, призматической формы. Задний и фронтальный экраны в нижней части образуют закрытый шамотным кирпичом, слабонаклонный под. Экраны топки разделены на 13 самостоятельных циркуляционных контуров. Трубами потолочного пароперегревателя экранирован верх топки. [12]

Чтобы организовать топочный процесс на боковых стенах установлены два яруса газо-мазутных горелок, по две горелки на каждом.

Барабан котла имеет внутренний диаметр 1600 мм, толщину стенки 88 мм и длину цилиндрической части 9500 мм. Имеется возможность осуществлять контроль за уровнем воды следующими способами:

- 1) на щите управления котла по сниженным электрическим показателям уровня;
- 2) возле барабана котла по двум водоуказательным приборам.

В барабане предусмотрена труба аварийного слива для предотвращения перепитки котла. В целях обеспечения равномерного разогрева барабана при пусках и остановках возможен паровой разогрев барабана используя насыщенный пар от соседних котлов. После экономайзера питательная вода идет в питательные короба барабана. Половина от всего количества воды из питательных коробов поступает на промывочные листы, вода протекает по ним и сливается в водяной объем барабана через гидравлический подпор. Вся

остальная питательная вода пряником из питательных коробов подается помимо промывочных листов в водяной объем барабана.

В целях обеспечения необходимого качества пара в котле используется двухступенчатая испарительная схема с выносными циклонами.

Для поддержания солевого режима в пределах нормы на котле имеются:

- 1) линия продувки циклонов;
- 2) линия выравнивания концентраций между левой и правой сторонами второй испарительной ступени. Эти линии служат для соединения водяного объема циклона с нижней камерой задней секции заднего блока противоположного бокового экрана;
- 3) линия изменения кратности концентраций по испарительным ступеням. Эта линия служит для соединения водяного объема выносного циклона с нижней камерой заднего среднего блока топки;
- 4) линия служащая для ввода фосфатов.

Данные линии используются постоянно и корректируются по приборам на щите и по указаниям персонала химического цеха.

Основным преимуществом циркуляционной схемы является разделение экранов на самостоятельные контуры. Это значительно увеличивает надежность циркуляции.

Весь пароперегреватель делится на три части по характеру тепловосприятия: радиационную, радиационно-конвективную и конвективную.

Конвективная часть пароперегревателя состоит из змеевиков первой и третьей ступеней, которые размещены в опускном газоходе.

Радиационно-конвективная часть состоит из 8-ми горизонтальных ширм, которые расположены в верхней части топки и поворотного газохода с шагом 840 мм.

Радиационная часть представляет из себя потолочные трубы, расположенные в верхней части поворотного газохода и топки.

Пар в пароперегревателе двигается двумя потоками. Оба потока пара имеют двухкратный переброс поперек газохода и перемешивание в камерах охладителей пара. Благодаря этому снижаются температурные перекосы в потоках и между ними.

Изменение температуры пара осуществляется при помощи комбинированного воздействия на восприятие тепла пароперегревателя по паровой стороне впрысками в пароохладителях "собственного" конденсата и рециркуляцией дымовых газов по газовой стороне.

В целях получения "собственного" конденсата котел оснащается конденсаторами. Питательная вода, которая прошла первый пакет змеевиков экономайзера служит для охлаждения насыщенного пара, поступающего из барабана котла в конденсаторы.

Конденсат подается в первую ступень пароохладителя при помощи перепада давлений между пароохладителем и конденсатосборником. Этот перепад давлений создается при помощи паровых эжекторов, которые расположены в камерах охладителей пара.

Конденсат подается во вторую ступень пароохладителя при помощи перепада давлений между пароохладителем и конденсатосборником. Расход конденсата во вторую ступень пароохладителя не должен превышать 5 т/ч.

Экономайзер котла представляет из себя пакеты гладкотрубных змеевиков 32 х 4, которые занимают всю глубину опускного газохода и расположены в шахматном порядке.

Экономайзер и первая ступень пароперегревателя опираются на балки. Третья ступень пароперегревателя крепится на трубах подвесных панелей. Для увеличения экономичности и в целях снижения присосов воздуха газоход котла обшит снаружи металлическим листом толщиной четыре миллиметра. Регенеративный воздухоподогреватель необходим для подогрева воздуха, который идет в топку котла до температуры 280 °С.

Воздухоподогреватель представляет из себя вращающийся на вертикальном валу ротор. Внутри него расположены пакеты с

нагревательными листами определенного профиля. Ротор закрепляется на фланце вала, который закрепляется верхней частью в сферическом роликоподшипнике, а нижней опирается на упорно-сферический роликоподшипник, который установлен в особом корпусе на опорной балке РВП.

В целях предотвращения перетечек и присосов воздуха в газовую часть, в воздухоподогревателе имеются центральные, кольцевые и периферийные уплотнения, а также уплотнения по валу в месте прохода вала через крышки. Предусмотрены аксиальные и радиальные уплотнения для разделения воздушного и газового потоков.

Регенеративный воздухоподогреватель монтируется на опорных металлоконструкциях, которые снабжены опорной балкой, установленной на специальные опорные фундаменты.

Воздухоподогреватель имеет приспособление для очищения поверхностей нагрева, обдувки и обмывки, а также устройство для пожаротушения.

3. ПОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ КОТЛА

3.1. Расчетные характеристики топлива

Таблица 1. Состав топлива

CH ₄	CO ₂	CO	H ₂	N ₂
1	0,1	28,4	21,5	49

Низшая теплота сгорания топлива:

$$\begin{aligned}
 Q_i^r &= 0,01(12,64CO + 10,79H_2 + 35,88CH_4) = \\
 &= 0,01(12,64 \cdot 28,4 + 10,79 \cdot 21,5 + 35,88 \cdot 1) \cdot 1000 = 6268 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3} = 6293 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.
 \end{aligned}$$

Плотность при 0 °С 101,3 кПа:

$$\rho = 0,01(1,96\text{CO}_2 + 1,25\text{N}_2 + 1,25\text{CO} + 0,0899\text{H}_2 + 0,716\text{CH}_4) = \\ = 0,01(1,96 \cdot 0,1 + 1,25 \cdot 49 + 1,25 \cdot 28,4 + 0,0899 \cdot 21,5 + 0,716 \cdot 1) = 0,996 \text{ кг/м}^3.$$

3.2. Расчет объемов воздуха и продуктов сгорания

Теоретическое количество сухого воздуха, необходимого для полного сгорания топлива (коэффициент избытка воздуха ($\alpha = 1$) определяется по формуле [1, стр. 23, п. 4-03, ф. 4-13]:

$$V_{\text{H}}^o = 0,0476 \cdot \left(0,5\text{CO} + 0,5\text{H}_2 + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) C_m H_n \right), \text{ м}^3/\text{м}^3, \\ V_{\text{H}}^o = 0,0476 \cdot (0,5 \cdot 28,4 + 0,5 \cdot 21,5 + 1,5 \cdot 1) = 1,26, \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретические объемы продуктов сгорания, полученные при полном сгорании топлива с теоретически необходимым количеством воздуха ($\alpha = 1$)

Азота определяется по формуле [1, стр. 23, п. 4-03, ф.4-14]:

$$V_{\text{N}_2}^o = 0,79 \cdot V_{\text{H}}^o + 0,01 \cdot N_2, \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}, \\ V_{\text{N}_2}^o = 0,79 \cdot 1,26 + 0,01 \cdot 49 = 1,485, \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}.$$

Трехатомных газов определяется по формуле [1, стр. 23, п. 4-03, ф. 4-15]:

$$V_{\text{RO}_2}^{\text{H}} = 0,01 \cdot \left(\text{CO}_2 + \text{CO} + \sum m C_m H_n \right), \text{ м}^3/\text{кг}, \\ V_{\text{RO}_2}^{\text{H}} = 0,01 \cdot (0,1 + 28,4 + 1) = 0,295, \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Водяных паров (влажностное содержание $d_{\text{г.тл}}=10$) определяется по формуле [1, стр. 23, п. 4-03, ф. 4-16]:

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^o = 0,01 \cdot \left(\text{H}_2 + \sum \frac{n}{2} C_m H_n + 0,124 \cdot d_{\text{г.тл}} \right) + 0,0161 \cdot V_{\text{H}}^o, \text{ м}^3/\text{кг}, \\ V_{\text{H}_2\text{O}}^o = 0,01 \cdot (21,5 + 2 \cdot 1 + 0,124 \cdot 10) + 0,0161 \cdot 1,26 = 0,268, \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки $\alpha'' = 1,03$

Объемы продуктов сгорания при избытке воздуха $\alpha_m'' = 1,03$

Объем водяных паров определяется по формуле [1, стр. 22, п. 4-02, ф. 4-07]:

$$V_{H_2O}^H = V_{0H_2O}^H + 0,0161 \cdot (\alpha_m'' - 1) \cdot V_H^0, \text{ м}^3/\text{кг},$$

$$V_{H_2O}^H = 0,268 + 0,0161 \cdot (1,03 - 1) \cdot 1,26 = 0,269, \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объем дымовых газов определяется по формуле [1, стр. 22, п. 4-02, ф. 4-08]:

$$V_{\Gamma}^H = V_{RO_2} + V_{0N_2}^H + V_{0H_2O}^H + (\alpha_m'' - 1) \cdot V_H^0, \text{ м}^3/\text{кг},$$

$$V_{\Gamma}^H = 0,295 + 1,485 + 0,269 + (1,03 - 1) \cdot 1,26 = 2,087, \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объемные доли трехатомных газов определяется по формуле [1, стр. 23, п. 4-02, ф. 4-09, 4-10]:

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_{\Gamma}^H},$$

$$r_{RO_2} = \frac{0,295}{2,087} = 0,141,$$

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}^H}{V_{\Gamma}^H},$$

$$r_{H_2O} = \frac{0,269}{2,087} = 0,129.$$

Следующие величины подсчитываются отдельно для топки и расположенных за ней поверхностей нагрева по заранее выбранным средним значениям коэффициента избытка воздуха. Результаты этих расчетов рекомендуется представить в виде таблицы 1. Число колонок таблиц объемов воздуха и продуктов сгорания определяется количеством поверхностей нагрева заданного котла и их компоновкой. Поэтому, прежде чем приступить к составлению таблицы необходимо определить по чертежам и эскизам заданного котла число поверхностей нагрева. Котлы высокой мощности состоят из следующих поверхностей нагрева:

- топка;
- ширмовый пароперегреватель;
- конвективный пароперегреватель 2 ступени;
- конвективный пароперегреватель 1 ступени;

- водяной экономайзер 2 ступени;
- водяной экономайзер 1 ступени;
- воздухоподогреватель.

После определения компоновки поверхностей нагрева по газоходам котла, необходимо принять величину коэффициента избытка воздуха на выходе из топки α''_m , и присосы воздуха в газоходах $\Delta\alpha_i$, где располагаются поверхности нагрева котла.

Присосы воздуха по принятой компоновке поверхностей нагрева по отдельным газоходам ($\Delta\alpha_i$)

Присосы воздуха в газоход конвективного пароперегревателя [1, стр. 171]:

$$\Delta\alpha_{КПП} = 0,03 ,$$

Присосы воздуха в газоход экономайзера:

$$\Delta\alpha_{ЭК} = 0,08.$$

Присосы воздуха в газоход воздухоподогревателя:

$$\Delta\alpha_{ВП} = 0,1.$$

Избыток воздуха за топкой:

$$\alpha''_m = 1,06.$$

Избыток воздуха за ШПП:

$$\alpha''_{ШПП} = \alpha''_m,$$

$$\alpha''_{ШПП} = 1,06.$$

Избыток воздуха за КПП2:

$$\alpha''_{КПП_2} = \alpha''_{ШПП} + \Delta\alpha_{КПП_2},$$

$$\alpha''_{КПП_2} = 1,06 + 0,03 = 1,09.$$

Избыток воздуха за КПП1:

$$\alpha''_{КПП_1} = \alpha''_{КПП_2} + \Delta\alpha_{КПП_1},$$

$$\alpha''_{КПП_1} = 1,09 + 0,03 = 1,12.$$

Избыток воздуха за ЭК2:

$$\alpha''_{\text{ЭК2}} = \alpha''_{\text{КПП}_2} + \Delta\alpha_{\text{ЭК}},$$

$$\alpha''_{\text{ЭК2}} = 1,12 + 0,08 = 1,2.$$

Избыток воздуха за ЭК1:

$$\alpha''_{\text{ЭК1}} = \alpha''_{\text{ЭК2}} + \Delta\alpha_{\text{ЭК}},$$

$$\alpha''_{\text{ЭК1}} = 1,2 + 0,08 = 1,28.$$

Избыток воздуха за ВП:

$$\alpha''_{\text{ВП}} = \alpha''_{\text{ЭК2}} + \Delta\alpha_{\text{ВП}},$$

$$\alpha''_{\text{ВП}} = 1,28 + 0,1 = 1,38.$$

Средний коэффициент избытка воздуха в газоходе каждой поверхности:

$$\alpha_{\text{ШПП}}^{\text{cp}} = \frac{\alpha''_m + \alpha''_{\text{ШПП}}}{2},$$

$$\alpha_{\text{ШПП}}^{\text{cp}} = \frac{1,06 + 1,06}{2} = 1,06,$$

$$\alpha_{\text{КПП}_2}^{\text{cp}} = \frac{\alpha''_{\text{ШПП}} + \alpha''_{\text{КПП}_2}}{2},$$

$$\alpha_{\text{КПП}_2}^{\text{cp}} = \frac{1,06 + 1,09}{2} = 1,075,$$

$$\alpha_{\text{КПП}_1}^{\text{cp}} = \frac{\alpha''_{\text{КПП}_2} + \alpha''_{\text{КПП}_1}}{2},$$

$$\alpha_{\text{КПП}_1}^{\text{cp}} = \frac{1,09 + 1,12}{2} = 1,105,$$

$$\alpha_{\text{ЭК2}}^{\text{cp}} = \frac{\alpha''_{\text{КПП}_1} + \alpha''_{\text{ЭК2}}}{2},$$

$$\alpha_{\text{ЭК2}}^{\text{cp}} = \frac{1,12 + 1,2}{2} = 1,16,$$

$$\alpha_{\text{ЭК1}}^{\text{cp}} = \frac{\alpha''_{\text{ЭК2}} + \alpha''_{\text{ЭК1}}}{2},$$

$$\alpha_{\text{ЭК2}}^{\text{cp}} = \frac{1,2 + 1,28}{2} = 1,24,$$

$$\alpha_{\text{ВП}}^{\text{cp}} = \frac{\alpha''_{\text{ЭК1}} + \alpha''_{\text{ВП}}}{2},$$

$$\alpha_{\text{ВП}}^{\text{cp}} = \frac{1,28 + 1,38}{2} = 1,33.$$

3.3. Определение энтальпий воздуха и продуктов сгорания

Энтальпия теоретически необходимого количества воздуха определяется по формуле [1, стр. 24, п.4-06, ф. 4-23]:

$$I_{0.6} = V_B^0 (c\vartheta)_6, \text{ кДж/кг}.$$

Энтальпия теоретического объема дымовых газов определяется по формуле [1, стр. 24, п.4-06, ф. 4-22]:

$$I_{0.2} = V_{RO_2} (c\vartheta)_{CO_2} + V_{N_2}^0 (c\vartheta)_{N_2} + V_{H_2O}^0 (c\vartheta)_{H_2O}, \text{ кДж/кг}.$$

Энтальпия дымовых газов определяется по формуле [1, стр. 23, п.4-06, ф.4-21]:

$$I = I_{0.2} + (\alpha_i - 1) \cdot I_{0.6} + I_{3л}, \text{ кДж/кг}.$$

3.4. Тепловой баланс котла

Общее уравнение теплового баланса определяется по формуле [1, стр. 28, п. 5–01, ф. 5–01]:

$$Q_p + Q_{6.6н} + Q_{\phi} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6.$$

Температура рабочего топлива $t = 30 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Тепло вносимое топливом, при его подогреве вне котла $Q_{6.6н} = 0 \text{ кДж/кг}$.

Тепло вносимое воздухом паровым форсуночным дутьем $Q_{\phi} = 0 \text{ кДж/кг}$.

Располагаемое тепло рабочей массы топлива $Q_p = Q_i^r = 6293 \text{ кДж/кг}$.

Потеря тепла от механической неполноты сгорания $q_4 = 0 \text{ \%}$.

3.8 Определение потерь тепла с уходящими газами q_2 .

Энтальпия уходящих газов при избытке воздуха $\alpha_{yx} = \alpha_{ВП}''$ и температуре $\vartheta_{yx} = 170 \text{ }^{\circ}\text{C}$:

$$I_{yx} = 597 \text{ кДж/кг}.$$

Температура холодного воздуха $t_{x6} = 30 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Энтальпия холодного воздуха:

$$I_{x6}^0 = 50 \text{ кДж/кг}.$$

Присосы воздуха в систему пылеприготовления

не учитываем.

Присосы воздуха в топку $\Delta\alpha_m = 0,06$.

Отношение количества воздуха на входе в воздушный тракт к теоретически необходимому определяется по формуле [1, стр. 27, п.4-15, ф. 4-43]:

$$\beta' = \alpha_m'' - \Delta\alpha_m + \Delta\alpha_{BII} = 1,06 - 0,06 + 0,07 = 1,07.$$

Доля газов отбираемых на сушку топлива

не учитываем.

Энтальпия газов в месте отбора

$$I_{отб} = 0 \text{ кДж/кг.}$$

Потери тепла с уходящими газами определяется по формуле [1, стр. 29, п.5–05, ф.5–06]:

$$q_2 = \frac{[I_{yx} - (\alpha_{yx} - \beta') \cdot I_{nrc}^0 - \beta' \cdot I_{x6}^0] \cdot (100 - q_4)}{Q_p}, \%,$$
$$q_2 = \frac{[597 - (1,38 - 1,07) \cdot 50 - 1,07 \cdot 50]}{6293} = 0,08, \%$$

Потери тепла от химической неполноты сгорания $q_3 = 0,1 \%$.

Потери тепла от наружного охлаждения:

Методом линейной интерполяции [1, стр. 30, п. 5–09, по номограмме, кривая 2]

$$D = 44,4 \text{ кг/с, тогда } q_5 = 0,6 \%$$

Потери тепла со шлаком $q_6 = 0$.

Суммарная потеря тепла в котле определяется по формуле [1, стр. 31, п. 5–12, ф.5–14]:

$$\sum q = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6, \%$$
$$\sum q = 0,08 + 0,1 + 0 + 0,6 + 0 = 0,78, \%$$

Коэффициент полезного действия котла определяется по формуле [1, стр. 31, п. 5–12, формула 5–15]:

$$\eta_k = 100 - \sum q, \%$$

$$\eta_k = 100 - 0,78 = 99,22 \text{ \%}.$$

3.5. Определение расхода топлива

Энтальпия перегретого пара [1, стр. 181, по P_{nn} и t_{nn} в таблицах для перегретого пара]:

$$i_{nn} = 3479, \text{ кДж/кг}.$$

Давление питательной воды на входе в экономайзер

$$P_{нв} = P_{б} + 0,1 \cdot P_{б}, \text{ МПа},$$

$$P_{нв} = 11,2 + 0,1 \cdot 11,2 = 12,32, \text{ МПа}.$$

Энтальпия питательной воды [1, стр. 181]:

$$i_{нв} = 921, \text{ кДж/кг}.$$

Расход воды на продувку

$$D_{np} = \frac{p}{100} \cdot D_{nn}, \text{ кг/с},$$

$$D_{np} = \frac{3}{100} \cdot 44,4 = 1,33, \text{ кг/с}.$$

Энтальпия продувочной воды $i'_s = i' = 1459, \text{ кДж/кг}$

Полное количество тепла используемое в котле:

$$\begin{aligned} Q_k &= (D_{nn} - D_{обв}) \cdot (i_{nn} - i_{нв}) = D_{обв} \cdot (i_{nn} - i_{обв}) + \sum D_{впр} \cdot (i_{нв} - i_{впр}) + \\ &D_{nn} \cdot (i''_s - i_{нв}) + \sum D_{nn} \cdot (i''_{nn} - i'_{nn}) + \sum D_{впр}^{nn} \cdot (i''_{nn} - i_{впр}^{nn}) + Q_{отв} + Q_{изб} = \\ &D_{nn} \cdot (i_{nn} - i_{нв}) + D_{np} \cdot (i'_s - i_{нв}), \text{ кВт}, \\ Q_k &= 44,4 \cdot (3479 - 921) + 1,33 \cdot (1459 - 921) = 114300, \text{ кВт}. \end{aligned}$$

Расход топлива подаваемого в топку ([1], стр. 32, п.5-12, формула 5-19):

$$\begin{aligned} B &= \frac{Q_k}{\frac{Q_i^r \cdot \eta_k}{100} + Q_{в.гн} + Q_{ф}}, \text{ кг/с}, \\ B &= \frac{114300}{\frac{6293 \cdot 94,3}{100}} = 18,305, \text{ кг/с}. \end{aligned}$$

Расчетный расход топлива

$$B_p = B \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \text{ м}^3/\text{с},$$
$$B_p = 18,305 \cdot \left(1 - \frac{0}{100}\right) = 18,305, \text{ м}^3/\text{с}.$$

3.6. Тепловые характеристики топки

К тепловым характеристикам топки относят: коэффициент тепловой эффективности экранов ψ , среднюю суммарную теплоемкость продуктов сгорания $(VC)_{\text{ср}}$; параметр M , учитывающий влияние на интенсивность теплообмена уровня расположения горелок, критерий поглощательной способности (критерий Бугера) Bu .

Коэффициент тепловой эффективности экранов

$$\psi_{\text{ср}} = 0,539.$$

Параметр M определяется по формуле [1, стр. 37, п. 6–18, ф. 6–26а]

$$M = M_0 \cdot (1 - 0,4 \cdot \chi_r) \cdot \sqrt[3]{r_v},$$
$$M = 0,4 \cdot (1 - 0,4 \cdot 0,2059) \cdot \sqrt[3]{1,172} = 0,387.$$

Параметр $M_0 = 0,4$ (для газомазутных топок с настенным расположением горелок)

Величина характеризующая относительный уровень расположения горелок в топке определяется по формуле [1, стр. 37, п. 6–05, ф. 6–10]

$$\chi_r = \frac{h_z}{H_m},$$
$$\chi_r = \frac{3,15}{15,3} = 0,2059.$$

Параметр забалластированности топочных газов определяется по формуле [1, стр. 41, п. 6–18, ф. 6–27]

$$r_v = \frac{V_r^H}{V_{N_2}^o + V_{RO_2}}, \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

$$r_v = \frac{2,0858}{1,485 + 0,295} = 1,172, \quad \text{м}^3/\text{м}^3.$$

Тепло вносимое в топку воздухом [1, стр. 41, п. 6–20, ф. 6–29]:

Температуру воздуха за воздухоподогревателем принимаем $t = 250 \text{ }^\circ\text{C}$

$$Q_{\text{в}} = \beta' \cdot I''_{\text{ов}} + (\Delta\alpha_m + \Delta\alpha_{\text{пл}}) \cdot I_{\text{прс}}^0, \text{ кДж/кг},$$

$$Q_{\text{в}} = 1,07 \cdot 422 + (0,03 + 0) \cdot 50,1 = 453, \text{ кДж/кг}.$$

Располагаемое тепло топлива

$$Q_p^r = Q_{\text{н}}^r = 6293 \text{ кДж/кг}.$$

$Q_{\text{н}}^r$ – низшая рабочая теплота сгорания, кДж/кг.

Полезное тепловыделение в топке определяется по формуле [1, стр. 40, п. 6–20, ф. 6–28]

$$Q_m = Q_p^r \cdot \frac{100 - q_3 - q_4 - q_6}{100 - q_4} + Q_{\text{в}}, \text{ кДж/кг},$$

$$Q_m = 6293 \cdot \frac{100 - 0,1 - 0 - 0}{100} + 453 = 6740, \text{ кДж/кг}.$$

Адиабатическая температура горения

Методом линейной интерполяции (по $Q_{\text{т}}$)

$$\vartheta_a = 1905 \text{ }^\circ\text{C}$$

Средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания определяется по формуле [1, стр. 41, п. 6–19]

$$(VC)_{\text{ср}} = \frac{Q_m - I_m''}{\vartheta_a - \vartheta_m''}, \text{ кДж/кгК},$$

$$(VC)_{\text{ср}} = \frac{6740 - 3814}{1905 - 1140} = 3,825, \text{ кДж/кгК}.$$

где $\vartheta_m'' = 1140$ – температура дымовых газов на выходе из топки, I_m'' – энтальпия продуктов сгорания 1 кг топлива при температуре ϑ_m'' , избытке воздуха на выходе из топки α_m'' , кДж/кг, Q_m – полезное тепловыделение в топке, кДж/кг.

Критерий Бугера определяется по формуле [1, стр. 37, п. 6–07, ф. 6–12]

$$Bu = k \cdot p \cdot s,$$

$$Bu = 1,07 \cdot 0,1 \cdot 4,297 = 0,46.$$

Критерий поглощения топочной среды определяется по формуле [1, стр. 38, п. 6–12, ф. 6–17]

$$k = k_z + m \cdot k_c, \quad 1/m \cdot \text{МПа},$$

$$k = 1,045 + 0,1 \cdot 0,245 = 1,07, \quad 1/m \cdot \text{МПа}.$$

Коэффициент поглощения лучей частицами сажи определяется по формуле [1, стр. 38, п. 6–09, ф. 6–14]

$$k_c = \frac{1,2}{1 + \alpha_m^2} \cdot \left[\frac{C^r}{H^r} \right]^{0,4} \cdot (1,6 \cdot 10^{-3} \cdot T_m'' - 0,5), \quad 1/m \cdot \text{МПа},$$

$$k_c = \frac{1,2}{1 + 1,06^2} \cdot [0,03]^{0,4} \cdot (1,6 \cdot 10^{-3} \cdot 1413 - 0,5) = 0,245, \quad 1/m \cdot \text{МПа}.$$

$\frac{C^r}{H^r}$ – соотношение углерода и водорода в рабочей массе топлива, определяется по формуле [1, стр. 38, п. 6–09, ф. 6–15]

$$\frac{C^r}{H^r} = 0,12 \cdot \sum \frac{m}{n} \cdot C_m^r H_n^r,$$

$$\frac{C^r}{H^r} = 0,12 \cdot (0,25 \cdot 1) = 0,03.$$

Коэффициент поглощения лучей газовой фазой продуктов сгорания (RO_2 , H_2O) определяется по формуле [1, стр. 37, п. 6–08, ф. 6–13]

$$k_z = k_0^z \cdot r_n = \left[\frac{7,8 + 16 \cdot r_{\text{H}_2\text{O}}}{\sqrt{10 \cdot p \cdot r_n \cdot s}} - 1 \right] \cdot (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} \cdot T_m'') \cdot r_n, \quad \frac{1}{m \cdot \text{МПа}},$$

$$k_z = \left[\frac{7,8 + 16 \cdot 0,1278}{\sqrt{10 \cdot 0,1 \cdot 0,2679 \cdot 4,297}} - 1 \right] \cdot (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} \cdot 1413) \cdot 0,2679$$

$$= 1,045, \frac{1}{m} \cdot \text{МПа},$$

Эффективное значение критерия Бугера определяется по формуле [1, стр. 40, п. 6–17, ф. 6–25]

$$\widetilde{Bu} = 1,6 \cdot \ln \left[\frac{1,4 \cdot Bu^2 + Bu + 2}{1,4 \cdot Bu^2 - Bu + 2} \right],$$

$$\widetilde{Bu} = 1,6 \cdot \ln \left[\frac{1,4 \cdot 0,46^2 + 0,46 + 2}{1,4 \cdot 0,46^2 - 0,46 + 2} \right] = 0,649.$$

Расчетная температура газов определяется по формуле [1, стр. 43, п. 6–23, ф. 6–35]

$$\vartheta_m'' = \frac{T_a}{1 + M \cdot \widetilde{Bu}^{0,3} \cdot \left[\frac{5,67 \cdot 10^{-11} \cdot \psi_{cp} \cdot F_{cm} \cdot T_a^3}{\varphi \cdot B_p \cdot (VC)_{cp}} \right]} - 273, ^\circ\text{C},$$

$$\vartheta_m'' = \frac{2178}{1 + 0,387 \cdot 0,649^{0,3} \cdot \left[\frac{5,67 \cdot 10^{-11} \cdot 0,539 \cdot 351 \cdot 2178^3}{18,305 \cdot 0,994 \cdot 3,825} \right]} - 273 = 1140, ^\circ\text{C}.$$

Принимаем $\vartheta_m'' = 1140 ^\circ\text{C}$.

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\dot{q}_k + q_5},$$

$$\varphi = 1 - \frac{0,6}{99,22 + 0,6} = 0,994.$$

3.7. Расчет ширмового пароперегревателя

Установлено 8 ширм $\varnothing 32 \times 4$. Расчет этого пункта ведется по [(2), стр.80].

Площадь проходного сечения для дымовых газов:

$$f_u = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot z_u \cdot n_u = \frac{3,14 \cdot 0,024^2}{4} \cdot 8 \cdot 16 = 0,04341 \text{ м}^2$$

расход пара через ширмы:

$$D_u = D - 0,03 \cdot D = 44,44 - 0,03 \cdot 44,44 = 43,11 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

скорость пара в ширмовом пароперегревателе:

$$\omega_u = \frac{D_u}{f_u} = \frac{43,11}{0,04341} = 993,1 \frac{\text{кг}}{\text{м}^2 \cdot \text{с}}$$

Число ширм ширмового пароперегревателя в одной ступени по ширине газохода.

$$z_u = \frac{a_T}{s_u} - 1,$$

$s_{ш} = 0,84, м$ - шаг между соседними ширмами ширмового пароперегревателя;

$a_T = 7,104 м$ - ширина топки.

$$z_{ш} = \frac{7,104}{0,84} - 1 = 8.$$

Число труб в ленте ширмового пароперегревателя.

$$n_{ш} = \frac{n_x \cdot f_{ш}}{z_{ш} \cdot f_0},$$

где f_0 - внутреннее сечение трубы ширмового пароперегревателя;

$n_x = 1$ - число ходов пара в ширме пароперегревателя.

$$f_0 = \frac{\pi \cdot d_{вн}^2}{4} = 0,785 \cdot (0,032 - 2 \cdot 0,004)^2 = 0,000452 \text{ м}^2$$

$$n_{ш} = \frac{n_x \cdot f_{ш}}{z_{ш} \cdot f_0} = \frac{1 \cdot 0,04341}{8 \cdot 0,000452} \approx 16$$

Глубина ступени ширмы ширмового пароперегревателя.

$$c_{ш} = 2 \cdot (n_{ш} - 1) \cdot s_2 + \Delta c_{ш},$$

s_2 - продольный шаг труб в ленте ширмы ширмового пароперегревателя;

$\Delta c_{ш}$ - зазор между лентами ширмового пароперегревателя.

$$s_2 = 1,1 \cdot d = 1,1 \cdot 0,032 = 0,0352, м,$$

$$\Delta c_{ш} = 5 \cdot d = 5 \cdot 0,032 = 0,16, м,$$

$$c_{ш} = 2 \cdot (16 - 1) \cdot 0,0352 + 0,16 = 1,216$$

Теплота, полученная поверхностью ширмового пароперегревателя прямым излучением из топки.

$$Q_{шпл} = \frac{\beta_{ш} \cdot \eta_e \cdot q_d \cdot \phi_{ш} \cdot F'_{шпл}}{B_p},$$

где $\beta_{ш}$ - коэффициент взаимного обмена между объемом топки и ширмовым пароперегревателем;

$\eta_e = 0,8$ - коэффициент неравномерности восприятия тепла для верхней части топки ([2]таблица П.4,стр 167);

$q_{\text{л}}$ - удельная тепловая нагрузка стен топки;

$\phi_{\text{ш}}$ - угловой коэффициент ширмового пароперегревателя;

$F'_{\text{шл}}$ - площадь лучевоспринимающей поверхности на входе ширмового пароперегревателя, облучаемая факелом.

$$\beta_{\text{ш}} = \frac{A}{T_{\text{г}}^3},$$

где $A = 900$ - температурный коэффициент для газа.

$$\beta_{\text{ш}} = \frac{900}{1140} = 0,79.$$

$$q_{\text{л}} = \frac{B_{\text{р}} \cdot Q_{\text{л}}}{F_{\text{с}} \cdot \chi},$$

где $Q_{\text{л}}$ - количество тепла, которое передано излучением от газов к поверхности топки;

$F_{\text{т}} = 351, \text{ м}^2$ - площадь поверхности тепловоспринимающих экранов топки,
 χ - коэффициент экранирования стен топки.

$$Q_{\text{л}} = Q_{\text{т}} - I_{\text{т}}'' = 6740 - 3814 = 2926 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

$$q_{\text{л}} = \frac{18,305 \cdot 2926}{351 \cdot 0,98} = 155,7 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^2 \cdot \text{с}}$$

-угловой коэффициент ширмового пароперегревателя:

$$\phi_{\text{ш}} = 1 + \frac{c_{\text{ш}}}{s_{\text{ш}}} - \left[1 + \left(\frac{c_{\text{ш}}}{s_{\text{ш}}} \right)^2 \right]^{0,5} = 1 + \frac{1,216}{0,84} - \left[1 + \left(\frac{1,216}{0,84} \right)^2 \right]^{0,5} = 0,688.$$

$$F'_{\text{шл}} = (h_{\text{ш}} + 0,5 \cdot c_{\text{ш}}) \cdot a_{\text{т}},$$

где $h_{\text{ш}} = 5,3 \text{ м}$ - высота входной части ширмового пароперегревателя, обращенной в топку.

$$F'_{\text{шл}} = (5,3 + 0,5 \cdot 1,216) \cdot 5,874 = 34,7, \text{ м}^2.$$

$$Q_{\text{шл}} = \frac{0,79 \cdot 0,8 \cdot 155,7 \cdot 0,688 \cdot 34,7}{18,3} = 128,3 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Балансовое тепловосприятие зоны ширмового пароперегревателя.

$$Q_{ШБ} = I''_T - I''_{Ш},$$

где $I''_{Ш}$ - энтальпия газов за ширмовым пароперегревателем.

$$I''_T (\vartheta''_T = 1140^\circ \text{C}) = 3814, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Оценим температуру газов на выходе из ширмового пароперегревателя. Ее принимают исходя из ожидаемого понижения температуры газов при прохождении ширмового пароперегревателя:

$$\vartheta''_{ш} = 1140 - 80 = 1060^\circ \text{C}.$$

$$I''_{ш} (\vartheta''_{ш} = 1060^\circ \text{C}) = 3519 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}, [(2), \text{стр.46}].$$

$$Q_{ШБ} = 3814 - 3519 = 295 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Температуры газов в ширмовом пароперегревателе.

$\vartheta'_{ш} = 1140^\circ \text{C}$ - на входе; $\vartheta''_{ш} = 1060^\circ \text{C}$ - на выходе.

Энтальпия пара на выходе из ширмового пароперегревателя с учетом пароохладителя в их рассечке.

$$I''_{ш} = I'_{ш} + \Delta I_{ш}^p - \Delta I_{по}^u,$$

где $I'_{ш}$ - энтальпия пара на входе в ширмовой пароперегреватель;

$\Delta I_{ш}^p$ - теплоприращение пара в ширмовом пароперегревателе;

$\Delta I_{по}^u$ - охлаждение пара в пароохладителе.

При $P_0 = 11,2 \text{ МПа}$ и $t = 410^\circ \text{C}$: $I'_{ш} = 3103, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$

$$\Delta I_{ш}^p = \frac{B_p \cdot \left(Q_{шл} + \frac{Q_{ШБ} \cdot z_{ш}}{z_{ш} + 1} \right)}{D_{ш}} = \frac{18,3 \cdot \left(128,3 + \frac{295 \cdot 6}{6 + 1} \right)}{43,11} = 162 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

$$\Delta I_{по}^u = D_{ВПР} \frac{(\bar{I}_{п} - I_{ВПР})}{(D - 0,5 D_{ВПР})},$$

где $\bar{I}_{п} = 0,5(I_{шл} + I''_{пп}) = 0,5 \cdot (3478,8 + 1450,2) = 2464,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$

$$I_{BPP} = 852,4 \frac{\kappa ДЖ}{\kappa\mathcal{Z}} ;$$

$$D_{BPP} = 0,03 \cdot D = 0,03 \cdot 44,44 = 1,33 \kappa\mathcal{Z} / c .$$

$$\Delta I_{no}^{uu} = 1,33 \cdot \frac{(2469 - 852,4)}{(44,44 - 0,5 \cdot 1,33)} = 49,2 \frac{\kappa ДЖ}{\kappa\mathcal{Z}} .$$

$$I_{uu}'' = 3103 + 162 - 49,2 = 3216 \frac{\kappa ДЖ}{\kappa\mathcal{Z}} .$$

Температура пара на выходе из ширмового пароперегревателя с учетом пароохладителя в их рассечке:

$$\text{По } I_{uu}'' = 3216 \frac{\kappa ДЖ}{\kappa\mathcal{Z}} \text{ и } P_{\sigma} = 11,2, \text{ МПа} : t_{\text{вых}} = 448^{\circ} C .$$

Тепловосприятие ширмового пароперегревателя от газового потока:

$$Q_{шт} = \frac{k \cdot \Delta t_{uu} \cdot F_{uu}}{B \cdot 10^3} ,$$

где k - коэффициент теплопередачи газов ширмового пароперегревателя по газу;

Δt_{uu} - средний температурный напор;

$F_{uu} = 120, \text{ м}^2$ - поверхность нагрева ширмового пароперегревателя из режимной карты.

$$k = \frac{A}{1400} \cdot T_T'' \left[1 + 0,4 \cdot \left(\frac{w_{\Gamma}}{7} \right)^{0,5} \right] ,$$

где w_{Γ} - скорость газов в ширмовом пароперегревателе.

$$w_{\Gamma} = \frac{B_p \cdot V_{\Gamma}^H \cdot (\bar{\vartheta}_{\Gamma} + 273)}{273 \cdot a_T \cdot h_{uu} \cdot k_{uu}} ,$$

где k_{uu} - коэффициент живого сечения газохода ширмового пароперегревателя.

$$k_{uu} = 1 - \frac{d}{s_{uu}} = 1 - \frac{0,032}{0,84} = 0,962 .$$

$$w_{\Gamma} = \frac{18,3 \cdot 2,1047 \cdot (1100 + 273)}{273 \cdot 4,874 \cdot 5,3 \cdot 0,962} = 7,8 \frac{\text{м}}{\text{с}} .$$

$$k = \frac{43 \cdot 1140}{1400} \left[1 + 0,4 \cdot \left(\frac{7,8}{7} \right)^{0,5} \right] = 49,8 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} .$$

$$\Delta t_{\text{ш}} = \frac{(\Delta t_{\text{с}} - \Delta t_{\text{м}})}{\ln\left(\frac{\Delta t_{\text{с}}}{\Delta t_{\text{м}}}\right)} = \frac{691,9 - 649,9}{\ln\left(\frac{691,9}{649,9}\right)} = 670,7^{\circ}\text{C}.$$

$$Q_{\text{шт}} = \frac{49,8 \cdot 670,7 \cdot 120}{18,3 \cdot 1000} = 218,9, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Относительное расхождение баланса.

$$m = \frac{\frac{z_{\text{ш}} + 1}{z_{\text{ш}}} \cdot Q_{\text{шт}} - Q_{\text{шб}}}{Q_{\text{шт}}} = \frac{\frac{9}{8} \cdot 218,9 - 295}{218,9} = -0,222 \text{ ([2], стр.84)}.$$

Т.к. $|m| < 0,4$, то с учетом коррекции:

$$Q_{\text{шб}} = \frac{z_{\text{ш}} + 1}{z_{\text{ш}}} \cdot Q_{\text{шт}} \cdot (1 - 0,1 \cdot m) = \frac{9}{8} \cdot 218,9 \cdot (1 - 0,1 \cdot (-0,222)) = 251,8 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Температура газов за ширмовым пароперегревателем.

$$I'_{\text{ш}} = I'_{\text{т}} - Q_{\text{шб}} = 3814 - 251,8 = 3562 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

$$g''_{\text{ш}} \left(I''_{\text{ш}} = 3562 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \right) = 1072^{\circ}\text{C}.$$

Тепловосприятие от газового потока в ширмовом пароперегревателе.

$$Q_{\text{шт}} = \frac{5 \cdot I''_{\text{ш}}}{g''_{\text{ш}}} = \frac{5 \cdot 3562}{1072} = 16,62, \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}}$$

3.8. Расчет второй ступени конвективного пароперегревателя

Расчет этого пункта ведется по методике [(2), стр.87–136].

Энтальпия газов на входе в конвективный пароперегреватель.

$$I'_{\text{г}} = 3562 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энтальпия пара на входе и на выходе из конвективного пароперегревателя

берется по $P_6 = 11,2 \text{ МПа}$ и $t'_{\text{к}} = 448^{\circ}\text{C}$, $t''_{\text{к}} = 540^{\circ}\text{C}$:

$$I'_{\text{к}} = 3216 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; \quad I''_{\text{к}} = 3464 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Тепловосприятие газов омывающих конвективный пароперегреватель.

$$Q_K^{\delta} = \frac{(I''_K - I'_K) \cdot D_K}{B},$$

где D_K - расход пара через конвективный пароперегреватель.

$$D_K = 0,85 \cdot D_{ne} = 0,85 \cdot 44,44 = 37,77, \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

$$Q_K^{\delta} = \frac{(3464 - 3216) \cdot 37,77}{18,3} = 511, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энтальпия газов на выходе из конвективного пароперегревателя.

$$I''_G = I'_G - Q_K^{\delta} = 3562 - 511 = 3051, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Температура газов на выходе из конвективного пароперегревателя.

$$g''_G \left(I''_G = 3051 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \right) = 918^{\circ} \text{C}.$$

Тепловосприятие поверхности конвективного пароперегревателя от газа.

$$Q_K^T = \frac{k_k \cdot \Delta t_K \cdot F_K}{B_p \cdot 10^3},$$

где k_k - коэффициент теплопередачи в конвективный пароперегреватель;

Δt_K - средний температурный напор, противоточного теплообмена;

$F_K = 25, \text{м}^2$ - поверхность стен перегревателя.

$$k_k = 0,86 \cdot \xi \cdot A \cdot \left(\frac{w_G}{9} \right)^{0,5} \cdot \left(\frac{32}{d} \right)^{0,35} \cdot \left(\frac{s_1}{2,5 \cdot d} \right)^0,$$

где w_G - скорость движения газов в конвективном пароперегревателе.

$$w_G = \frac{B_p \cdot V_G \cdot (\bar{g}_G + 273)}{273 \cdot F_{\text{газ}} \cdot k_{\text{ж}}},$$

где $k_{\text{ж}}$ - коэффициент живого сечения газохода в районе конвективного пароперегревателя;

$F_{\text{газ}} = 30,2 \text{м}^2$ - площадь проходного сечения газохода.

$$k_{\text{ж}} = 1 - \frac{d}{s_{\text{ж}}} = 1 - \frac{0,032}{2,5 \cdot 0,032} = 0,6 \cdot k$$

$$w_{\Gamma} = \frac{18,3 \cdot 2,1425 \cdot (995 + 273)}{273 \cdot 30,2 \cdot 0,6} = 10,1 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

$$k_k = 0,86 \cdot 1,08 \cdot 66 \cdot \left(\frac{10,1}{9}\right)^{0,5} \cdot \left(\frac{32}{0,032}\right)^{0,35} = 727 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

$$\Delta t_K = \frac{(\Delta t_{\delta} - \Delta t_{\text{м}})}{\ln\left(\frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\text{м}}}\right)} = \frac{(532 - 470)}{\ln\left(\frac{532}{470}\right)} = 500^{\circ} \text{C}.$$

$$Q_K^T = \frac{727 \cdot 500 \cdot 25}{18,3 \cdot 1000} = 497, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Относительное расхождение баланса.

$$m = \frac{Q_K^T - Q_K^{\delta}}{Q_K^{\delta}} = \frac{497 - 511}{511} = -0,028.$$

Т.к. $|m| < 0,4$, то с учетом коррекции:

$$Q_K^{\delta} = Q_K^T \cdot (1 - 0,1 \cdot m) = 497 \cdot (1 + 0,1 \cdot 0,028) = 498 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Корректировка температуры газов на выходе из конвективного пароперегревателя.

- энтальпия газов на выходе из конвективного пароперегревателя:

$$I''_{\Gamma} = I'_{\Gamma} - Q_{\Gamma}^{\delta} = 3562 - 498 = 3064 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

- температура газов на выходе из конвективного пароперегревателя:

$$\vartheta''_{\Gamma} \left(I''_{\Gamma} = 3064 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \right) = 921^{\circ} \text{C}.$$

3.9. Расчет первой ступени конвективного пароперегревателя

Расчет первой ступени конвективного перегревателя ведется аналогично:

Энтальпия газов на входе в конвективный пароперегреватель.

$$I'_{\Gamma} = 3064, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энтальпия пара на выходе и на входе из конвективного пароперегревателя

берется по $P_{\delta} = 11,2 \text{ МПа}$ и $t'_{\text{к}} = 330^{\circ} \text{C}$, $t''_{\text{к}} = 410^{\circ} \text{C}$:

$$I'_{\kappa} = 2776 \frac{\kappa \text{Дж}}{\kappa \text{г}}; \quad I''_{\kappa} = 3103 \frac{\kappa \text{Дж}}{\kappa \text{г}}.$$

Тепловосприятие газов омывающих конвективный пароперегреватель.

$$Q_{\kappa}^{\phi} = \frac{(I''_{\kappa} - I'_{\kappa}) \cdot D_{\kappa}}{B},$$

где D_{κ} - расход пара через конвективный пароперегреватель.

$$D_{\kappa} = 0,85 \cdot D_{ne} = 0,85 \cdot 44,44 = 37,77, \frac{\kappa \text{г}}{\text{с}}.$$

$$Q_{\kappa}^{\phi} = \frac{(3103 - 2776) \cdot 37,77}{18,3} = 674, \frac{\kappa \text{Дж}}{\kappa \text{г}}.$$

Энтальпия газов на выходе из конвективного пароперегревателя.

$$I''_{\Gamma} = I'_{\Gamma} - Q_{\kappa}^{\phi} = 3064 - 674 = 2390 \frac{\kappa \text{Дж}}{\kappa \text{г}}$$

Температура газов на выходе из конвективного пароперегревателя.

$$\vartheta''_{\Gamma} \left(I''_{\Gamma} = 2390 \frac{\kappa \text{Дж}}{\kappa \text{г}} \right) = 724^{\circ} \text{C}.$$

Тепловосприятие поверхности конвективного пароперегревателя от газа.

$$Q_{\kappa}^T = \frac{k_{\kappa} \cdot \Delta t_{\kappa} \cdot F_{\kappa}}{B_p \cdot 10^3},$$

где k_{κ} - коэффициент теплопередачи в из конвективного пароперегревателя;

Δt_{κ} - средний температурный напор, противотока;

$F_{\kappa} = 25, \text{м}^2$ - площадь поверхности стен пароперегревателя.

$$k_{\kappa} = 0,86 \cdot \xi \cdot A \cdot \left(\frac{w_{\Gamma}}{9} \right)^{0,5} \cdot \left(\frac{32}{d} \right)^{0,35} \cdot \left(\frac{s_1}{2,5 \cdot d} \right)^0,$$

где w_{Γ} - скорость движения газов в конвективном пароперегревателе.

$$w_{\Gamma} = \frac{B_p \cdot V_{\Gamma} \cdot (\bar{\vartheta}_{\Gamma} + 273)}{273 \cdot F_{\text{газ}} \cdot k_{\text{ж}}},$$

где $k_{\text{ж}}$ - коэффициент живого сечения газохода в районе конвективного пароперегревателя;

$F_{\text{газ}} = 30,2 \text{м}^2$ - площадь сечения для прохода газов.

$$k_{\text{ж}} = 1 - \frac{d}{s_{\text{ж}}} = 1 - \frac{0,032}{2,5 \cdot 0,032} = 0,6.$$

$$w_r = \frac{18,3 \cdot 2,1803 \cdot (823 + 273)}{273 \cdot 30,2 \cdot 0,6} = 8,8 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

$$k_k = 0,86 \cdot 1,08 \cdot 66 \cdot \left(\frac{8,8}{9}\right)^{0,5} \cdot \left(\frac{32}{0,032}\right)^{0,35} = 682 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

$$\Delta t_K = \frac{(\Delta t_{\bar{\theta}} - \Delta t_M)}{\ln\left(\frac{\Delta t_{\bar{\theta}}}{\Delta t_M}\right)} = \frac{(511 - 394)}{\ln\left(\frac{511}{394}\right)} = 450^\circ \text{C}.$$

$$Q_K^T = \frac{682 \cdot 450 \cdot 25}{18,3 \cdot 1000} = 419, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Относительное расхождение баланса.

$$m = \frac{Q_K^T - Q_K^{\bar{\theta}}}{Q_K^{\bar{\theta}}} = \frac{419 - 674}{674} = -0,379.$$

Т.к. $|m| < 0,4$, то с учетом коррекции:

$$Q_K^{\bar{\theta}} = Q_K^T \cdot (1 - 0,1 \cdot m) = 419 \cdot (1 + 0,1 \cdot 0,379) = 435, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Корректировка температуры газов на выходе из конвективного пароперегревателя.

- энтальпия газов на выходе конвективного пароперегревателя:

$$I''_r = I'_r - Q_K^{\bar{\theta}} = 3064 - 435 = 2629, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

- температура газов на выходе из конвективного пароперегревателя:

$$\vartheta''_r \left(I''_r = 2629 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \right) = 790^\circ \text{C}.$$

3.10. Расчет второй ступени водяного экономайзера

Расчет второй ступени водяного экономайзера ведем по [(2), стр.87;136]

Энтальпия газов на входе в водяной экономайзер.

$$I'_r = 2629, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энтальпия воды на входе и на выходе из водяного экономайзера берется по

$P_{нв} = 13,0 \text{ МПа}$ и $t'_{ЭК} = 248^0 \text{ C}$, а также $t''_{ЭК} = 315^0 \text{ C}$:

$$I'_{ЭК} = 1076, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; \quad I''_{ЭК} = 1427, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Тепловосприятие газов омывающих водяной экономайзер.

$$Q_{ЭК}^{\delta} = \frac{(I''_{ЭК} - I'_{ЭК}) \cdot D_B}{B},$$

где D_B - расход питательной воды через водяной экономайзер.

$$D_B = D + 0,03 \cdot D = 44,44 + 0,03 \cdot 44,44 = 45,77, \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

$$Q_{ЭК}^{\delta} = \frac{(1427 - 1076) \cdot 45,77}{18,3} = 877 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энтальпия газов на выходе из водяного экономайзера.

$$I''_Г = I'_Г - Q_{ЭК}^{\delta} = 2629 - 877 = 1752 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Температура газов на выходе из водяного экономайзера.

$$\vartheta''_Г \left(I''_Г = 1752 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \right) = 522^0 \text{ C}.$$

Тепловосприятие поверхности водяного экономайзера от газа.

$$Q_{ЭК}^T = \frac{k_k \cdot \Delta t_{ЭК} \cdot F_{ЭК}}{B_p \cdot 10^3},$$

где k_k - коэффициент теплопередачи в из водяному экономайзеру;

$F_{ЭК} = 53, \text{ м}^2$ - поверхность стен водяного экономайзера.

$$k_k = 0,86 \cdot \xi \cdot A \cdot \left(\frac{w_Г}{9} \right)^{0,5} \cdot \left(\frac{32}{d} \right)^{0,35} \cdot \left(\frac{s_1}{2,5 \cdot d} \right)^0,$$

где $w_Г$ - скорость движения газов в из водяном экономайзере

$$w_Г = \frac{B_p \cdot V_Г \cdot (\bar{\vartheta}_Г + 273)}{273 \cdot F_{газ} \cdot k_{ж}},$$

где $F_{газ} = 18,6 \text{ м}^2$ - площадь проходного сечения прохода газов;

$k_{ж}$ - коэффициент живого сечения в районе водяного экономайзера.

$$k_{ж} = 1 - \frac{d}{s_{ж}} = 1 - \frac{0,032}{3,5 \cdot 0,032} = 0,714.$$

$$w_r = \frac{B \cdot V_r \cdot (\bar{g}_r + 273)}{273 \cdot F_{\text{газ}} \cdot k_{\text{жс}}} = \frac{18,3 \cdot 2,2496 \cdot (656 + 273)}{273 \cdot 18,6 \cdot 0,714} = 10,6 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

$$k_k = 0,86 \cdot 1,08 \cdot 75 \cdot \left(\frac{10,6}{9}\right)^{0,5} \cdot \left(\frac{32}{0,032}\right)^{0,35} = 846 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

$$\Delta t_{\text{ЭК}} = \frac{(\Delta t_{\text{с}} - \Delta t_{\text{м}})}{\ln\left(\frac{\Delta t_{\text{с}}}{\Delta t_{\text{м}}}\right)} = \frac{(475 - 274)}{\ln\left(\frac{475}{274}\right)} = 365^{\circ} \text{C}.$$

$$Q_{\text{ЭК}}^T = \frac{k_k \cdot \Delta t_{\text{ЭК}} \cdot F_{\text{ЭК}}}{B_p \cdot 10^3} = \frac{846 \cdot 365 \cdot 53}{18,3 \cdot 1000} = 895 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Относительное расхождение баланса.

$$m = \frac{Q_{\text{ЭК}}^T - Q_{\text{ЭК}}^{\text{с}}}{Q_{\text{ЭК}}^{\text{с}}} = \frac{895 - 877}{895} = 0,021.$$

Т.к. $|m| < 0,4$, то с учетом коррекции:

$$Q_{\text{ЭК}}^{\text{с}} = Q_{\text{ЭК}}^T \cdot (1 - 0,1 \cdot m) = 895 \cdot (1 - 0,1 \cdot 0,021) = 893 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Корректировка температуры газов на выходе из водяного экономайзера.

- энтальпия газов на выходе из водяного экономайзера:

$$I''_r = I'_r - Q_{\text{ЭК}}^{\text{с}} = 2629 - 893 = 1736 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

- температура газов на выходе из водяного экономайзера:

$$\vartheta''_r \left(I''_r = 1736 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \right) = 518^{\circ} \text{C}.$$

3.11. Расчет первой ступени водяного экономайзера

Расчет первой ступени водяного экономайзера производится аналогично:

Энтальпия газов на входе в водяной экономайзер.

$$I'_r = 1736 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энтальпия воды на входе и на выходе из водяного экономайзера берется по

$P_{\text{нг}} = 13,0 \text{ МПа}$ и $t'_{\text{ЭК}} = 200^{\circ} \text{C}$, а также $t''_{\text{ЭК}} = 248^{\circ} \text{C}$:

$$I'_{ЭК} = 857, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; \quad I''_{ЭК} = 1076, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Тепловосприятие газов омывающих водяной экономайзер.

$$Q_{ЭК}^{\delta} = \frac{(I''_{ЭК} - I'_{ЭК}) \cdot D_B}{B},$$

где D_B - расход питательной воды через водяной экономайзер.

$$D_B = D + 0,03 \cdot D = 44,44 + 0,03 \cdot 44,44 = 45,77 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

$$Q_{ЭК}^{\delta} = \frac{(1076 - 857) \cdot 45,77}{18,3} = 547 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энтальпия газов на выходе из водяного экономайзера.

$$I''_Г = I'_Г - Q_{ЭК}^{\delta} = 1736 - 547 = 1189, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Температура газов на выходе из водяного экономайзера.

$$\vartheta''_Г \left(I''_Г = 1189 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \right) = 348^{\circ} \text{C}.$$

Тепловосприятие поверхности водяного экономайзера от газа.

$$Q_{ЭК}^T = \frac{k_k \cdot \Delta t_{ЭК} \cdot F_{ЭК}}{B_p \cdot 10^3},$$

где k_k - коэффициент теплопередачи в водяном экономайзере;

$F_{ЭК} = 53, \text{м}^2$ - поверхность стен экономайзера.

$$k_k = 0,86 \cdot \xi \cdot A \cdot \left(\frac{w_Г}{9} \right)^{0,5} \cdot \left(\frac{32}{d} \right)^{0,35} \cdot \left(\frac{s_1}{2,5 \cdot d} \right)^0,$$

где $w_Г$ - скорость движения газов в водяном экономайзере.

$$w_Г = \frac{B_p \cdot V_Г \cdot (\bar{\vartheta}_Г + 273)}{273 \cdot F_{газ} \cdot k_{ж}},$$

где $F_{газ} = 18,6 \text{м}^2$ - площадь проходного сечения газов;

$k_{ж}$ - коэффициент живого сечения газотока в водяном экономайзере.

$$k_{ж} = 1 - \frac{d}{s_{ж}} = 1 - \frac{0,032}{3,5 \cdot 0,032} = 0,714.$$

$$w_Г = \frac{B \cdot V_Г \cdot (\bar{\vartheta}_Г + 273)}{273 \cdot F_{газ} \cdot k_{ж}} = \frac{18,3 \cdot 2,3504 \cdot (433 + 273)}{273 \cdot 18,6 \cdot 0,714} = 8,4 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

$$k_k = 0,86 \cdot 1,08 \cdot 75 \cdot \left(\frac{8,4}{9}\right)^{0,5} \cdot \left(\frac{32}{0,032}\right)^{0,35} = 754 \frac{Bm}{m^2 \cdot K}.$$

$$\Delta t_{ЭК} = \frac{(\Delta t_{\delta} - \Delta t_{м})}{\ln\left(\frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{м}}\right)} = \frac{(270 - 148)}{\ln\left(\frac{270}{148}\right)} = 203^0 C.$$

$$Q_{ЭК}^T = \frac{k_k \cdot \Delta t_{ЭК} \cdot F_{ЭК}}{B_p \cdot 10^3} = \frac{754 \cdot 203 \cdot 53}{18,3 \cdot 1000} = 443 \frac{кДж}{кг}.$$

Относительное расхождение баланса.

$$m = \frac{Q_{ЭК}^T - Q_{ЭК}^{\delta}}{Q_{ЭК}^{\delta}} = \frac{443 - 547}{547} = -0,19.$$

Т.к. $|m| < 0,4$, то с учетом коррекции:

$$Q_{ЭК}^{\delta} = Q_{ЭК}^T \cdot (1 - 0,1 \cdot m) = 443 \cdot (1 + 0,1 \cdot 0,19) = 452, \frac{кДж}{кг}.$$

Корректировка температуры газов на выходе из водяного экономайзера.

- энтальпия газов на выходе из водяного экономайзера:

$$I''_Г = I'_Г - Q_{Г}^{\delta} = 1736 - 452 = 1284 \frac{кДж}{кг};$$

- температура газов на выходе из водяного экономайзера:

$$\vartheta''_Г \left(I''_Г = 1284 \frac{кДж}{кг} \right) = 375^0 C.$$

3.12. Расчет воздухоподогревателя

Расчет воздухоподогревателя производится по [(2), стр.108–139].

Энтальпия уходящих газов.

$$I_{yx}(\vartheta_{yx} = 170^0 C) = 527, \frac{кДж}{кг}.$$

Расчет энтальпии присосов.

$$I_{прс}^0 = 235, \frac{кДж}{кг}.$$

Восприятие тепла от омывающих газов.

$$Q_{РВП}^{\delta} = I'_{РВП} - I_{yx} + \Delta\alpha_{РВП} \cdot I_{прс}^0,$$

где $I'_{PBII}(\vartheta''_r = 375^0 C) = 1349, \frac{\kappa Дж}{м^3}$ -энтальпия газов на входе в воздухоподогреватель.

$$Q_{PBII}^{\sigma} = 1349 - 527 + 0,1 \cdot 235 = 846, \frac{\kappa Дж}{кг}.$$

Энтальпия воздуха на входе в воздухоподогреватель.

$$I_{r.B.}^0 = 50, \frac{\kappa Дж}{кг}.$$

Тепловосприятие поверхности воздухоподогревателя от газа.

$$Q_{PBII}^T = \frac{q_{PBII} \cdot F_{PBII}}{B},$$

q_{PBII} - средний тепловой поток;

$F_{PBII} = 7,1, м^2$ - площадь по горячей части воздухоподогревателя.

$$q_{PBII} = k \cdot \Delta t,$$

где k - коэффициент теплопроводности.

$$k = 0,89 \cdot 10,1 \cdot \left[0,5 \cdot \left(\frac{w_z + w_{\theta}}{8} \right) \right]^{0,8}.$$

Скорость газов и скорость воздуха в воздухоподогревателе:

$$w_z = \frac{B_p \cdot V_r \cdot (\vartheta_r + 273)}{273 \cdot F_{pвн}} = \frac{18,3 \cdot 2,4638 \cdot (273 + 273)}{273 \cdot 7,1} = 12,7 \frac{м}{с}$$

$$w_{\theta} = 0,9 \cdot w_z = 0,9 \cdot 12,7 = 11,4 \frac{м}{с}.$$

$$k = 8,989 \cdot \left[0,5 \cdot \left(\frac{12,7 + 11,4}{8} \right) \right]^{0,8} = 12,5, \frac{Вт}{м^2 \cdot К}.$$

$$\Delta t = \frac{(\Delta t_{\theta} - \Delta t_m)}{\ln \left(\frac{\Delta t_{\theta}}{\Delta t_m} \right)} = \frac{(125 - 140)}{\ln \left(\frac{125}{140} \right)} = 132^0 C.$$

$$q_{PBII} = 12,5 \cdot 132 = 1652, \frac{\kappa Дж}{кг}.$$

$$Q_{PBII}^T = \frac{q_{PBII} \cdot F_{PBII}}{B} = \frac{1652 \cdot 7,1}{18,3} = 641, \frac{\kappa Дж}{кг}$$

Относительное расхождение баланса.

$$m = \frac{|Q_{PBП}^T - Q_{PBП}^{\delta}|}{Q_{PBП}^{\delta}} = \frac{641 - 846}{846} = -0,242.$$

Т.к. $|m| < 0,4$:

$$Q_{PBП}^{\delta} = Q_{PBП}^T \cdot (1 - 0,1 \cdot m) = 641 \cdot (1 + 0,1 \cdot 0,242) = 656, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Удельное тепловосприятие по газовой стороне воздухоподогревателя.

$$Q_{\varepsilon}^{\delta} = \frac{Q_{\kappa}^{\delta}}{B_p} = \frac{656}{18,3} = 35,85, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энтальпия продуктов сгорания топлива.

$$H_{\varepsilon}^{11} = 527 - 35,85 = 491 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Температура уходящих газов котла.

$$g_T^{11} \left(H_{\varepsilon}^{11} = 491 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \right) = 140^{\circ} \text{C}.$$

3.13. Уточнение теплового баланса котла

Расчет этого пункта взят из [(4)]:

$$\Delta Q = Q_p \cdot \eta - Q_{\text{л}} - Q_{\text{шб}} - Q_K^{\delta} - Q_{\text{ЭК}}^{\delta} - Q_{PBП}^{\delta} = 6293 \cdot 0,9922 - 2926 - 252 - 498 - 435 - 893 - 452 - 656 = 92 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

$$\Delta = \frac{92}{6293} \cdot 100\% = 1,02\%.$$

4. СРАВНЕНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ РАБОТЕ НА ПРИРОДНОМ И ГЕНЕРАТОРНОМ ГАЗАХ

Таблица 2. Эксплуатационные показатели

Параметр	Природный газ	Генераторный газ
Паропроизводительность, т/ч	160	160
Температура перегретого пара, °С	540	540
Давление перегретого пара, МПа	9,8	9,8

Расход топлива, кг/с	4,26	18,3
Тепловыделение в топке, кДж/кг	43948	6740
Потеря с уходящими газами, %	8,54	0,08
КПД котла, %	90,76	99,22

Исходя из данных, представленных в таблице, можно сделать вывод о том, что перевод на новое топливо-генераторный газ котла благотворно влияет на его технические характеристики. Так КПД котла вырос на 8,46 %. Наибольший вклад в рост КПД котла внесла составляющая потерь с уходящими газами, которая сократилась на 8,46 %. Данное явление объясняется более высоким коэффициентом теплоотдачи у дымовых газов, полученных в результате сжигания генераторного газа. В результате чего уходящие газы смогли в большей степени отдать свою теплоту.

Единственным недостатком перехода к генераторному газу является возросший на 14,04 кг/с расход топлива. В силу возросшего расхода топлива, возможно, появится необходимость переоборудования горелок и постройка большего количества складов для хранения газа.

Основные же параметры котла такие как: паропроизводительность, температура перегретого пара и давление пара остались на прежнем уровне.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5Б2А	Заковряшин Дмитрий Александрович

Институт	Энергетический	Кафедра	теоретической и промышленной теплотехники
----------	----------------	---------	--

Уровень образования	бакалавриат	Направление	13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»
---------------------	-------------	-------------	---

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов, амортизационные отчисления, заработная плата научного руководителя
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы амортизации

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Обоснование экономической целесообразности. Перспективы и проблемы газификации.	Экспертная оценка экономического потенциала
2. Мировой опыт газификации.	Мировой опыт получения экономической выгоды от внедрения технологии
3. Сравнение производства тепловой энергии на природном и генераторном газе.	Анализ критериев ресурсоэффективности

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Попова С. Н.	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Б2А	Заковряшин Дмитрий Александрович		

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ

5.1. Обоснование экономической целесообразности

В наш век стремительного роста потребностей в энергии, энергетическая безопасность приобретает геополитическое значение, а энергия в различных ее видах и формах становится стратегическим ресурсом. Международное Энергетическое Агентство прогнозирует мировой ежегодный рост спроса на энергию в размере 2,2% в год до 2030 г., значительно превышающий рост спроса на нефть и природный газ. Ныне в мире выстраивается новый геополитический и геоэнергетический порядок, в основе которого лежит газовый приоритет, как альтернатива углю, и в меньшей степени – нефти. Если рассматривать только электроэнергетику, то межтопливная конкуренция развивается между газом и нефтью, но в большей степени – между природным газом и углем. [17]

В условиях эскалации мировых цен на нефть и газ на фоне мировых энергетических кризисов, «газовых» войн, роль угля значительно возрастает, уголь укрепляет свои позиции. Одновременно ожесточаются и международные экологические стандарты, и нормативы на использование угольного топлива в электроэнергетике.

В наш век стремительного роста потребностей в энергии, энергетическая безопасность приобретает геополитическое значение, а энергия в различных ее видах и формах становится стратегическим ресурсом. Международное Энергетическое Агентство прогнозирует мировой ежегодный рост спроса на энергию в размере 2,2% в год до 2030 г., значительно превышающий рост спроса на нефть и природный газ. Ныне в мире выстраивается новый геополитический и геоэнергетический порядок, в основе которого лежит газовый приоритет, как альтернатива углю, и в меньшей степени – нефти. Если рассматривать только электроэнергетику, то межтопливная конкуренция развивается между газом и нефтью, но в большей степени – между природным газом и углем.

В условиях эскалации мировых цен на нефть и газ на фоне мировых энергетических кризисов, «газовых» войн, роль угля значительно возрастает, уголь укрепляет свои позиции. Одновременно ожесточаются и международные

экологические стандарты, и нормативы на использование угольного топлива в электроэнергетике.

5.2. Мировой опыт газификации

США, Китай, Индия отчетливо демонстрируют главенство угля – как основного наиболее надежного энергоносителя при выработке электроэнергии. В мировой энергетике наблюдается процесс рекарбонизации или угольной редиверсификации, т.е. ограничение использования природного газа и увеличение доли угля в электроэнергетике.

Более того, наблюдается так называемая топливная конверсионная редиверсификация, при которой происходит замена газа углем, переведенным в газообразное состояние. Соотношение между газом и углем в этом случае будет определяться не столько складывающейся конъюнктурой цен на природный газ и уголь, сколько соотношением производственных затрат на единицу генерируемой электроэнергии при использовании природного газа в сравнении с генераторным газом – продуктом газификации угля. [18]

На сегодня газ – более привлекательное топливо по сравнению с углем как в экономическом, так и в экологическом и даже в геополитическом отношении. Однако более широкое использование угольного топлива в мировой электроэнергетике сдерживается перманентным изменением международных экологических стандартов и нормативов в сторону их ужесточения. В 2006 г. на базе угля вырабатывалась почти четверть от всей мировой коммерческой энергии, а доля выбросов углеродсодержащих поллютантов составила 40% от общемировой; к этому нужно добавить выбросы SO_x и NO_x, ртути и др. Три крупнейших в мире страны по объемам сжигаемого угля: Китай, США и Индия, являются и главными мировыми иммитентами вредных выбросов в атмосферу. В Китае угольные ТЭС производят 80% всей энергии, 70% в Индии; в США доля электроэнергии, вырабатываемой на основе угля, в общем производстве электроэнергии увеличится с 69% в 2001 г. до 83% к 2025 г. Особенно

поучительной является энергетическая политика США в обеспечении национальной энергетической безопасности путем сокращения зависимости от внешних источников и вовлечения в энергопроизводство собственных ресурсов угля и создание на этой основе промышленных экологически чистых технологий углеэнергетики. В Федеральных программах США по энергетике на XXI век отмечено, что газификация угля является основной технологией энергетического использования угля в системах когенерации и поли-генерации.

Министерство энергетики США планирует к 2012 г. ввести в эксплуатацию мощную сверхчистуюгазо-паротурбинную электростанцию коммерческого масштаба с внутри-цикловой углегазификацией на водородном топливе с нулевыми выбросами, с полной сепарацией и секвестрацией углекислого газа. При этом стоимость электроэнергии будет только на 10% выше, чем на угольных ТЭС с традиционной технологией. Однако с введением платы за выбросы в атмосферу диоксида углерода (углеродные кредиты), а также вследствие более высокого электрического КПД, стоимость электроэнергии окажется даже ниже, чем на угольных ТЭС с традиционной технологией.

Энергетическая стратегия в условиях изменяющейся геополитической среды и повышенной озабоченности мирового сообщества проблемами охраны окружающей среды и изменением климата на Земле, основывается на экономически эффективных, экологически чистых и ресурсосберегающих технологиях. Особенностью момента – начало XXI века, является то, что глобальная энергетическая система находится на пороге коренной инновационной перестройки. В этих условиях особенный интерес представляет мировой опыт по разработке прорывных технологий в углеэнергетике.

Газификация угля, особенно по технологиям нового поколения – это одно из наиболее эффективных, прорывных направлений развития углеэнергетики ближайшего будущего.

Среди последних мировых достижений в углеэнергетике следует указать на такие прогрессивные инновационные технологии, как внутри-цикловая углегазификация в сочетании с газо-паротурбинными установками

комбинированного цикла, обеспечивающие более высокую эффективность, как в отношении ресурсосбережения, так и более высокую экологическую чистоту; наконец, начало эры угольно-водородной энергетики, обещающей экономически высокоэффективное и экологически сверхчистое угле энергетическое производство. Внедрение в практику энергогенерирования такого инновационного подхода в значительной степени приближает нас к решению проблемы обеспечения устойчивого развития энергетики вообще, и углеэнергетики, в особенности.

На сегодня генеральная стратегия устойчивого развития углеэнергетики на ближайшую перспективу заключается в следующем:

- постепенное и планомерное замещение газа углем на тепловых электростанциях;
- создание при карьерных / при шахтных интегрированных угледобывающих и электрогенерирующих предприятий с конечной продукцией кВт-час электроэнергии;
- строительство пылеугольных ТЭС со сверхкритическими параметрами пара;
- технологии сжигания угля в кипящем слое и др.

Среди последних достижений в мировой углеэнергетике наметилась тенденция к отказу от прямого сжигания угля на ТЭС и переходу на конверсионные технологии, при которых уголь сначала конвертируется в генераторный газ путем его газификации, а генераторный газ используется как топливо для электрогенерирования. В мировой углеэнергетике возникли и внедряются такие прогрессивные инновационные технологии, как – внутри цикловая углегазификация в сочетании с газо-паротурбинными установками комбинированного цикла, обеспечивающие более высокую эффективность как в отношении ресурсосбережения, так и более высокую экологическую чистоту; наконец, начало эры угольно-водородной энергетики, обещающей экономически высокоэффективное и экологически сверхчистое углеэнергетическое производство. Опыт США по крупномасштабному преобразованию национальной углеэнергетики, как в технико- технологическом, так и в

организационно-финансовом отношении, особенно в рамках федеральной программы «Чистые угольные технологии», следует взять на вооружение, особенно в части рекарбонизации углеэнергетики России, нацеленной на достижение устойчивого развития.

В настоящее время наметилась общемировая тенденция топливной диверсификации в большой электроэнергетике, означающая не только физическое замещение природного газа (и в меньшей мере нефти) углем; возник новый феномен – конверсионная угле-газовая диверсификация, при которой уголь предварительно подвергается газификации, а полученный генераторный газ и является конечным замыкающим топливом для генерирования электроэнергии взамен природного газа. [19]

На фоне непрерывно возрастающего глобального спроса на энергию, становится все более очевидным, что не существует альтернативы углю, ни в ближайшей, ни в среднесрочной перспективе, во всяком случае, до 2030 г. Признавая значительные достижения в технологии угледобычи и углепотребление в энергетике, необходимо отметить настоятельную необходимость их дальнейшего совершенствования, прежде всего в направлении повышения их эффективности по вектору устойчивого развития.

Энергетическая политика России в условиях изменяющейся геополитической среды, углубляющейся глобализации и повышенной озабоченности мирового сообщества проблемами охраны окружающей среды и возможным изменением климата на Земле, должна основываться на экономически эффективных, экологически чистых и энергосберегающих инновационных технологиях. Поэтому проблема обеспечения устойчивого развития отечественной энергетики вообще, и углеэнергетики в особенности в последние годы стала архиактуальной. В соответствии с выдвигаемой Синергической концепцией «Угле-газ-электричество» в рамках первого эшелона – на ближайшую перспективу (до 2015 г.) могут формироваться прообразы интегрированных синергических углеэнергетических комплексов свнутри цикловой газификацией угля и когенерацией электроэнергии на газо-

паротурбинных установках комбинированного цикла. Для второго эшелона, на более отдаленную перспективу (2015–2030 гг.) – сверхчистые угольно-водородные синэргические электрогенерирующие комплексы с внутрицикловой углегазификацией или на базе подземной газификации угля в массиве на месте его залегания.

Углегазификация вообще будет иметь особое значение в связи с предстоящим переходом на угольно-водородную энергетику, при которой газификация угля – это одно начальное звено в цепи многостадийной конверсии угля: «уголь – генераторный газ-водород-электроэнергия». При этом на каждой конверсионной стадии происходит прирост общей эффективности всей электрогенерирующей системы. Газификация угля в наземных газогенераторах, как вид углеконверсии, на ближайшую перспективу рассматривается как основной при различных формах использования генераторного газа в углеэнергетике.

Подземная газификация угля – это технология нового технологического уровня, являющаяся шагом в ближайшее будущее отечественной углеэнергетики. Если при традиционной технологии подземной углегазификации КПД процесса газификации составлял 50–60%, то при современной усовершенствованной технологии КПД газификации доходит до 80–85% с двойным увеличением теплоты сгорания генераторного газа (до 10–11 Мдж/м³). В отношении подземной углегазификации следует заметить, что она должна рассматриваться как элемент углеэнергетической системы ближайшего будущего, т.е. на период 2015–2030 г. В связи с этим высказывается мнение о необходимости возобновления и реализации в промышленном масштабе подземной газификации угля в массиве скважинными методами. В этой связи уместно привести высказывания Д.И. Менделеева по поводу подземной углегазификации: «Настанет, вероятно, со временем даже такая эпоха, что угля из земли вынимать не будут, а там, в земле, его сумеют превращать в горючие газы и их по трубам будут распределять на далекие расстояния».

Заслуживающей внимания является новая, недавно выработанная энергетическая стратегия США, согласно которой предусматривается консолидированная общенациональная программа газификации собственных углей, особенно низкосортных высокосернистых, и отходов углеобогащения. Эта программа на первом этапе реализуется в Иллинойском бассейне, и особенно, на угледобывающих предприятиях компании «Консол Энерджи» в Северных Аппалачах в штатах Пенсильвания, Огайо и Западная Вирджиния. На этих предприятиях ежегодно будет перерабатываться 20 млн т хвостов углеобогачительных фабрик, используя технологию углегазификации, с целью получения синтетического газа и других ценных побочных продуктов (этанол, метанол, мочевины и др.). В рамках этой программы предусматривается газификация угля вместо установки скрубберов для очистки топочных газов; синтетический газ используется как топливо на ТЭС, а также как сырье для получения ценных побочных продуктов. Используя технологию Rentech предусматривается газификация части добытого угля компании Peabody Energy(США), в результате чего получается синтетический газ, по качеству аналогичный природному магистральному газу. Углегазификация открывает рынок для высокосернистых углей Иллинойского бассейна. Это новая тенденция в углеэнергетике США: – сокращение потребления в восточных районах низкосернистых углей с Запада путем замещения их высокосернистыми углями Иллинойского и Аппалачского бассейнов для электроэнергетики, предварительно газифицированных; – создание сети интегрированных углеэнергетических комплексов с внутри цикловой газификацией угля. Такая широкомасштабная глубокая переориентация углеэнергетического сектора в направлении углубляющейся углегазификации может найти отражение и в новой Энергетической стратегии России до 2030 г.

В первом эволюционном периоде – до 2015 г., следует ожидать определенную коррекцию сложившейся модели использования топлива – постепенное замещение газа углем, сохраняя существующую (несколько усовершенствованную) технологию электрогенерирования, основанную на

прямом сжигании угля на ТЭС. Одновременно с этим должны входить в промышленную эксплуатацию инновационные Углегазоэнергетические комплексы на базе углегазификации с использованием угле-метана и генерированием энергии на газо-паротурбинных установках комбинированного цикла.

На втором – революционном этапе (до 2030 г.) целесообразным будет применение методов газификации угля в массиве и угольно-водородных технологий с использованием углепластового метана. В течение этого периода доля природного газа в электроэнергетике должна быть существенно снижена при доминирующей роли угля.

В США и в Европе в настоящее время строится большое число мощных угольных электростанций, в которых воплощены принципы и идеи чистых угольных технологий, в основе которых лежит углегазификация. Такие угольные ТЭС имеют эффективность – КПД равный 45–48%, тогда как существующие угольные ТЭС в России имеют КПД 28–35%. Один из вариантов технологии углеэнергетического комплекса с внутри-цикловой углегазификацией и генерированием электроэнергии на газо-паротурбинных генераторах комбинированного цикла на водородном топливе представлен на рис. 1. Использовано недостаточно факторов.

По данным Всемирного Института Угля*, повышение КПД угольных ТЭС с 20% до 30% обеспечивает снижение выбросов диоксида углерода CO_2 на одну треть при том же объеме вырабатываемой энергии. Повышение энергетической эффективности (КПД) угольных электростанций с 30 до 40% ведет к снижению выбросов CO_2 на 25% в расчете на 1 квт. ч. выработанной электроэнергии; расчеты DOE** показывают, что каждый процент повышения электрического КПД угольной электростанции дает снижение выбросов CO_2 на один процент при прочих равных условиях; не меньший сопутствующий эффект достигается при повышении электрической эффективности – КПД и по другим поллютантам: SO_x , NO_x твердые частицы топочных газов и др. Зависимость выбросов в

атмосферу диоксида углерода (CO_2) от величины КПД на угольных ТЭС в Китае, Индии и России приводится в нижеследующей табл. 1.

Обращает на себя внимание самый низкий КПД в России, по сравнению с Китаем и Индией, несмотря на значительно более высокую долю природного газа в электроэнергетике России.

В среднем электрический КПД на ТЭС с внутри-цикловой углегазификацией на 10% выше, чем традиционных ТЭС с пылеугольным сжиганием.

Оценка экономической эффективности таких глубоких и масштабных преобразований электроэнергетики не должна ограничиваться расчетами экономической эффективности с позиций интересов инвесторов, а должна определяться исходя из необходимости удовлетворения многоаспектных интересов общества, настоящих и будущих поколений, исходя из обеспечения потребностей нынешнего поколения без ущерба для будущих поколений, с минимальными энергозатратами. Главный эффект от такой топливной диверсификации в энергетическом секторе получается за счет повышения интегрального конверсионного КПД на всей цепи технологических процессов – от добычи угля и попутного получения метана до передачи выработанной электроэнергии потребителю.

Социо-экологическая эффективность углеэнергетического производства также определяется величиной интегрального конверсионного КПД.

Основные положения синергической концепции угле газовой энергетики таковы:

- в качестве исходного базового энергоносителя должен использоваться уголь, предварительно конвертированный в генераторный газ; шахтный и пластовый метан может включаться в общий поток газообразного топлива; природный газ целесообразно использовать как дополнительный газообразный энергоноситель для покрытия пиковых нагрузок;
- генерирование электроэнергии должно осуществляться по наиболее прогрессивным инновационным технологиям, эффективность которых

подтверждена достаточно широким применением в практике мировой теплоэнергетики: одной из них является чистая угольная технология с внутрицикловой углегазификацией и генерированием электроэнергии на газопаротурбинных установках комбинированного цикла с высокой энергетической эффективностью; на втором временном этапе стратегии следует подойти к промышленному применению угольно-водородной энергогенерации;

– шахты-карьеры, добывающие энергетические угли, как правило, должны интегрироваться с электрогенерирующими станциями, представляя углеэнергетические комплексы, основной конечной продукцией которых является электроэнергия и тепло (когенерация), а также побочные продукты (метанол, водород и др.); такие комплексы могут представлять производственно-административные единицы крупных угле-энергетических компаний (типа СУЭК); не исключается и создание крупных, ежегодно потребляющих 1–3 млн т угля, углегазификационных комбинатов;

– логистическая особенность данной концепции заключается в применении трубопроводного внутрипроизводственного транспорта генераторного газа, пластового и шахтного угле-метана, может рассматриваться и гидротранспорт водо-угольных смесей. Принципиально новым является предложение об использовании магистральных газопроводов для транспорта газообразного энергоносителя (генераторного газа) взамен ж/д транспорта рядового энергетического угля.

5.3. Сравнение производства тепловой энергии на природном и генераторном газе.

Исходные данные: потребление природного газа 1753 тыс. м³; теплотворная способность природного газа - 8000 ккал/кг; цена природного газа - 7000 р. тыс. м³ (с НДС); цена угля для выработки генераторного газа - 1800 р/т (с НДС и доставкой ж/д транспортом); расход угля на производство 1000 м³ генераторного газа - 473 кг; среднечасовое потребление электроэнергии газификатором - 15

кВт; стоимость 1 кВт электрической энергии - 3,9 р/кВт-ч (с НДС); персонал для обслуживания газификатора - 6 чел.; фонд заработной платы одного сотрудника - 20 000 р/мес.; время эксплуатации газификатора - 8600 ч в год.

В газификаторе будет также использоваться уголь Тугнуйского месторождения.

Результаты расчета:

- затраты на приобретение природного газа: $I_{\text{пг}} = 12271$ тыс.р/год
- потребление угля: $G_y = 3318,5$ т/год
- расходы на приобретение угля: $I_y = 5973,308$ тыс.р/год
- потребление электроэнергии: $G_{\text{эл}} = 129000$ кВтч/год
- затраты на электроэнергию: $I_{\text{эл/эн}} = 503,1$ тыс.р/год
- заработная плата обслуживающего персонала: $I_{\text{зп}} = 1440$ тыс.р/год

Экономический эффект за счет эксплуатации газификатора составит: $ДЭ = I_{\text{пг}} - (I_y + I_{\text{эл/эн}} + I_{\text{зп}}) = 4354,592$ тыс. р/год В результате проведенных расчетов видно, что внедрение генераторного газа имеет положительный экономический эффект и срок окупаемости составляет не более трех с половиной лет. Еще одним преимуществом перевода угольных котлов на сжигание генераторного газа является снижение токсичности дымовых газов и отсутствие твердых выбросов в атмосферу.

Полученные результаты говорят о целесообразности предварительной газификации углей и последующего сжигания генераторного газа в отопительных котлах.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5Б2А	Заковряшин Дмитрий Александрович

Институт	Энергетический	Кафедра	Атомных и тепловых электрических станций
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	В разделе рассмотрены вопросы социальной ответственности работников, обслуживающих теплообменное оборудование. Рабочее место представляет собой помещение – котельный цех. В котельном цехе должны быть предусмотрены меры защиты от возможного воздействия опасных и вредных факторов.
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	В данном разделе рассмотрены влияние и соответствующие нормы по вредным и опасным производственным факторам с указанием ссылок на соответствующие нормативно-технические документы. Вредными факторами являются – освещенность, – электромагнитные излучения. – вибрация, – шум, Опасные факторы – механической, – термической, – электрической, – пожарной и взрывной природы. Описано действие факторов на организм человека, предложены меры по уменьшению их влияния, выбраны средства коллективной и индивидуальной защиты.
---	--

2. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	В данном разделе рассматривается вопрос теплового загрязнения как одного из наиболее крупных видов физического загрязнения окружающей среды.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	В данном разделе представлены организационно-технические мероприятия по повышению устойчивости функционирования объекта при ЧС.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Основные положения по охране труда изложены в Конституции РФ, основных законодательствах РФ и Кодексах законов о труде РФ.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гусельников М.Э.	к.т.н., доц.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Б2А	Заковряшин Дмитрий Александрович		

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

6.1. Производственная безопасность

С развитием научно-технического прогресса немаловажную роль играет возможность безопасного исполнения людьми своих трудовых обязанностей. В связи с этим была создана и развивается наука о безопасности труда и жизнедеятельности человека. [20]

Круг практических задач, рассмотренных в данном разделе, прежде всего, обусловлен выбором средств, обеспечивающих комфортное состояние среды жизнедеятельности. Охрана здоровья трудящихся, обеспечение безопасности условий труда, ликвидация профессиональных заболеваний и производственного травматизма составляет одну из главных забот человеческого общества. Обращается внимание на необходимость широкого применения прогрессивных форм научной организации труда, сведения к минимуму ручного, малоквалифицированного труда, создания обстановки, исключаяющей профессиональные заболевания и производственный травматизм.

На рабочем месте должны быть предусмотрены меры защиты от возможного воздействия опасных и вредных факторов производства. Уровни этих факторов не должны превышать предельных значений, оговоренных правовыми, техническими и санитарно-техническими нормами. Эти нормативные документы обязывают к созданию на рабочем месте условий труда, при которых влияние опасных и вредных факторов на работающих либо устранено совсем, либо находится в допустимых пределах.

6.2. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации теплообменного оборудования ТЭС

Работа на производстве связана с большим количеством опасных факторов, те которые могут вызывать травмы, и вредных производственных факторов, к вредным факторам можно отнести те, которые могут вызвать профессиональные заболевания или привести к снижению работоспособности: повышенная

температура воздуха и предметов, влажность, физические и нервно-психические перегрузки, вибрация, шум и др.

Непосредственно в теплоэнергетике опасными факторами являются пар с высокими параметрами и горячая вода, движущиеся части оборудования, электрический ток, возможность падения с высоты самого работающего либо различных деталей и предметов, т.к. используются площадки обслуживания оборудования.

Источником вибрации и шума являются вращающиеся механизмы (например, насосы). Задачей обеспечения вибрационной безопасности является предотвращение условий, при которых воздействие вибрации могло бы привести к ухудшению состояния здоровья работников, в том числе к профессиональным заболеваниям, а также к значительному снижению комфортности условий труда.

Таблица 3 - Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003–83 с изм. 1999 г.)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Конструкторские бюро, программисты, лаборатории	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50
Помещения лабораторий для проведения экспериментов	103	91	83	77	73	70	68	66	64	75

В ряде случаев практически невозможно уменьшить шум и вибрацию до допустимых уровней. Для предотвращения профессиональных заболеваний, работающие в шумных условиях или в условиях воздействия вибрации соблюдают правила безопасной работы согласно ГОСТ 12.1.003–83.

ГОСТами установлены следующие меры защиты: применение средств индивидуальной защиты, чередование труда и активного отдыха, сокращение длительности работы в вибро- и шумоопасных условиях. В таблице 4 представлены допустимые уровни звукового давления согласно ГОСТа 12.1.003-83.

Таблица 4 - Гигиенические нормы уровней виброскорости (ГОСТ 12.1.012–90)

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
В служебных помещениях.	—	91	82	76	75	75	75	—	—	—	—
Локальная вибрация	—	—	—	115	109	109	109	109	109	109	109

Согласно ГОСТ 12.1.012-2004, для данного проекта предусматриваем:

- поддержание в условиях эксплуатации технического состояния оборудования на уровне, предусмотренном нормативно-техническими документами;
- применение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на персонал.

Освещенность должна соответствовать СНиП. Минимальное значение искусственной освещенности производственного помещения согласно СНиП 23-102-2003 составляет 200-300 лк.

Нерациональное освещение может быть причиной травматизма: недостаточно освещенные опасные зоны, слепящие источники света и блики от них, резкие тени ухудшают видимость настолько, что вызывают полную потерю ориентации рабочих. Неправильная эксплуатация также, как и ошибки, допущенные при проектировании и устройстве осветительных приборов в пожаро- и взрывоопасных цехах (неправильный выбор источника света, светильников, проводов и т.д.) могут привести к взрыву, пожару и несчастным

случаям. При неудовлетворительном освещении, кроме того, снижается работоспособность и производительность труда.

При эксплуатации оборудования с высокими параметрами пара и горячей водой, могут быть получены ожоги различной степени тяжести, поэтому необходимо применение изоляционных материалов, оградительные устройства и знаки безопасности.

6.3. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований

Рабочие места должны соответствовать требованиям к безопасности ГОСТ 12.2.061-81 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам».

Большое количество оборудования на ТЭС и его различная концентрация в разных местах электростанции создают неодинаковые условия труда по степени вредности.

Для котельного цеха тепловых электростанций температура воздуха в холодный период года 16-22°C, относительная влажность в холодный период года 60-40%, в тёплый - 60-20%, скорость движения воздуха = 0,2-0,5 м/с. Для очистки воздуха пыли и газов следует предусмотреть механическую вентиляцию наряду с естественной.

Также немаловажную роль играет фактор поражения электрическим током.

По электробезопасности котельный цех можно отнести к опасным помещениям (угольная пыль, повышенная температура). В цехе источником электроэнергии является электросеть напряжением 220 - 380 В.

Потребителями электроэнергии являются: насосы, электрические двигатели, приводы различных установок общей мощности более 100 кВт.

Основные причины поражения электрическим током: случайное прикосновение к токовыводящим частям, находящимся под напряжением, повышение напряжения на металлических частях электрооборудования в результате повреждения изоляции.

Основными мерами защиты от поражения током являются обеспечение недоступности токовыводящих частей, изоляция, заземление, зануление, устранение опасности поражения при появлении напряжения на корпусах электрооборудования и т.д.

Недостаточный или чрезмерный уровень освещенность, также оказывает свое негативное влияние на обслуживающий персонал котельного цеха.

Согласно действующих норм проектирования производственного освещения СНиП 4-4-79 задаются как количественная (величина минимальной освещённости) так и качественная характеристики (показатель ослеплённости, дискомфорта и глубина пульсации освещения) искусственного освещения.

Согласно этим данным минимальная освещённость должна быть сопоставлена с зрительной работой III раздела, подразряда Г, категории высокой точности.

Минимальная освещённость при общем освещении лк, при этом выбираем газоразрядные лампы типа ЛД.

6.4. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Современные ТЭС довольно активно воздействуют на окружающую нас среду: на атмосферу, литосферу, гидросферу. О масштабах теплового загрязнения воды и воздуха можно, например судить, по тому, что около 20 % теплоты, которую производит котел при сжигании топлива, теряется за пределами станции. Учитывая размеры производства электроэнергии на ТЭС и объемы сжигаемого топлива, можно предположить, что они в состоянии влиять на климат больших районов страны.

Загрязнение гидросферы происходит за счет сбросов огромного количества теплой воды в водоемы, а также промышленными стоками, хотя они проходят тщательную очистку.

Влияние на литосферу ТЭС оказывает не только тем, что извлекается огромное количество природных ресурсов, таких как уголь, нефть и газ, которые в том или ином виде используются на ТЭС в качестве топлива, но и тем что под строительство станций отчуждаются и застраиваются земельные угодья, а также но требуется много места для захоронения больших масс золы и шлаков, которые образуются при сжигании твердых видов топлива.

Влияние на атмосферу сказывается в выбросе значительного количества продуктов сгорания. Это, в первую очередь, газообразные окислы углерода, серы, азота, часть из которых имеет высокую химическую активность. Летучая зола, прошедшая через золоуловители, загрязняет воздух. Наименьшее загрязнение атмосферы, для станций одинаковой мощности, отмечается, если в качестве основного вида топлива используется природный газ и наибольшее – при использовании твердого топлива, которое обладает низкой теплотворной способностью и высокой зольностью. Также необходимо учитывать большие выбросы теплоты в атмосферу и электромагнитные поля, создаваемые электрическими установками высокого и сверхвысокого напряжения. А также не стоит забывать потребление кислорода в большом количестве для горения топлива.

6.5. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

В современных условиях решается задача утилизации части тепловых выбросов путем отопления теплиц, создания подогреваемых прудовых рыбных хозяйств. Зола и шлаки используют в производстве строительных материалов и т.д.

Для защиты гидросферы более перспективным является создание оборотных систем с многократным использованием воды. При этом глубокой

очистки стоков уже не требуется, достаточно довести их количество до уровня, приемлемого для осуществления технологических процессов. Этот путь дает одновременное существенное сокращение водопотребления, но требует пристального контроля за качеством оттоков, сбрасываемых в водоем.

6.6. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

Пожарная безопасность характеризуется ФЗ №123 от 22 июля 2008 года.

Система пожарной защиты предусматривает, наряду с мерами предотвращения возникновения пожара и распространение его за пределы очага возгорания, также применение средств пожаротушения и пожарной сигнализации.

Для тушения пожаров применяют первичные средства тушения, к которым относятся углекислотные, пенные и порошковые огнетушители, а также пожарные стволы присоединенные при помощи рукавов к системе пожарного водопровода при помощи пожарных кранов, располагаемых в наиболее доступных и безопасных местах здания.

6.7. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

В целях повышения пожарной безопасности запрещены кабели с полиэтиленовой изоляцией и оболочкой, необходимо применять только кабели с негорючими покрытиями. Трассы кабеля должны проходить на безопасных расстояниях от нагретых поверхностей, следует предусматривать их защиту от внешних воздействий и перегрева. При аварийной ситуации на оборудовании (загорание электрооборудования, разрыв трубопроводов, внеплановый останов основного и вспомогательного оборудования и т.д.) необходимо прекратить выполнение плановой работы и действовать согласно требованиям инструкции

по ликвидации аварий и производственных инструкций по обслуживанию оборудования. Принять меры к восстановлению нормального режима работы или ликвидации аварийного положения и предотвращении развития аварии и несчастных случаев с персоналом.

При возникновении несчастного случая немедленно оказать первую доврачебную помощь согласно инструкции по оказанию первой помощи, при несчастных случаях на производстве.

При угрозе несчастного случая необходимо вывести людей из зоны поражения, оградить опасную зону, по возможности отключить аварийное оборудование.

О замеченном загорании на объекте необходимо сообщить дежурному персоналу объекта, в пожарную часть и преступить к тушению пожара имеющимися средствами пожаротушения, соблюдая при этом меры безопасности. Там, где имеется оперативный план тушения пожара, необходимо действовать в соответствии с этим планом.

Тушить пожар на электрооборудовании, находящемся под напряжением следует углекислотными и порошковыми (до 1000 В) огнетушителями.

Тушение пожара в сильно задымленных помещениях без снятия напряжения с электроустановок и кабельных линий запрещается.

6.8. Специальные правовые нормы трудового законодательства

Охрана окружающей среды при проведении запроектированных работ предусмотрена действующим природоохранным законодательством.

Работа обусловлена следующими видами физического загрязнения окружающей среды:

- тепловое, возникающее в результате повышения температуры среды в связи с нагревом теплоносителя;

Основные направления уменьшения отрицательного воздействия на окружающую среду:

- применение безопасных для окружающей среды рабочих тел;

7. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы был проведен поверочный расчет котла Томской ТЭЦ-3 для работы на генераторном газе.

В результате было установлено, что переход на данный вид топлива не только возможен, но и благотворно скажется на эксплуатационных характеристиках котельного оборудования.

Коэффициент полезного действия котла вырос на 8,46 %. Потеря с уходящими газами сократилась на 8,46 %. Это объясняется более высоким коэффициентом теплопередачи, обусловленным отличным составом газа.

Расход топлива вырос с 4,26 кг/с до 18,3 кг/с. Данное явление связано с низкой теплотворной способностью генераторного газа по сравнению с природным. Также сократилось тепловыделение в топке с 43948 кДж/кг до 6740 кДж/кг, что также связано с низкой теплотворной способностью генераторного газа.

Основные же эксплуатационные параметры остались такими же.

В результате работы, проделанной в разделе финансового менеджмента, было установлено, что применение генераторного газа является крайне перспективным направлением развития современной углеэнергетики. Основной причиной тому служат возрастающие штрафы для энергетических предприятий за загрязнение окружающей среды. Был проведен расчет, в результате которого выяснилось, что при определенных условиях технология применения генераторного газа экономически целесообразна.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод). Издание 3-е, переработанное и дополненное. – СПб.: Издательство НПО ЦКТИ, 1998г. – 256с.
2. Расчет элементного состава и теплотехнических характеристик топлив, объемов и энтальпий воздуха и продуктов сгорания: методические указания к выполнению курсовой работы по дисциплинам «Технические процессы и производства ТЭС и АЭС», «Котельные установки и парогенераторы» для студентов III-IV курсов, обучающихся по направлению 140100 «Теплоэнергетика и теплотехника». Часть I / сост. Т.С. Тайлашева, Н.В. Визгавлюст, К.В. Буваков; Томский политехнический университет. – Томск: изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 20с.
3. Тепловой расчет топки: методические указания к выполнению курсовой работы по дисциплинам «Технические процессы и производства ТЭС и АЭС», «Котельные установки и парогенераторы» для студентов III-IV курсов, обучающихся по направлению 140100 «Теплоэнергетика и теплотехника». Часть II / сост. Т.С. Тайлашева, Н.В. Визгавлюст, К.В. Буваков; Томский политехнический университет. – Томск: изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 216с.
4. Расчет радиационной (РПП) и полурadiационной ширмовой (ШПП) ступеней пароперегревателя: методические указания к выполнению курсовой работы по дисциплине «Котельные установки и парогенераторы» для студентов III-IV курсов, обучающихся по направлению 140100 «Теплоэнергетика и теплотехника». Часть IV / сост. Т.С. Тайлашева, Н.В. Визгавлюст, К.В. Буваков; Томский политехнический университет. – Томск: изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 20с.
5. Фурсов И.Д., Коновалов В.В. Конструирование и тепловой расчет паровых котлов. – Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2001. – 266 с.
6. Расчет выходной ступени конвективного пароперегревателя: методические указания к выполнению курсовой работы по дисциплине «Котельные

- установки и парогенераторы» для студентов III-IV курсов, обучающихся по направлению 050900 «Теплоэнергетика», дневного и заочного обучения / сост. Т.С. Тайлашева, Н.В. Старшинова; Томский политехнический университет. – Томск: изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 20с.
7. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод). Издание 3-е, переработанное и дополненное. Издательство НПО ЦКТИ, СПб, 1998, 256 стр.
 8. Липов Ю.М. «Тепловой расчет парового котла» Учебное пособие для вузов. Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика» 2001г.-176стр.
 9. Р.И. Эстеркин. Котельные установки. Курсовое и дипломное проектирование. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отделение, 1989. – 280 с.
 10. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара: Справочник/ А.А.Александров, Б.А. Григорьев. Рек. Гос. службой стандартных справочных данных. ГСССД Р-776-98 – М.: Издательство МЭИ. 1999.
 11. К. Ф. Роддатис, А. Н. Полторацкий. Справочник по котельным установкам. Москва: Энергоатомиздат, 1989 г.
 12. Инструкция по эксплуатации котла БКЗ-160-100ГМ (ст. №14) Уфимской ТЭЦ -1.
 13. Многотопливный энергетический модуль газогенераторной ТЭЦ на основе двухзонной термохимической переработки твердых органосодержащих отходов / В.М. Боровков, Л.В. Зысин, В.В. Сергеев, Г.А. Рябов и др. Отчет о НИР по государственному контракту с Министерством промышленности, науки и технологий Российской Федерации на 2001 год № 701-12(00) П от 14 января 2000 г.
 14. Балансовые термодинамические расчеты процессов горения и газификации углей в ЦКС под давлением / Дудник А.Н., Майстренко А.Ю., Онищенко С.В., Топал А.И. // Экотехнол. и ресурсосбережение. - 1999. - N 6. - С.19-30. – Библиогр
 15. Беляев А.А., Кондратенко А.П., Радовицкий И.В. Концепция технологии совместного сжигания и газификации низкосортного угля и шахтного метана в псевдоожиженном слое // Рос. хим. журн. - 2014. - Т.XXXVIII, N 5. - С.75-79.

16. Беренгартен М.Г. Химия и технология угля на рубеже тысячелетий // ХТТ. - 2000.
17. Борисенко А.В. Угলেখимия, как основа экологизации угольной отрасли // Горн. информ.-аналит. бюл. - 2005. - N 10. - С.188-195.
18. Бородуля В.А., Виноградов Л.М., Уваров В.В. Некоторые вопросы математического моделирования газификации угля в кипящем слое под давлением
19. Буянтуев С.Л., Шишулькин С.Ю., Шаронов К.С. Вопросы оптимизации теплофизических параметров плазменного газификатора углей // Вестн. Бурят. гос. ун-та. - 2009. - Вып.3. - С.146-152. – Библиогр
20. Активация горения низкосортного угля продуктами его высокотемпературной газификации / Калинин Р.А., Кузнецов А.П., Левицкий А.А. и др. // Плазменная активация горения углей: сб. науч. тр. - Алма-Ата: КазНИИЭ, 1999. - С.49-62.

Приложение А

Расчетные величины	газоходы котла					
	топка и ширма	конвективный пароперегреватель		экономайзер 2 ступени	экономайзер 1 ступени	воздухоподогреватель
		2 ступ.	1 ступ.			
Коэффициент избытка воздуха за поверхностью	1,060	1,090	1,120	1,200	1,280	1,380
Средний коэффициент избытка воздуха в газоходе	1,045	1,075	1,105	1,160	1,240	1,330
Произведение	0,0567	0,0945	0,1323	0,2016	0,3024	0,4158
Объем водяных паров	0,2689	0,2695	0,2701	0,2712	0,2729	0,2747
Полный объем дым.газов	2,1047	2,1425	2,1803	2,2496	2,3504	2,4638
Объемная доля сухих трехатомных газов	0,1402	0,1377	0,1353	0,1311	0,1255	0,1197
Объемная доля водяных паров	0,1278	0,1258	0,1239	0,1206	0,1161	0,1115
Суммарная объемная доля трехатомных газов	0,2679	0,2635	0,2592	0,2517	0,2416	0,2312
Масса дымовых газов	2,3996	2,4490	2,4983	2,5888	2,7205	2,8686
Концентрация золы в дымовых	0,1267	0,1241	0,1217	0,1174	0,1117	0,1060

Приложение Б

t, °C	I _{o.в.} , кДж/кг	I _{o.г.} , кДж/кг	Топка и ШПП		КПП2		КПП1		ЭК2		ЭК1		ВП	
			I	ΔI	I	ΔI	I	ΔI	I	ΔI	I	ΔI	I	ΔI
1	2	3	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
100	167	284	294		299		304		318		331		348	
200	336	575	595	301	606	306	616	311	643	325	669	338	703	355
300	508	875	906	310	921	315	936	321	977	334	1017	348	1068	365
400	683	1182	1223	318	1244	323	1264	328	1319	342	1373	356	1442	374
500	863	1498	1550	327	1576	332	1602	338	1671	352	1740	366	1826	384
600	1046	1823	1885	335	1917	341	1948	346	2032	361	2116	376	2220	394
700	1234	2155	2229	344	2266	349	2303	355	2402	370	2500	385	2624	404
800	1423	2493	2578	349	2621	355	2664	361	2778	376	2891	391	3034	410
900	1617	2839	2936	358	2985	364	3033	369	3163	385	3292	401	3454	420
1000	1812	3191	3299	363	3354	369	3408	375	3553	390	3698	406	3879	426
1100	2010	3544	3665	365	3725	371	3785	377	3946	393	4107	409	4308	429
1200	2210	3905	4037	373	4104	379	4170	385	4347	401	4524	417	4745	437
1300	2412	4258	4403	365	4475	371	4548	377	4740	394	4933	410	5175	430
1400	2616	4625	4782	379	4860	385	4939	391	5148	407	5357	424	5619	444
1500	2821	4995	5164	382	5249	388	5333	395	5559	411	5785	427	6067	448
1600	3028	5368	5549	385	5640	391	5731	398	5973	414	6215	431	6518	451
1700	3234	5745	5939	390	6036	396	6133	402	6392	419	6650	435	6974	456
1800	3442	6123	6330	391	6433	397	6536	403	6812	420	7087	437	7431	457
1900	3653	6502	6721	392	6831	398	6941	404	7233	421	7525	438	7890	459
2000	3863	6884	7116	395	7232	401	7348	407	7657	424	7966	441	8352	462