

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет  
(национальный исследовательский университет)»  
Политехнический институт  
Заочный факультет  
Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»  
Направление подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

ВЫПУСКНАЯ  
КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
ПРОВЕРЕНА  
Рецензент,

\_\_\_\_\_  
Ю.А. Жеребцов  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой  
«Промышленная теплоэнергетика»  
к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_  
К.В. Осинцев  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

**Выбор и расчет источника пароснабжения для завода ЖБИ  
г. Магнитогорска Челябинской области**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА  
ЮУрГУ–13.03.01.2019.579.19 ПЗ ВКР

Консультант по разделу  
«Экономика и управление»,  
старший преподаватель  
\_\_\_\_\_  
Р.А. Алабугина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Нормоконтролер,  
старший преподаватель  
\_\_\_\_\_  
Р.А. Алабугина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Руководитель работы,  
к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_  
Т.Б. Жиргалова  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Автор работы  
студент группы ПЗ–579  
\_\_\_\_\_  
В.Г. Хасанов  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Челябинск 2019

## АННОТАЦИЯ

Хасанов В.Г. Выбор и расчет источника пароснабжения для завода ЖБИ г. Магнитогорска Челябинской области.– Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, 3Ф, 2019, 96 с., 12 ил., библиогр. список – 57наим., 5 листов чертежей ф. А1, 2 демонстрационных листа ф. А1.

В выпускной квалификационной работе бакалавра предложен вариант перехода от централизованного пароснабжения к автономному источнику тепловой энергии для тепловлажностной обработки железобетонных изделий на заводе ЖБИ г. Магнитогорск с применением двух водотрубных паровых котлов Е-1.0-0.9Г (Россия), суммарной паропроизводительностью 2 т/ч.

Целью работы является расчет и выбор основного и вспомогательного оборудования проектируемого источника пароснабжения.

Пояснительная записка состоит из 9 глав. В введении описывается актуальность проблемы, описывается объект исследования.

Первая глава посвящена обоснованию выбора автономного источника пароснабжения, работающей на газообразном топливе.

Вторая глава представляет сравнение отечественных и зарубежных разработок и решение по автономным источникам тепловой энергии.

Третья глава содержит научную часть в которой выполнен расчет теплового баланса пропарочной камеры для необходимого количества пара на тепловлажностную обработку ЖБИ.

В четвертой главе принято решение в выборе источника пароснабжения, произведен тепловой расчет котельного агрегата, подобрано вспомогательное оборудование.

Пятая глава рассматривает вопросы энергосбережения.

В шестой главе по вопросам экологии произведены расчеты количества токсичных веществ, содержащихся в дымовых газах, расчет дымовой трубы.

В седьмой главе описывается система автоматизации котельного агрегата Е-1.0-0.9Г.

В восьмой главе раскрыты вопросы безопасности жизнедеятельности.

В девятой главе приводятся технико-экономические расчеты по теме работы.

Графическая часть работы содержит 7 листов ф. А1, выполненных с помощью системы автоматизированного проектирования и черчения КОМПАС.

*13.03.01.2019.579.19 ПЗ*

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Выполнил		Хасанов В.Г.			Выбор и расчет источника пароснабжения для завода ЖБИ г. Магнитогорска Челябинской области	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Жиргалова Т.Б.					3	96
Н. Контр.		Алабугина Р.А.				ЮУрГУ Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»		
Зав. каф.		Осинцев К.В.						

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА АВТОНОМНОГО ИСТОЧНИКА ПАРΟΣНАБЖЕНИЯ .....	7
2 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ РАЗРАБОТОК И РЕШЕНИЕ ПО АВТОНОМНЫМ ИСТОЧНИКАМ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ .....	8
2.1 Предлагаемые технические решения.....	11
3 НАУЧНАЯ ЧАСТЬ.....	13
3.1 Выбор режимов тепловой обработки изделия .....	13
3.2 Теплотехнический расчет пропарочной камеры.....	20
3.2.1 Материальный баланс камеры .....	20
3.2.2 Тепловой баланс пропарочной камеры .....	22
4 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ .....	31
4.1 Выбор источника пароснабжения.....	31
4.1.1 Устройство котла .....	31
4.1.2 Принцип работы котла .....	35
4.2 Тепловой расчет котельного агрегата .....	36
4.2.1 Расчет объемов и энтальпий продуктов сгорания .....	36
4.2.2 Тепловой баланс котельного агрегата и определениерасхода топлива.....	41
4.2.3 Тепловой расчет топочной камеры.....	44
4.2.4 Расчет конвективного пучка котла .....	48
4.3 Подбор вспомогательного оборудования .....	55
4.3.1 Система химводоочистки котельной.....	55
4.3.2 Горелочное устройство ГГБ-1(Э) .....	58
4.3.3 Подбор питательных насосов .....	59
5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	60
6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ.....	62
6.1 Расчет массового выброса окислов азота.....	62
6.2 Расчет объемов продуктов сгорания топлива .....	63
6.3 Расчет минимальной высоты дымовой трубы .....	63
7 АВТОМАТИЗАЦИЯ .....	69
8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	73
8.1 Характеристика опасных производственных факторов и мероприятий по обеспечению травмобезопасности оборудования .....	74
8.2 Гигиеническая оценка условий и характера труда .....	75
8.3 Пожарная безопасность.....	76
8.4 Чрезвычайные ситуации.....	78
9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ .....	81
9.1 Техничко-экономический расчет.....	81
9.1.1 Определение капитальных затрат.....	81
9.1.2 Определение текущих затрат .....	85

9.1.3 Расчет приведенных затрат .....	88
9.2 SWOT-анализ для реализации проекта .....	88
9.3 Планирование целей предприятия и проекта.....	89
9.4 Модель поля сил реализации проекта .....	90
9.5 Планирование мероприятий по реализации проекта.....	91
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	93
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	94

## ВВЕДЕНИЕ

В целях сокращения сроков распалубки железобетонных конструкций и сдачи их под нагрузку строители всегда стремились ускорить твердение бетона. Этот вопрос приобрел особую актуальность при изготовлении бетонных и железобетонных изделий в заводских условиях, так как предприятия заинтересованы в максимальном использовании производственных площадей и в сокращении сроков изготовления изделий.

В настоящее время наиболее распространенным способом ускорения твердения бетона, позволяющим получать в короткий срок изделия с отпускной прочностью, при которой их можно транспортировать на строительную площадку и монтировать в зданиях и сооружениях, является тепловая обработка. На заводе ЖБИ г. Магнитогорск она осуществляется путем пропаривания изделий в пропарочной камере. Пароснабжение поступает с трассы ЗЖБИ от ПАО «ММК».

При пропаривании сформованные изделия выдерживаются в камере в среде насыщенного пара до достижения бетоном заданной прочности. В пропарочной камере создаются не только благоприятная температура для ускоренного твердения (в пределах 60-100 °С), но и оптимальная влажность среды, способствующая сохранению влаги в бетоне для его дальнейшего твердения и после окончания пропаривания. Это дает основание считать пропаривание эффективной тепловлажностной обработки (ТВО) бетона.

С 2007 по 2013 годы научно-производственным коллективом инженерной компании под руководством генерального директора, доктора технических наук, члена корреспондента Международной инженерной академии, профессора Олега Владимировича Богомолова был выполнен энергетический анализ паросилового хозяйства заводов ЖБИ России. В результате выявился значительный перерасход тепловой энергии при производстве бетонных и железобетонных изделий.

Основными причинами завышенного расхода тепловой энергии на большинстве предприятий являются: централизованная поставка дорогостоящей тепловой энергии, устаревшие нормативы, которыми до настоящего времени пользуются предприятия ЖБИ при расчетах количества тепловой энергии на 1 м<sup>3</sup> железобетонных изделий. В результате применения покупного тепла от централизованных поставщиков тепловой энергии только один завод ЖБИ средней производительности может бесполезно выбрасывать в атмосферу от 15 и более млн рублей в год.

Целью работы является отказ от централизованного паросилового хозяйства на заводе ЖБИ г. Магнитогорск Челябинской области, путем создания децентрализованного автономного источника тепловой энергии, работающая на природном газе.

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



## 2 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ РАЗРАБОТОК И РЕШЕНИЕ ПО АВТОНОМНЫМ ИСТОЧНИКАМ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Паровые котлы предназначены для выработки насыщенного пара под давлением, как для технологических нужд промышленных и сельскохозяйственных предприятий, так и для теплоснабжения потребителей. Паровые котлы по типу конструкции разделяются на две группы – водотрубные и газотрубные (жаротрубные). У жаротрубного парового котла поверхность нагрева состоит из трубок небольшого диаметра, внутри которых движутся горячие продукты сгорания топлива. Теплообмен происходит посредством нагрева воды, который находится снаружи трубок. В водотрубном паровом котле наоборот, поверхность нагрева состоит из труб, внутри которых движется вода. Теплообмен происходит посредством нагрева труб горячими продуктами сгорающего топлива [48].

Жаротрубные котлы обладают рядом эксплуатационных недостатков, такими как:

В водотрубных котлах для недопущения пристенного кипения скорость воды в трубах поверхности нагрева принималась не менее 1 м/с. У жаротрубного котла скорость воды настолько мала, что он практически является фильтром-осадителем.

Неохлажденные в этих трубах продукты горения дают локальный перегрев трубной доски. В результате больших напряжений в металле мостиков трубной доски между соседними отверстиями и, иногда, в сварных швах появляются микротрещины, которые в дальнейшем увеличиваются до сквозных.

Если шлам или накипь при некачественной подпиточной воде покрывают жаротрубную трубу, то в этих зонах металл плохо охлаждается, образуются отдушины.

Так же перечислены основные причины снижения надёжности и безопасности, возникающие в процессе эксплуатации “жаротрубников”.

1. Наличие внутренних топок, позволяющих сжигать только высокосортное топливо.

2. Кроме того, жаротрубный котел взрывоопасен. При большом объеме нагретой воды при внезапном снижении давления внутри котла до атмосферного (раскрытие шва) мгновенно выделяется огромное количество пара и происходит взрыв. Малое гидравлическое сопротивление таких котлов говорит о вялой циркуляции воды, скорость движения воды мала, съём тепла небольшой, а это, во-первых КПД меньше, во-вторых недолговечность и ненадежность.

3. Жаротрубные отопительные котлы недолговечны и ненадежны вследствие малого гидравлического сопротивления в контуре.

4. У жаротрубных отопительных котлов аэродинамическое сопротивление выше, чем у водотрубных.

5. Необходимо отметить еще одну, хотя далеко и не основную проблему жаротрубных котлов. Наличие большого объема воды делает котел «вяло» реагирующим на потребность в тепле. Характерное для таких котлов длительное

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

время нагрева приводит на практике к необходимости поддерживать высокую температуру большой массы воды в течение какого-то периода времени в ожидании потребности в тепле. А стоимость топлива, идущего на поддержание этого «горячего резерва» может достигать значительной величины[48].

В водотрубных отопительных котлах скорость воды выше, т.е. увеличивается долговечность и надежность, также увеличивается и теплосъем.

У водотрубных отопительных котлов необходимость поддержания на входе достаточно высокой температуры, решается путем рециркуляции воды при этом материальные затраты минимальны.

Высокие требования по сравнению с котлами водотрубной конструкции к качеству котловой воды, сопоставимые с требованиями к качеству питательной воды для паровых котлов.

Так, для надежной и безаварийной эксплуатации своих котлов жаротрубной конструкции изготовитель декларирует значение общей жесткости воды 100 мкг-экв/л, а в технической литературе встречаются значения требуемой жесткости котловой воды в пределах от 15 до 100 мкг-экв/л. Более жесткие требования к качеству питательной воды объясняются большими удельными тепловыми потоками в жаровой трубе и поворотной камере при очень малых скоростях теплоносителя в жаротрубных котлах на порядок меньше по сравнению с водотрубными котлами. В результате на поверхности жаровых труб и трубных решеток наблюдается пристенное кипение и образование отложений, действующих как теплоизоляция и значительно затрудняющих передачу тепла от металла к воде. В среднем, 1 мм отложений увеличивает температуру стенки на 100-120°C, и при толщине накипи в несколько миллиметров металл теряет свою прочность, "течет", на жаровых трубах и трубных решетках в местах локального перегрева появляются вздутия - деформации металла, образованные давлением воды, трубные решетки коробятся, нарушается плотность сварных швов приварки дымогарных труб к трубным решеткам. В то же время жаротрубные котлы обладают такими неоспоримыми преимуществами как компактность, возможность работы с современными длинно-факельными горелочными устройствами, высокая автоматизация и др.

Водотрубные паровые котлы лишены этих недостатков, к тому же служат в 2-3 раза дольше.

В настоящее время производство водотрубных паровых котлов налажено как в России, так и в зарубежных странах. Проведем сравнение отечественных и зарубежных котельных агрегатов.

Среди отечественных производителей наибольшее распространение получили котельные установки от производителя ОАО "Бийский котельный завод" (ОАО "БиКЗ") г. Бийск. Данное предприятие является ведущим в России по изготовлению паровых и водогрейных котлов средней и малой мощности, котельно - вспомогательного оборудования для промышленной и коммунальной энергетики[43].

Среди иностранных производителей широкое распространение получили котлоагрегаты фирмы BOOSTER (Корея). Компания BOOSTER является

									Лист
									9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.579.19 ПЗ				



общеизвестным лидером среди корейских производителей котельного оборудования. У

BOOSTER особенно широко представлены промышленные паровые котлы, предназначенные для генерации пара, направляемого на технологические нужды[45].

Для сравнения возьмем водотрубные паровые котлы отечественных и зарубежных производителей котельных оборудований и приведем на примере котельных агрегатов типа Е-1.0-0.9Г и BOOSTER серии ВОР-1000G, которые приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Основные технические характеристики котлов Е-1.0-0.9Г и BOOSTERBOP-1000G

Параметр	Е-1.0-0.9Г	BOOSTERBOP-1000G
Паропроизводительность, т/ч	1,0	1,0
Давление пара, МПа	До 0,9	0,9
Расчетное топливо	Природный газ	Природный газ
Расход топлива, м <sup>3</sup> /ч	83,5	82,3
КПД, %	91	Не менее 92
Температура питательной воды, °С	50	20
Потребляемая электрическая мощность, кВт/ч	6	5,2
Габариты, ДхШхВ, мм	4200х2350х2900	2250х1500х2350
Масса котла, кг	4300	1620
Стоимость, руб.	507 700	976 500

В таблице мы видим, что стоимость котла от компании BOOSTER превосходит в два раза (92,3%) отечественного образца при равной мощности и техническими характеристиками, преимуществом обладает разве что незначительной экономичностью в энергоресурсах, меньшим габаритом и массой.

Котел Е-1.0-0.9Г отличается высокой надежностью, производительностью (КПД составляет более 90%), экономичностью, степенью автоматизации, могут эксплуатироваться в любых климатических условиях. Котлы серии Е 1.0-0.9Г очень востребованы как в России, так и за ее пределами. Паровые котлы российского производства по техническим характеристикам ни в чем не уступают зарубежным аналогам.





### 3 НАУЧНАЯ ЧАСТЬ

#### 3.1 Выбор режимов тепловой обработки изделия

Цикл тепловлажностной обработки бетона с момента подачи тепла состоит из следующих этапов:

1. Подъем температуры паровоздушной среды от начальной до максимальной заданной.

2. Выдерживание изделий при максимальной постоянной температуре - изотермический прогрев. На этом этапе изделие должно быть равномерно прогрето по сечению.

3. Остывание изделий.

Особое значение имеет расчет температуры бетона в период нагрева, т.к. на этой стадии температурные градиенты по сечению изделия существенно влияют на процессы структурообразования в бетоне, а также процесс охлаждения, когда возникает опасность появления трещин.

Определяющим параметром в условиях конвективного теплообмена - основного вида теплообмена при тепловой обработке бетона - является коэффициент теплообмена  $\alpha$ , зависящий от содержания воздуха в паре, характера и скорости движения среды, от температуры среды, состояния поверхности твердого тела, величины температурного перепада между средой и поверхностью изделия и др.

Для правильного назначения режимов тепловой обработки изделий необходимо знать кинетику температуры в отдельных точках изделия и ее распределение в объеме изделия в различные моменты времени [42].

Для этого период нагрева разбивают на 3 стадии в каждой из которых, в соответствии со средними за стадию параметрами процесса, определяют искомые температуры. При этом принимают во внимание, что конец первой стадии - есть начало второй, конец второй - есть начало третьей и т.д. (в период изотермической выдержки и охлаждения разбивку на стадии не производят).

Расчет температуры греющей среды по этапам:

Скорость подъема температуры греющей среды (3.1):

$$b = \frac{\Delta t}{\tau_1} = \frac{t_{II} - t_0}{\tau_1}, \quad (3.1)$$

где  $t_0$  - начальная температура среды;

$t_{II}$  - температура изотермической выдержки;

$\tau_1$  - время этапа подъема температуры.

$$b = \frac{\Delta t}{\tau_1} = \frac{100 - 20}{2} = 40^\circ \text{C} / \text{час} .$$

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

Конечные и средние температуры каждой стадии и этапов.

Период подъема температуры (3.2)-(3.6):

$$t'_{I-1} = t_0 = 20^\circ C ,$$

$$t''_{I-1} = t'_{I-1} + \frac{\Delta t}{\tau_1} \tau_{I-1}, \quad (3.2)$$

$$t''_{I-1} = 20 + 40 \cdot 0,67 = 46,8^\circ C ,$$

$$\overline{t}_{I-1} = \frac{(t'_{I-1} + t''_{I-1})}{2}, \quad (3.3)$$

$$\overline{t}_{I-1} = \frac{(20 + 46,8)}{2} = 33,4^\circ C .$$

Стадия 1-2:

$$t'_{I-2} = t''_{I-1} = 46,8^\circ C ,$$

$$t''_{I-2} = t'_{I-2} + \frac{\Delta t}{\tau_1} \tau_{I-2},$$

$$t''_{I-2} = 46,8 + 40 \cdot 0,67 = 73,6^\circ C ,$$

$$\overline{t}_{I-2} = \frac{(t'_{I-2} + t''_{I-2})}{2}, \quad (3.4)$$

$$\overline{t}_{I-2} = \frac{(46,8 + 73,6)}{2} = 60,2^\circ C .$$

Стадия 1-3:

$$t'_{I-3} = t''_{I-2} = 73,6^\circ C ,$$

$$t''_{I-3} = t'_{I-3} + \frac{\Delta t}{\tau_1} \tau_{I-3}, \quad (3.5)$$

$$t''_{I-3} = 73,6 + 0,67 \cdot 40 = 100,4^\circ C ,$$

$$\overline{t}_{I-3} = \frac{(t'_{I-3} + t''_{I-3})}{2}, \quad (3.6)$$

$$\overline{t}_{I-3} = \frac{(73,6 + 100,4)}{2} = 87^\circ C .$$

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где:  $t_{I-i}^I, t_{I-i}^{II}$  - начальная и конечная температура каждой стадии;

$\tau_{I-i}$  - время каждой стадии.

$\bar{t}_{I-i}$  - средняя температура стадии.

$$\tau_{I-1} = \tau_{I-2} = \tau_{I-3} = \tau_I / 3 = 2/3 = 0,67.$$

Период изотермической выдержки:

$$t_{II}^I = t_{II}^{II} = \bar{t}_{II} = t_{из} = 100^\circ C.$$

Метод критериальных уравнений:

Эффективность нагрева изделий в условиях протекания процесса конвекционного теплообмена прямо пропорциональна интенсивности теплообмена, толщине прогреваемого слоя изделия и обратно пропорциональна теплопроводности материала тела [42].

При расчетах нестационарных процессов нагрева эта связь (зависимость распространения тепла в изделии от интенсивности внешнего теплообмена) учитывает критерий Био (3.7):

$$Bi = \frac{\alpha(R_i)}{\lambda}, \quad (3.7)$$

где:  $\alpha$  - коэффициент теплообмена для периода нагрева,  $ккал / м^2 \cdot ч \cdot ^\circ C$

$R$  - характерный размер панели,  $м$

$\lambda$  - коэффициент теплопроводности данного вида бетона,  $ккал / м \cdot ч \cdot ^\circ C$

Скорость изменения температуры при неустановившемся режиме учитывают критерий Фурье (3.8)-(3.9):

$$Fo = \frac{a \cdot \tau}{R_i^2}, \quad (3.8)$$

где:  $a$  - коэффициент температуропроводности,  $м^2/час$ ;

$\tau$  - продолжительность процесса нагрева, час.

$$a = \frac{\lambda_б}{c_б \cdot \gamma_б}, \quad (3.9)$$

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15



Аналогичные расчеты выполняем для последующих стадий.

Стадия 1-2:

$$t_{1-2} = 60,2^{\circ}C, \alpha = 125 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}C},$$

$$\Delta t = 60,2 - 43,64 = 16,6^{\circ}C,$$

$$t_{\text{к.н}} = t_{1-2} - \frac{\Delta t_{1-2}}{2} = 60,2 - \frac{16,6}{2} = 52^{\circ}C,$$

$$B_i = \frac{125 \cdot 0,12}{1,69} = 8,87.$$

$$Fo = \frac{0,0019 \cdot 2}{0,12^2} = 0,26.$$

Стадия 1-3:

$$t_{1-3} = 87^{\circ}C, \alpha = 155 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}C},$$

$$\Delta t = 87 - 65 = 22^{\circ}C,$$

$$t_{\text{к.н}} = t_{1-3} - \frac{\Delta t_{1-3}}{2} = 87 - \frac{22}{2} = 76^{\circ}C,$$

$$B_i = \frac{155 \cdot 0,12}{1,69} = 11.$$

$$Fo = \frac{0,0019 \cdot 2}{0,12^2} = 0,26.$$

Этап изотермической выдержки.

Значения средней температуры:

$\alpha = 150 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}C}$ , для изотермического прогрева.

$$t_{\text{изот}} = 100^{\circ}C.$$

$$\Delta t_{\text{изот}} = 100 - 94,008 = 5,9.$$

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17



$$t_{к.п} = t_{изот} - \frac{\Delta t_{изот}}{2} = 100 - \frac{5,9}{2} = 97,05^\circ C ,$$

$$B_i = \frac{150 \cdot 0,12}{1,69} = 10,6 .$$

$$Fo = \frac{a \cdot \tau}{R^2} = \frac{0,0019 \cdot 8}{0,12^2} = 1,05 .$$

По графикам в зависимости от значений критериев  $B_i$  и  $Fo$  определим безразмерные температуры по каждой оси для поверхности и центра изделия.

Определим истинные температуры поверхности и центра изделия (3.12)-(3.13):

$$t^{n,1-i} = t_{I-i}^{II} - \theta^{n,1-i} (t_{I-i}^{II} - t_H^{II}), \quad (3.12)$$

$$t^{II,1-i} = t_{I-i}^{II} - \theta^{II,1-i} (t_{I-i}^{II} - t_H^{II}), \quad (3.13)$$

где  $t^{n,1-i}$ ,  $t^{II,1-i}$  - искомая температура поверхности (центра) в данной стадии;

$t_{I-i}^{II}$  - конечная температура данной стадии;

$\theta^{n,1-i}$ ,  $\theta^{II,1-i}$  - безразмерные температуры поверхности (центра) данной;

$t_H^{\dot{O}}$ ,  $t_i^I$  - температура центра или поверхности в предыдущей стадии.

Результаты расчетов приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Безразмерные температуры центра и поверхности изделия

Периоды ТВО	$\theta^n$	$\theta^{II}$
Стадия 1-1	0,32	0,9
Стадия 1-2	0,12	0,7
Стадия 1-3	0,09	0,56
Изотермическая выдержка	0,025	0,15

Стадия 1-1:  $t_H^{II} = t_H^{II} = t_o$ ;

Стадия 1-2:  $t_H^{II} = t^{II,1-1}$ ;  $t_H^{II} = t^{II,1-1}$ ;

Стадия 1-3:  $t_H^{II} = t^{II,1-2}$ ;  $t_H^{II} = t^{II,1-2}$ ;

Стадия 1-1:  $t^{II,1-1} = t_{I-1}^{II} - \theta^{II,1-1} (t_{I-1}^{II} - t_H^{II}) = 45,13 - 0,9 \cdot (45,13 - 20) = 22,51$

$t^{n,1-1} = t_{I-1}^{II} - \theta^{n,1-1} (t_{I-1}^{II} - t_H^{II}) = 45,13 - 0,188 \cdot (45,13 - 20) = 42,14$

Аналогично произведем расчет для следующих стадий подъема температуры и для этапа изотермической выдержки.

Результаты расчетов приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Температура центра и поверхности изделия

Периоды ТВО	$t^{\text{п.}}$	$t^{\text{ц.}}$
Стадия 1-1	43,64	18
Стадия 1-2	65	39

Продолжение таблицы 3.2

Периоды ТВО	$t^{\text{п.}}$	$t^{\text{ц.}}$
Стадия 1-3	95	70,6
Изотермическая выдержка	95,2	83,7

Определим среднюю температуру изделия (3.14):

$$\overline{t_{\sigma, I-1}} = 0,67 \cdot t^{\text{п.}, I-1} + 0,33 \cdot t^{\text{ц.}, I-1}, \quad (3.14)$$

Период подъема температуры:

$$\overline{t_{\sigma, I-1}} = 0,67 \cdot 18 + 0,33 \cdot 43,64 = 26,46.$$

$$\overline{t_{\sigma, I-1}} = 0,67 \cdot 39 + 0,33 \cdot 65 = 47,58.$$

$$\overline{t_{\sigma, I-1}} = 0,67 \cdot 70,6 + 0,33 \cdot 95 = 78,65.$$

Период изотермической выдержки:

$$\overline{t_{\sigma, I-1}} = 0,67 \cdot 87,7 + 0,33 \cdot 95,2 = 90,16.$$

Результаты расчетов по определению температуры изделия сведем в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета температуры изделия

Периоды ТВО	Средняя температура, $\overline{t_{\sigma}}$	Температура поверхности, $t_{\text{п}}$	Температура центра, $t_{\text{ц}}$	Фактическая температура с учетом тепла цемента, $t_{\phi}$
$\tau_{I-1}$	26,46	43,64	18	28
$\tau_{I-2}$	47,58	65	39	50,8
$\tau_{I-3}$	78,65	95	70,6	87
$\tau_{\text{п}}$	90,16	95,2	83,7	151

## 3.2 Теплотехнический расчет пропарочной камеры

Исходные данные для расчета (из технологического процесса):

Время нагрева (подъема) -  $\tau_{под} = 2ч$  ;

Время изотермической выдержки -  $\tau_{изот} = 8ч$  ;

Время охлаждения -  $\tau_{охл} = 4ч$  ;

Состав бетонной смеси на 1 м<sup>3</sup> бетона:

$$m_{воды} = 300 \frac{кг}{м^3}; m_{цемента} = 420 \frac{кг}{м^3}; m_{песок} = 896 \frac{кг}{м^3} ; m_{щебень} = 1800 \frac{кг}{м^3}; c_{бетона} = 0,84 \frac{кДж}{кг \cdot ^\circ C};$$
$$\lambda_{бетона} = 1,45 \frac{Вт}{м \cdot ^\circ C};$$

Параметры бетона в камере тепловой обработки:  $t_{нач} = 20^\circ C$  ;  $t_{кон} = 100^\circ C$  ;

$\Delta t = 80^\circ C$  ;

Вес арматуры:  $G_{арм} = 40 кг$  ;

Масса форм:  $G_{форм} = 3000 кг$  ;

Характерный размер панели:  $R = 0,12 м$  ;

Количество изделий:  $n = 20$  ;

Длительность цикла:  $\tau_{цикл} = \tau_{под} + \tau_{изот} + \tau_{охл}$  ;

### 3.2.1 Материальный баланс камеры

Составляется на цикл работы для одной камеры. По закону сохранения масс вес материалов, поступивших в тепловую установку  $G_1$ , должен быть равен весу материалов, выходящих из нее  $G_2$  (3.15).

$$G_1 = G_2, \quad (3.15)$$

Это балансовое уравнение, выражающее закон сохранения материи, называют материальным балансом. Однако в процессе тепловой обработки наблюдается потеря материала за счет испарения влаги.

Следовательно, уравнение материального баланса имеет вид (3.16):

$$G_1 = G_2 + G_{п}, \quad (3.16)$$

где  $G_{п}$  - потери материала;

Левая часть уравнения  $G_1$  складывается из статей прихода материала, а правая  $G_2 + G_{п}$  - из статей расхода после тепловой обработки.

Материальные балансы для установок периодического действия составляют для всего материала, находящегося в установке.

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Статьи материального баланса  $\frac{\text{кг}}{\text{цикл}}, \frac{\text{кг}}{\text{час}}$ ;

Приход материалов (3.17) - (3.18):

$$G_{\text{сух}} = G_{\text{цемент}} + G_{\text{песк}} + G_{\text{щеб}} = 4200 + 8960 + 18000 = 31160 \text{ кг}, \quad (3.17)$$

$$G_{\text{цемент}} = m_{\text{цемент}} \cdot V_{\text{б.у}} = 420 \cdot 10 = 4200 \text{ кг},$$

$$G_{\text{песк}} = m_{\text{песк}} \cdot V_{\text{б.у}} = 896 \cdot 10 = 8960 \text{ кг},$$

$$G_{\text{щеб}} = m_{\text{щеб}} \cdot V_{\text{б.у}} = 1800 \cdot 10 = 18000 \text{ кг},$$

$$G_{\text{в1}} = m_{\text{в}} \cdot V_{\text{б.у}} = 300 \cdot 10 = 3000 \text{ кг},$$

$$G_{\text{арм}} = m_{\text{арм}} \cdot n = 40 \cdot 20 = 800 \text{ кг},$$

$$G_{\text{ф}} = m_{\text{ф}} \cdot n = 3000 \cdot 20 = 60000 \text{ кг}.$$

где  $G_c$  -сухая масса изделий, кг;

$G_u$  -масса цемента, кг;

$G_n$  - масса песка, кг;

$G_{\text{в1}}$  - масса воды затворения, кг;

$G_a$  - масса арматуры, кг;

$G_{\text{ф}}$  - масса металла форм, кг;

$V_{\text{б.у}}$  -объем бетон, уложенного в камеру  $\text{м}^3$ ;

$n$  - количество форм, уложенных в камеру, шт;

$m_u, m_n, m_{\text{щ}}, m_{\text{в}}$  - соответственно масса цемента, песка, щебня, воды,  $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ ;

$$G_1 = G_{\text{сух}} + G_{\text{в}} + G_{\text{арм}} + G_{\text{щеб}} = 31160 + 3000 + 800 + 60000 = 94960 \text{ кг}. \quad (3.18)$$

Расход материалов (3.19) - (3.21):

$$G_{\text{расх}} = G_c + G_{B_2} + W_{II} + G_a + G_{\text{ф}}, \quad (3.19)$$

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21



$$Q_{\text{в1}} = 3000 \cdot 4,2 \cdot 20 = 252000 \text{кДж}.$$

3. Тепло арматуры и закладных деталей (3.24):

$$Q_{\text{арм1}} = G_{\text{арм}} \cdot c_{\text{арм}} \cdot t_{\text{нач}}, \quad (3.24)$$

$$Q_{\text{арм1}} = 40 \cdot 0,46 \cdot 20 = 368 \text{кДж}.$$

где  $G_{\text{арм}}$  - содержание арматуры и закладных деталей, кг/м<sup>3</sup>;

$c_{\text{арм}}$  - теплоемкость кДж/кг·°С;

4. Тепло форм (3.25):

$$Q_{\text{форм1}} = G_{\text{форм}} \cdot c_{\text{форм}} \cdot t_{\text{нач}}, \quad (3.25)$$

$$Q_{\text{форм1}} = 3000 \cdot 0,46 \cdot 20 = 27600 \text{кДж}.$$

5. Тепло экзотермических реакций (3.26):

$$Q_{\text{экз}} = 0,0023 \cdot Q_{\text{эк28}} \cdot (B/C)^{0,44} \cdot t \cdot \tau \quad (3.26)$$

где  $Q_{\text{эк28}} = 100 \frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$  определяется из приложения В;

$$Q_{\text{экз}} = 0,0023 \cdot 100 \cdot (0,68)^{0,44} \cdot 20 \cdot 2 = 77 \text{кДж}.$$

6. Тепло, принесенное насыщенным паром (3.27):

$$Q_{\text{н1}} = G_{\text{пара}} \cdot i, \quad (3.27)$$

где  $i = 251,09 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$  - энтальпия пара,  $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ , значения берем из таблицы 4,2 [41].

$G_{\text{пара}}$  - масса пара, поступившего в камеру за период нагрева, кг ;

Суммарный приход тепла за период нагрева (3.28):

$$\sum Q_{\text{приход}} = Q_{\text{сух1}} + Q_{\text{в1}} + Q_{\text{арм1}} + Q_{\text{форм1}} + Q_{\text{экз1}} + Q_{\text{н1}}, \quad (3.28)$$

$$\sum Q_{\text{приход}} = 523448 + 252000 + 368 + 27600 + 268800 + Q_{\text{н1}},$$

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

$$\sum Q_{\text{приход}} = 1072256 + Q_{n1}.$$

Статьи расхода:

1. Тепло, выносимое из установки сухой частью изделия (3.29):

$$Q_{\text{сух2}} = G_{\text{сух}} \cdot c_{\text{сух}} \cdot t_{\text{б2}}, \quad (3.29)$$

$$Q_{\text{сух2}} = 31160 \cdot 0,84 \cdot 70,6 = 1847912,64 \text{ кДж}.$$

где  $t_{\text{б2}} = t_n = 70,6^\circ \text{C}$  - температура поверхности изделия в конце периода нагрева;

2. Расход тепла на испарение воды затворения (3.30) - (3.30):

$$Q_{\text{исп}} = W_u \cdot (2493 + 1,93 \cdot t_{\text{cp}}), \quad (3.30)$$

где  $W_u = 240 \text{ кг}$  - количество испаренной влаги, из материального баланса;

$t_{\text{cp}}$  - средняя температура среды в камере,  $^\circ \text{C}$ ;

$$t_{\text{cp}} = 0,5 \cdot (t_{\text{нач}} + t_{\text{изот}}), \quad (3.31)$$

$$t_{\text{cp}} = 0,5 \cdot (20 + 100) = 60^\circ \text{C},$$

$$Q_{\text{исп}} = 240 \cdot (2493 + 1,93 \cdot 60) = 598436 \text{ кДж}.$$

3. Тепло воды, оставшееся в изделии к концу периода нагрева (3.32):

$$Q_{\text{в2}} = G_{\text{в}} \cdot c_{\text{в}} \cdot t_{\text{изот}} \quad (3.32)$$

где  $G_{\text{в2}} = 2760 \text{ кг}$  - масса оставшейся воды в изделии, из материального баланса;

$t_{\text{изот}} = 100^\circ \text{C}$  - температура изотермического прогрева;

$$Q_{\text{в2}} = 2760 \cdot 4,2 \cdot 100 = 1159200 \text{ кДж}.$$

4. Расход тепла на нагрев арматуры (3.33):

$$Q_{\text{арм2}} = G_{\text{арм}} \cdot c_{\text{арм}} \cdot t_{\text{изот}}, \quad (3.33)$$

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

$$Q_{арм2} = 40 \cdot 0,46 \cdot 100 = 1840 \text{кДж} .$$

5. Расход тепла на нагрев форм (3.34):

$$Q_{форм2} = G_{форм} \cdot c_{форм} \cdot t_{изот} , \quad (3.34)$$

$$Q_{форм2} = 3000 \cdot 0,46 \cdot 100 = 138000 \text{кДж} .$$

6. Тепло материалов элементов ограждений к концу периода нагрева (3.35):

$$Q_{акк} = 7,2 \cdot \lambda \cdot F \cdot (t_{ср} - t_{нач}) \cdot \sqrt{\frac{\tau_{нагр}}{a \cdot \pi}} , \quad (3.35)$$

где  $\lambda$  - теплопроводность ограждающих конструкций;

$a$  - температуропроводности материалов ограждающих конструкций;

$F$  - площадь ограждающих конструкций по внутреннему обмеру,  $\text{м}^2$ ;

$\tau_{нагр} = 2 \text{часа}$  ;

$$Q_{акк}^{стен} = 7,2 \cdot 1,45 \cdot 103,24 \cdot (60 - 20) \cdot \sqrt{\frac{2}{0,0028 \cdot 3,14}} = 650248 \text{кДж} ;$$

$$Q_{акк}^{пол} = 7,2 \cdot 1,45 \cdot 106,4 \cdot (60 - 20) \cdot \sqrt{\frac{2}{0,0028 \cdot 3,14}} = 673598 \text{кДж} ;$$

$$Q_{акк}^{крыш} = 7,2 \cdot 0,046 \cdot 106,4 \cdot (60 - 20) \cdot \sqrt{\frac{2}{0,0022 \cdot 3,14}} = 23998 \text{кДж} ;$$

$$\sum Q_{акк} = Q_{стен} + Q_{пол} + Q_{крыш} ;$$

$$\sum Q_{акк} = 650248 + 673598 + 23998 = 134784 \text{кДж} ;$$

7. Потери тепла через ограждающие конструкции в окружающую среду (3.36):

$$Q_{о.с.} = 3,6 \cdot \tau_{нагр} \cdot (t_{ср} - t_{нач}) \cdot F \cdot k , \quad (3.36)$$

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25



где  $k$  - коэффициент теплопередачи через наземные и подземные части пропарочной камеры,  $\frac{Вт}{м^2 \cdot ^\circ C}$ ;

$F$  - площадь через наземную и подземную поверхность камеры,  $м^2$ ;

$$F = (H_k - h_k)(L_k + B_k) + H_k \cdot (L_k + B_k),$$

Определим потери через надземную часть стен камеры:

$$F = F_n + F_g = (2,1 - 1,6)(19 + 5,6) + 2,1 \cdot (19 + 5,6) = 21,8 + 30,76 м^2,$$

$$K_i = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \sum \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_2}};$$

где  $\alpha_1, \alpha_2$   $\frac{Вт}{м^2 \cdot ^\circ C}$  - коэффициенты теплоотдачи на наружной поверхности ограждения, определяемые в соответствии с СП 23-101-2004[13].

$$K_n = \frac{1}{\frac{1}{23} + \frac{0,4}{1,45} + \frac{1}{8}} = 2,2 \frac{Вт}{м^2 \cdot ^\circ C},$$

$$K_g = \frac{1}{\frac{1}{23} + \frac{0,2}{1,45} + \frac{1}{8}} = 3,3 \frac{Вт}{м^2 \cdot ^\circ C},$$

$$Q_{o.c.наз} = 3,6 \cdot 2 \cdot (60 - 20) \cdot (21,8 \cdot 2,2 + 30,76 \cdot 3,3) = 11401966 \text{кДж}.$$

Точно также находим потери через крышку:

$$Q_{o.c.крыш} = 3,6 \cdot 2 \cdot (60 - 20) \cdot 19 \cdot 5,6 = 30643,2 \text{кДж}.$$

Определим потери через подземную часть стен камеры:

$$Q_{o.c.подз} = 3,6 \cdot 2 \cdot (60 - 20) \cdot (19 \cdot 1,6 + 5,6 \cdot 1,6 + 19 \cdot 5,6) = 30682,5 \text{кДж}.$$

Суммарные потери через ограждающие конструкции составят (3.37):

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

$$Q_{o.c.} = Q_{o.c.наз} + Q_{o.c.крыш} + Q_{o.c.подз}, \quad (3.37)$$

$$Q_{o.c.} = 1140196 + 30643 + 30682 = 1146329 \text{ кДж}.$$

8. Тепло пара, уносимое конденсатом пара (3.38) - (3.41):

$$Q_{кон2} = G_{к2} \cdot i_{к2} = (G_{1н} - G_{св} - G_{нр}) \cdot i_{к2}, \quad (3.38)$$

$$G_{нр} = 0,1 \cdot G_{1н}, \quad (3.39)$$

$$G_{св} = \rho_n \cdot V_{св}, \quad (3.40)$$

где  $G_{св}$  - масса пара, занимающий свободный объем пара, кг ;

$\rho = 0,826 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$  - плотность пара;

$V_{св}$  - свободный объем камеры,  $\text{м}^3$  ;

$$V_{св.об} = (V_K - V_B - \frac{G_\phi}{\rho_\phi}), \quad (3.41)$$

где  $V_K = 209,7 \text{ м}^3$  - объем пропарочной камеры;

$V_B = 10 \text{ м}^3$  объем бетона в камере;

$G_\phi$  - масса форм;

$\rho_\phi = 7850 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$  - плотность металла форм;

$$G_\phi = G_\phi \cdot n = 30000 \cdot 20 = 60000 \text{ кг},$$

$$V_{св.об} = 209,7 - 10 - 7,64 = 192,06 \text{ м}^3.$$

Определим  $G_{св}$  подставив значения в формулу (3.40);

$$G_{св} = 0,826 \cdot 192,06 = 158,6 \text{ кг}.$$

Тогда тепло пара, уносимое конденсатом равно:

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

$$Q_{кон2} = 226,8 \cdot G_{n1} - 39967.$$

9. Тепло паровоздушной смеси, выбивающейся через неплотности (3.42):

$$Q_{непл} = (0,1 \div 0,2) \sum_1^8 Q_{расх}, \quad (3.42)$$

$$Q_{непл} = 34,02 \cdot G_n + 2483478,6.$$

Суммарный расход тепла в период нагрева (3.43):

$$\sum Q_{расход} = Q_{сух2} + Q_{исп} + Q_{в2} + Q_{арм} + Q_{форм2} + Q_{акк} + Q_{о.с} + Q_{кон2} + Q_{непл}, \quad (3.43)$$

$$\sum Q_{расход} = 5485353 + 249 \cdot G_{n1}.$$

Результаты расчета расхода тепла сведем в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчета

Статьи расхода тепла	кДж	В процентах	Статьи прихода тепла	кДж	В процентах
1.Нагрев бетона	1308720	14,12	1.Тепло бетонной смеси	523448	11,7
2.Расход тепла на испарение воды затворения	615252	6,63	2.Тепло, принесенное водой затворения	252000	5,6
3.Тепло воды, оставшейся в бетоне к концу периода нагрева	1159200	12,5	3.Тепло арматуры и закладных деталей	368	0,008
4.Расход тепла на нагрев арматуры	579600	6,25	4.Тепло форм	27600	0,61
5.Расход тепла на нагрев форм	1380000	14,89	5.Тепло экзотермических реакций	77	0,001
6.Тепло материалов элементов ограждений к концу периода нагрева	800091	8,63	6.Тепло, принесенное насыщенным паром	3667985	82,03
7.Потери тепла в	420770	4,54	Суммарный	523448	100



1. Тепло приносимое сухой частью бетонной смеси	1847912,6	1. Тепло, выносимое из установки сухой частью изделия	2617440
2. Тепло, аккумулированной кладки	1347844	2. Тепло, аккумулированной кладки	1940895,3
3. Тепло экзотермических реакций	1234800	3. Потери тепла через ограждающие конструкции в окружающую среду	38058126
4. Тепло пара, поступающего в камеру	46880820	4. Потери тепла с конденсатом	2926576,8
Суммарный приход тепла в период изотермической выдержки	50076577	5. Тепло паровоздушной смеси, выбивающейся через неплотности	4554303,8
-	-	Суммарный расход тепла в период изотермической выдержки	50097342

В завершении теплового расчет определим расход насыщенного пара в период изотермической выдержки:

$$G_{n1} = 13080 \frac{\text{кг}}{\text{период}},$$

Определим среднечасовой расход пара в период изотермической выдержки (3.44):

$$q_{изот} = \frac{G_{n2}}{\tau_{изот}} = \frac{13080}{8} = 1635 \frac{\text{кг}}{\text{час}}, \quad (3.44)$$

Удельный расход пара (3.45):

$$q_{изот} = \frac{G_{n2}}{V_B} = \frac{13080}{10} = 1308 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \quad (3.45)$$

Сравним результаты теплового баланса за два периода, выведем в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 - Результаты теплового баланса по периодам

	Период нагрева	Изотермическая выдержка
Расход пара, $\frac{\text{кг}}{\text{период}}$	1896	13080
Среднечасовой расход пара, $\frac{\text{кг}}{\text{час}}$	934	1635
Удельный расход пара, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$	189,6	1308

Таким образом, удельный расход пара при нормальных физических условиях на тепловую обработку 1 м<sup>3</sup> бетона равен:

$$q_{\text{пара}} = q_{\text{нагрева}} + q_{\text{изот}} = 189,6 + 1308 = 1497 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

## 4 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

### 4.1 Выбор источника пароснабжения

На основании расчета теплового баланса определили, что максимальное количество пара, необходимое для тепловой обработки ЖБИ изделий равно  $Q_{\text{пропарка}} = 14970 \text{ кг}$  на пропарочную камеру.

Используя данные таблицы 3.6, по максимальному часовому потреблению пара произведем подбор необходимого количества и типов котлов.

Следует учитывать, что суммарная паропроизводительность котлов должна иметь резерв, обеспечивая максимальное часовое потребление пара.

Для обеспечения тепловлажностной обработки ЖБИ паром в случае проведения его реконструкции котельная должна иметь резерв по пару до 15–20 % от номинальной производительности с учётом возможной остановки любого из котлов для ремонта.

В нашем случае максимальное потребление пара превышает 1,6 т/ч, решением было выбрать 2 паровых котельных агрегатов серии Е, основные технические характеристики приведены в таблице 4.1

Таблица 4.1- Технические характеристики котлоагрегата типа Е-1.0-0.9Г [6]

Параметр	Е-1.0-0.9Г
Паропроизводительность, т/ч	1,0
Давление пара, МПа	0,9
Расчетное топливо	Природный газ
Расход топлива, м <sup>3</sup> /ч	83,5
КПД, %	91
Температура питательной воды, °С	50
Температура уходящих газов, °С	230
Поверхность нагрева, м <sup>2</sup>	17,1
Потребляемая электрическая мощность, кВт/ч	6
Габариты, ДхШхВ, мм	4200х2350х2900
Масса котла, кг	4300

#### 4.1.1 Устройство котла

Трубная система (Рисунок 4.1) выполненная в газоплотном исполнении с применением в качестве радиационной поверхности топки цельносварных экранов и состоит из следующих узлов[47]:

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

-верхнего (1) и нижнего (2) барабанов, соединенных между собой пучком труб (7), образующих конвективную поверхность нагрева (оси барабанов расположены в одной вертикальной плоскости);

-двух боковых топочных экранов (3), включенных в циркуляционный контур котла через коллекторы (4) и (10), которые вварены в барабаны (1) и (2), а также потолочного экрана (6), вваренного в верхний барабан и поперечный фронтальной коллектор(13), сообщающийся с нижними и верхними коллекторами (10) и (4).

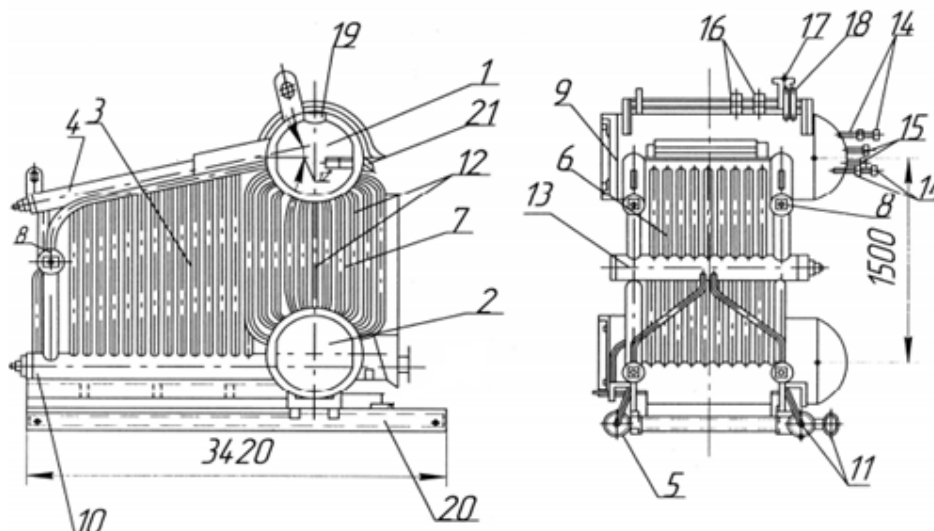


Рисунок 4.1– Продольный и поперечный разрез Е-1.0-0.9 Г[47]:

1 - верхний барабан; 2 - нижний барабан; 3 - боковые топочные экраны; 4 - коллектор; 5 - продувочный штуцер; 6 - потолочный экран; 7 - кипятильные трубы конвективной поверхности нагрева; 8 - лючок; 9 - люк барабана; 10 - коллектор; 11 - продувочный штуцер; 12 - перегородка из жаростойкой стали между первым и вторым газоходами; 13 - поперечный фронтальной коллектор; 14 - патрубки водоуказательной арматуры; 15 - патрубки уровнемерной колонки; 16 - штуцер для предохранительных клапанов; 17 - главный паровыводящий штуцер; 18 - трубка крепления манометра; 19 - сепарационное устройство; 20 - рама; 21 - труба подвода питательной воды;

Для очистки и осмотра коллекторов на их торцевой части имеются лючки (8).

Доступ во внутреннюю часть барабанов и к трубам конвективного пучка возможен благодаря люкам барабанов (9).

В качестве лаза для осмотра внутренних поверхностей топки используется отверстие в листе фронта под установку переходника горелочного устройства.

Трубы конвективного пучка разделены двумя перегородками (12) из жаростойкой стали, которые меняют направление потока газа и улучшают условия теплообмена.

На днище верхнего барабана размещены патрубки водоуказательной арматуры (14) и уровнемерной колонки (15).



На нижнем барабане и нижних коллекторах боковых экранов имеются продувочные штуцеры (5) и (11).

В верхней части обечайки верхнего барабана установлены штуцеры для крепления пружинных предохранительных клапанов(16), главный паропроводящий штуцер (17), трубка крепления манометра (18), труба подвода питательной воды (21), внутри верхнего барабана смонтированы сепарационное устройство(19). Трубная система собрана на общей раме (20).

Примечание: Трубопроводы для разогрева барабана при растопке конструкцией котла не предусмотрены, так как термические напряжения металла стенок барабана из-за их малой толщины не значительны, а алгоритм управления розжигом котла предусматривает его постепенный разогрев.

На рисунке 4.2 теплоизоляция выполнена минераловатными матами или другими теплоизоляционными материалами, уложенными на штыри, приваренные к мембранам трубной системы.

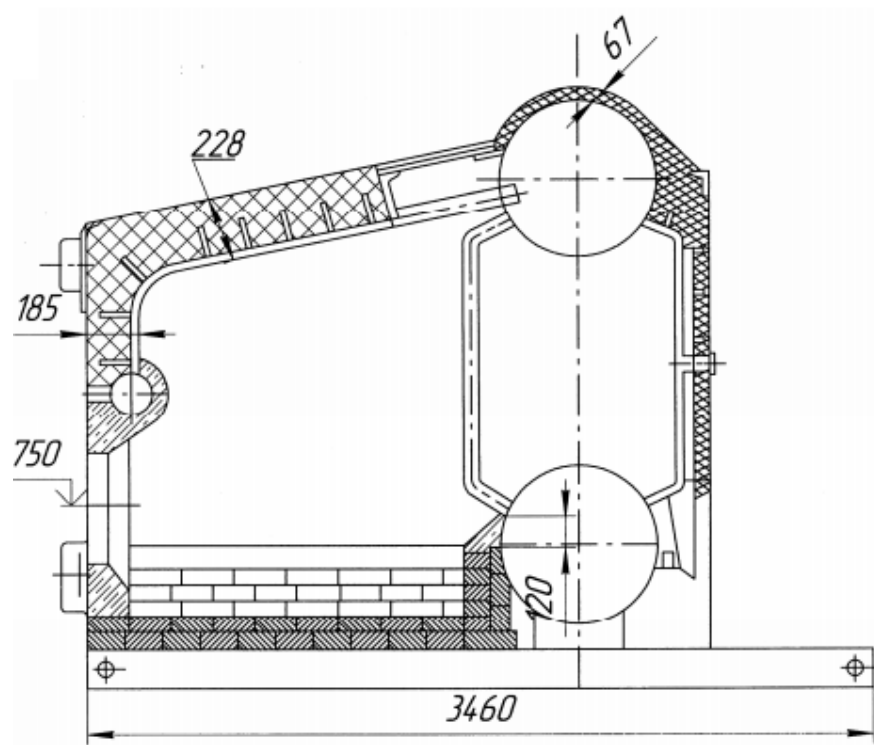


Рисунок 4.2– Теплоизоляция котла Е-1.0-0.9Г[47]

Для крепления теплоизоляции, а также листов декоративной обшивки, на котле устанавливается сварной каркас, изготовленный из уголка.

Фронт котла до уровня поперечного коллектора залит огнеупорным бетоном.

Под топки образован двумя слоями кирпича: нижний – диатомовым, верхний – шамотным.

Наружная декоративная обшивка(6), изготовленная из тонколистовой стали, предохраняет теплоизоляцию от разрушения и придает котлу эстетический вид.

Система питания котла парового предназначена для заполнения котла водой и подпитки котла во время работы.

Состоит из питательного насоса с электроприводом, трубопроводов и арматуры.

Схема трубопроводов в пределах котла и размещения арматуры приведены на рисунке 4.3 и таблице 4.2.

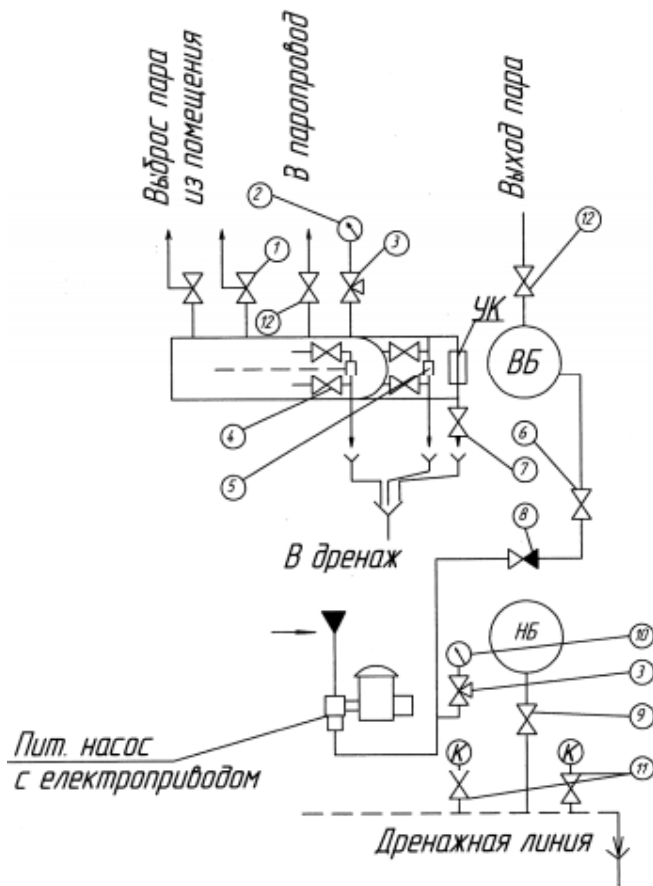


Рисунок 4.3– Схема трубопроводов котла Е-1.0-0.9Г

Таблица 4.2 – Спецификация схемы трубопроводов котла Е-1.0-0.9Г

Позиция	Наименование	Ду, мм	Ру, мм	Количество	Место установки
1	Клапан предохранительный полноподъемный	25	-	2	Верхний барабан
2	Манометр	-	-	1	Верхний барабан
3	Кран 3-х ходовой	15	25	2	Верхний барабан Система питания

Продолжение таблицы 4.2

Позиция	Наименование	Ду, мм	Ру, мм	Количество	Место установки
4	Запорное устройство указателя уровня	20	1,6	2	Верхний барабан
5	Рамка указателя уровня	8	2,5	2	Верхний барабан
6	Клапан (вентиль)	20	1,6	1	Трубопровод питательный
7	Клапан (вентиль)	15	1,6	1	Уровнемерная колонка
8	Клапан обратный подъемный	20	1,6	1	Трубопровод питательный
9	Клапан запорный фланцевый	50	1,6	1	Нижний барабан
10	Манометр	-	-	1	Трубопровод питательный
11	Клапан запорный фланцевый	32	1,6	2	Нижний коллектор боковых экранов
12	Клапан запорный фланцевый	50	1,6	1	Верхний барабан

Вода питательным насосом забирается из питательного бака и подается в нагнетательную магистраль. Давление, создаваемое насосом, контролируется манометром. Воздействие давления, образуемого в котле, на насос в период всасывания и остановки насоса исключается обратным клапаном.

Для обеспечения нормальной работы котла необходимо непрерывно подавать в топку к горячему топливу воздух обеспечивать определенную скорость движения горячих газов по газоходам котла и удалять из котла в атмосферу продукты горения. Движение воздуха и продуктов горения осуществляется при помощи тягового устройства (дымососа).

#### 4.1.2 Принцип работы котла

При сжигании топлива в топке котла образуются дымовые газы высокой температуры. Эти газы проходят по газоходам котла, омывая пучки труб, по которым движется (циркулирует) вода. В результате газы отдают воде часть своей теплоты и охлаждаются, а вода нагревается и превращается в пар, собирается в верхнем барабане котла. Разрежение в топке создается дымососом. Охлажденные дымовые газы с помощью дымососа через дымоходы и дымовую трубу удаляются в атмосферу. Подготовленная вода подается насосом по питательному трубопроводу в верхний барабан котла.

## 4.2 Тепловой расчет котельного агрегата

### 4.2.1 Расчет объемов и энтальпий продуктов сгорания

Тепловой расчет котельного агрегата произвожу для устанавливаемого котла Е-1,0-0,9Г.

Вид топлива – природный газ(Бухара - Урал)

Состав природного газа в % по объему приводим в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Состав природного газа

Метан СН <sub>4</sub>	Этан С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	Пропан С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	Бутан С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	Пентан С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	Азот N <sub>2</sub>	Углекис- лый газ СО <sub>2</sub>	Кислород О <sub>2</sub>
97,756	0,826	0,254	0,103	0,019	0,942	0,030	0,070

Низшая теплота сгорания рабочей массы топлива  $Q_{нр} = 33549$  кДж/м<sup>3</sup> (8007 ккал/м<sup>3</sup>); плотность при нормальных условиях  $\rho_{г} = 0,73$  кг/м<sup>3</sup>.

При тепловом расчете парового котла определяю теоретические и действительные объемы воздуха и продуктов сгорания.

Теоретический объем воздуха, необходимого для сгорания топлива при сжигании газа при  $\alpha = 1$  определяется по формуле, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>(4.1):

$$V_{в}^0 = 0,0476 \cdot [0,5 \cdot CO + 0,5 \cdot H_2 + 1,5 \cdot H_2S + \sum(m+n/4) \cdot C_mH_n - O_2] \quad (4.1)$$

где  $m$  – число атомов углерода;

$n$  – число атомов водорода.

$$V_{в}^0 = 0,0476 \cdot \left[ \left(1 + \frac{4}{4}\right) \cdot 97,756 + \left(2 + \frac{6}{4}\right) \cdot 0,826 + \left(3 + \frac{8}{4}\right) \cdot 0,254 + \left(4 + \frac{10}{4}\right) \cdot 0,103 + \left(5 + \frac{12}{4}\right) \cdot 0,019 - 0,070 \right] = 9,54 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретический объем продуктов сгорания (4.2):

- объем водяных паров, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>:

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot [H_2S + H_2 + \sum(n/2) \cdot C_mH_n + 0,124 \cdot d_{г.тл.} + 1,61 \cdot V_{в}^0] \quad (4.2)$$

где  $d_{г.тл.}$  – влагосодержание газообразного топлива, отнесенное к 1 м<sup>3</sup> сухого газа, г/м<sup>3</sup>; принимается равным  $d_{г.тл.} = 10$  г/м<sup>3</sup>;

									Лист
									37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.579.19 ПЗ				

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,01 \left[ \frac{4}{2} \cdot 97,756 + \frac{6}{2} \cdot 0,826 + \frac{8}{2} \cdot 0,254 + \frac{10}{2} \cdot 0,103 + \frac{12}{2} \cdot 0,019 + 0,124 \cdot 10 + 1,61 \cdot 9,54 \right] = 2,162 \text{ м}^3 / \text{м}^3;$$

- теоретический объем азота, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (4.3):

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79 \cdot V_{\text{B}}^0 + \frac{\text{N}_2}{100} \quad (4.3)$$

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79 \cdot 9,54 + \frac{0,942}{100} = 7,546 \text{ м}^3 / \text{м}^3;$$

- теоретический объем трехатомных газов, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (4.4):

$$V_{\text{RO}_2} = 0,01 \cdot \left[ \text{CO}_2 + \text{CO} + \text{H}_2\text{S} + \sum m \cdot \text{C}_m\text{H}_n \right] \quad (4.4)$$

$$V_{\text{RO}_2} = 0,01 \cdot \left[ 0,030 + 1 \cdot 97,756 + 2 \cdot 0,826 + 3 \cdot 0,254 + 4 \cdot 0,103 + 5 \cdot 0,019 \right] = 1,007 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

- теоретический объем продуктов сгорания, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (4.5):

$$V_{\text{r}}^0 = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2}^0 + V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 1,007 + 7,546 + 2,162 = 10,715 \text{ м}^3 / \text{м}^3 \quad (4.5)$$

Действительные объемы продуктов сгорания рассчитываются с учетом коэффициента избытка воздуха в топке  $\alpha_{\text{т}}$  и объемов присосов воздуха по газоходам котельного агрегата.

Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки котла принимается для камерной топки при сжигании газа равным  $\alpha_{\text{т}} = 1.1$  [36].

Величина присосов воздуха  $\Delta \alpha_{\text{т}}$  в газоходах котлоагрегата:

- конвективный пучок котла  $\Delta \alpha_{\text{к}} = 0,05$  [36].

Действительный суммарный объем продуктов сгорания природного газа определяется (при среднем коэффициенте избытка воздуха  $\alpha_{\text{ср}}$  в газоходе для каждой поверхности нагрева) по формуле, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (4.6):

$$V_{\text{r}} = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2}^0 + (\alpha_{\text{ср}} - 1) \cdot V_{\text{B}}^0 + V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + 0,0161(\alpha_{\text{ср}} - 1) \cdot V_{\text{B}}^0 \quad (4.6)$$

Результаты расчета действительных объемов продуктов сгорания и их составов по газоходам сведены в таблицу 4.4.

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Таблица 4.4 – Расчет действительных объемов продуктов сгорания и их состава.

Наименование величины	Обозначение	Расчетная формула	Наименование элементов газового тракта	
			Топка	Конвективный пучок
Коэффициент избытка воздуха в конце топки	$\alpha_T$	-	1,10	-
Присос по элементам тракта	$\Delta\alpha$	-	-	0,05
Коэффициент избытка воздуха за элементом тракта	$\alpha_i$	$\alpha_i = \alpha_T + \Delta\alpha$	1,1	1,15
Средний коэффициент избытка воздуха	$\alpha_{cp}$	$\alpha_{cp} = \frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}$	1,1	1,125
Избыточный объем воздуха, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	$\Delta V_B$	$\Delta V_B = V_B^0 (\alpha_{cp} - 1)$	0,954	1,193
Действительный объем водяных паров, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	$V_{H_2O}$	$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha_{cp} - 1) V_B^0$	2,177	2,181
Действительный объем продуктов сгорания, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	$V_r$	$V_r = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + (\alpha_{cp} - 1) V_B^0 + V_{H_2O}^0 + 0,0161 (\alpha_{cp} - 1) V_B^0$	11,684	11,927
Объемная доля трехатомных газов в продуктах сгорания	$r_{RO_2}$	$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_r}$	0,086	0,084
Объемная доля водяных паров в продуктах сгорания	$r_{H_2O}$	$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_r}$	0,186	0,183
Суммарная объемная доля	$r_{II}$	$r_{II} = r_{H_2O} + r_{RO_2}$	0,272	0,267

Далее рассчитывается энтальпия воздуха и продуктов сгорания. Расчет энтальпий продуктов сгорания производится при действительных коэффициентах избытка воздуха после каждой поверхности нагрева для всего возможного диапазона температур.

Энтальпия теоретического объема воздуха для всего выбранного диапазона температур вычисляется по формуле, кДж/кг (4.7):

$$H_B^o = V^o(ct)_B \quad (4.7)$$

где  $(ct)_B$  – энтальпия  $1\text{ м}^3$  воздуха, принимается по таблице 4-3 [36].

Энтальпия теоретического объема продуктов сгорания для всего выбранного диапазона температур определяется по формуле,  $\text{кДж/м}^3$  (4.8):

$$H_\Gamma^o = V_{\text{RO}_2} (ct)_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2}^o (ct)_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}}^o (ct)_{\text{H}_2\text{O}} \quad (4.8)$$

где  $(ct)_{\text{RO}_2}, (ct)_{\text{N}_2}, (ct)_{\text{H}_2\text{O}}$  – энтальпия  $1\text{ м}^3$  трехатомных газов, теоретического объема азота и водяных паров, принимается для каждой выбранной температуры по таблице 4-3 [36],  $\text{кДж/м}^3$ .

Энтальпия избыточного количества воздуха для всего выбранного диапазона температур  $t$  определяется по формуле,  $\text{кДж/м}^3$  (4.9):

$$H_{\text{изб}}^o = (\alpha - 1) \cdot H_B^o \quad (4.9)$$

Энтальпия продуктов сгорания при коэффициенте избытка воздуха  $\alpha \geq 1$  определяется по формуле,  $\text{кДж/м}^3$  (4.10):

$$H = H_\Gamma^o + H_{\text{изб}}^B + H_{\text{зл}} \quad (4.10)$$

где  $H_{\text{зл}}$  – энтальпия золы, для газа  $H_{\text{зл}} = 0$ .

Для составления таблицы интервал температур принимается равным  $100\text{ }^\circ\text{C}$ .

Интервалы температур для расчета по газходам принимаются:

- топка котла:  $2000 - 700\text{ }^\circ\text{C}$ ;
- конвективный пучок:  $800 - 100\text{ }^\circ\text{C}$ ;

Результаты расчетов энтальпий воздуха и продуктов сгорания по газходам котлоагрегата сводятся в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Энтальпии воздуха и продуктов сгорания.

O, °C	H <sub>B</sub> <sup>o</sup> , кДж/м <sup>3</sup>	H <sub>Г</sub> <sup>o</sup> , кДж/м <sup>3</sup>	H <sub>Г</sub> = H <sub>Г</sub> <sup>o</sup> + (α - 1)H <sub>B</sub> <sup>o</sup> , кДж/м <sup>3</sup>			
			Топка α <sub>Г</sub> = 1,1		Конвективный пучок α <sub>к</sub> = 1,15	
			H <sub>Г</sub>	ΔH <sub>Г</sub>	H <sub>Г</sub>	ΔH <sub>Г</sub>
2000	29259.943	35764.260	38690.254	-	-	-
1900	27661.039	33772.179	36538.283	2151.971	-	-

Продолжение таблицы 4.5

O, °C	H <sub>B</sub> <sup>o</sup> , кДж/м <sup>3</sup>	H <sub>Г</sub> <sup>o</sup> , кДж/м <sup>3</sup>	H <sub>Г</sub> = H <sub>Г</sub> <sup>o</sup> + (α - 1)H <sub>B</sub> <sup>o</sup> , кДж/м <sup>3</sup>			
			Топка α <sub>Г</sub> = 1,1		Конвективныйпучок α <sub>к</sub> = 1,15	
			H <sub>Г</sub>	ΔH <sub>Г</sub>	H <sub>Г</sub>	ΔH <sub>Г</sub>
1800	26062.135	31770.817	34377.031	2161.252	-	-
1700	24503.204	29801.073	32251.393	2125.638	-	-
1600	22944.272	27840.388	30134.815	2116.578	-	-
1500	21385.341	25892.981	28031.515	2103.300	-	-
1400	19826.410	23977.191	25959.832	2071.683	-	-
1300	18267.478	22047.902	23874.650	2055.182	-	-
1200	16748.519	20154.449	21829.301	2045.349	-	-
1100	15229.561	18310.732	19833.688	1995.613	-	-
1000	13710.602	16480.292	17851.352	1982.336	-	-
900	12231.616	14654.072	15877.234	1974.118	-	-
800	10792.602	12859.248	13938.508	1938.726	14478.138	-
700	9353.588	11100.261	12035.620	1902.888	12503.299	1974.839
600	7914.575	9395.229	-	-	10582.415	1920.884
500	6531.523	7738.131	-	-	8717.859	1864.556
400	5172.454	6110.750	-	-	6886.618	1831.241
300	3845.364	4523.696	-	-	5100.501	1786.117
200	2542.257	2981.460	-	-	3362.798	1737.703
100	1263.134	1477.571	-	-	1667.041	1695.757

Для упрощения дальнейших расчетов строится по данным таблицы 4.5 H–T диаграмма для дымовых газов (Рисунок 4.4).



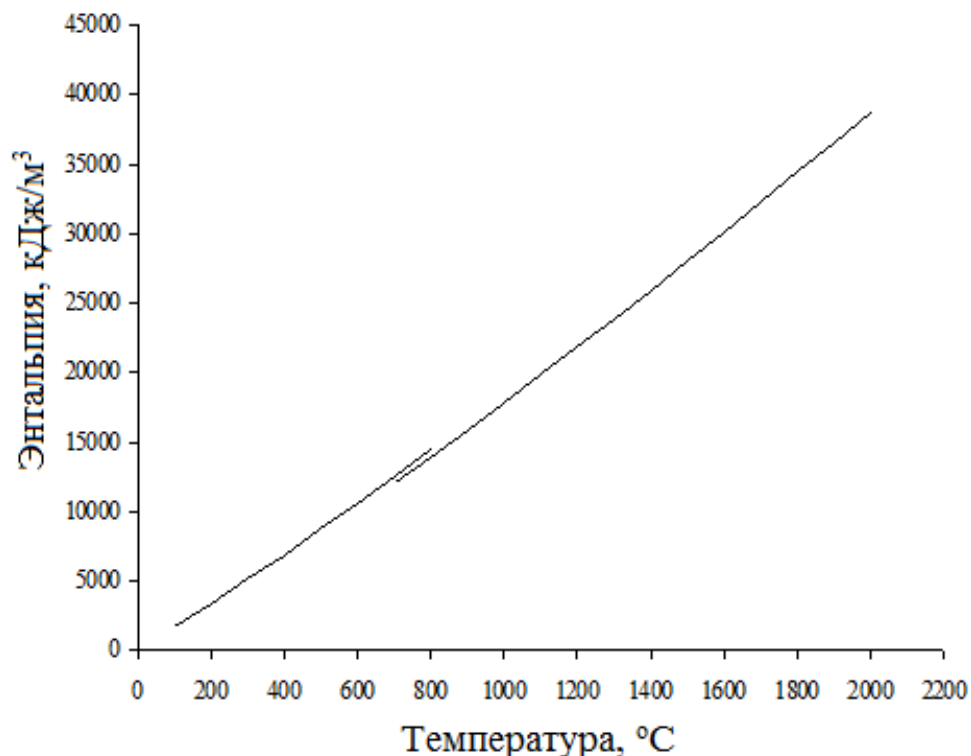


Рисунок 4.4 – Диаграмма для дымовых газов

#### 4.2.2 Тепловой баланс котельного агрегата и определениерасхода топлива

Тепловой баланс парогенератора характеризует равенство между приходом и расходом тепла. Тепловая эффективность котлоагрегата, совершенство его работы характеризуется коэффициентом полезного действия.

Приходная часть теплового баланса в большинстве случаев определяется по формуле (4.11):

$$Q_{\text{прих.}} = Q_{\text{р}}^{\text{р}} = Q_{\text{н}}^{\text{р}} + Q_{\text{ф.т.}} + Q_{\text{т.в.}} + Q_{\text{пар}}, \quad (4.11)$$

где  $Q_{\text{р}}^{\text{р}}$  – располагаемая теплота;

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$  – низшая теплота сгорания топлива, для газа принимается;

$Q_{\text{н}}^{\text{с}}$  – низшая теплота сгорания сухой массы газа, кДж/м<sup>3</sup>; принимаю по исходным данным для газа.

$Q_{\text{н}}^{\text{с}} = 33549$  кДж/м<sup>3</sup> (8007 ккал/м<sup>3</sup>);

$Q_{\text{ф.т.}}$  – физическое тепло топлива, принимается для газа  $Q_{\text{ф.т.}} = 0$ ;

$Q_{\text{т.в.}}$  – физическое тепло воздуха, подаваемого в топку котла при подогреве его вне котлоагрегата; принимается  $Q_{\text{т.в.}} = 0$ , так как воздух перед подачей в котлоагрегат дополнительно не подогревается;

$Q_{\text{пар.}}$  – теплота, вносимая в котлоагрегат при поровом распиливание жидкого топлива, кДж/кг; принимается  $Q_{\text{пар.}} = 0$ , так как топливо газ.

Располагаемая теплота для котлоагрегата Е-1,0-0,9Г составляет:

$$Q_{\text{прих.}} = Q_p^p = Q_H^p = 33549 \text{ кДж/м}^3 = 8007 \text{ ккал/м}^3.$$

Расходная часть теплового баланса котлоагрегата складывается из следующих составляющих (4.12):

$$Q_{\text{расх.}} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 \quad (4.12)$$

Тепловой баланс котла составляется применительно к установившемуся тепловому режиму, а потери теплоты выражаются в процентах располагаемой теплоты (4.13):

$$q_i = \frac{Q_i}{Q_p^p} \quad (4.13)$$

Разделив уравнение (4.12) на  $Q_p^p$  получаю его в следующем виде (4.14):

$$100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + \sum q_6 \quad (4.14)$$

где  $q_1$  – полезно использованная в котлоагрегате теплота;

$q_2$  – потеря теплоты с уходящими газами;

$q_3$  – потеря теплоты от химической неполноты сгорания топлива;

$q_4$  – потеря теплоты от механической неполноты сгорания топлива;

$q_5$  – потеря теплоты от наружного охлаждения;

$\sum q_6 = q_{\text{бшл.}} + q_{\text{бохл}}$  - потеря теплоты от физической теплоты, содержащейся в удаляемом шлаке и от потерь на охлаждение панелей и балок, не включенных в циркуляционный контур котла;

$q_{\text{бшл.}} = 0$ , так как топливо газ;

$q_{\text{бохл}} = 0$ , так как охлаждение элементов котлоагрегата Е-1,0-0,9Г не предусматривается его конструкцией.

КПД брутто котельного агрегата определяется по уравнению обратного баланса, % (4.15):

$$\eta_{\text{бр}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6) \quad (4.15)$$

Потеря теплоты с уходящими газами  $q_2$  рассчитывается по формуле, % (4.16):

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_p^p} \cdot 100 = \frac{(H_{yx} - \alpha_{yx} \cdot H_{xв}^0)(100 - q_4)}{Q_p^p} \quad (4.16)$$

$$q_2 = \frac{(4231,65 - 1,15 \cdot 287,345)(100 - 0)}{33549} = 11,6\%$$

где  $H_{yx}$  – энтальпия уходящих газов из котлоагрегата, определяется из таблицы 4.5 при выбранной температуре уходящих газов,  $\text{кДж/м}^3$ ; принимаем предварительно температуру уходящих газов  $T_{yx} = 250 \text{ }^\circ\text{C}$ ,

$$H_{yx} = 4231,65 \text{ кДж/м}^3;$$

$$\alpha_{yx} = 1,25$$

$H_{x.в.}^0$  – энтальпия теоретического объема холодного воздуха при температуре  $30 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $\text{кДж/м}^3$ , определяется по формуле (4.17):

$$H_{x.в.}^0 = V_B^0 \cdot c_B \cdot t_{x.в.} \quad (4.17)$$

где  $c_B$  – теплоемкость воздуха,  $c_B = 1,004 \text{ кДж/кг} \cdot \text{K}$  [20];

$t_{x.в.}$  – температура холодного воздуха, поступающего в котельный агрегат;  $t_{x.в.} = 30 \text{ }^\circ\text{C}$ .

$$H_{x.в.}^0 = 9,54 \cdot 1,004 \cdot 30 = 287,345 \text{ кДж/м}^3$$

Потери теплоты от химической неполноты сгорания  $q_3$  определяются по таблице 9-1 [36], для природного газа  $q_3 = 1 \text{ } \%$ .

Потери теплоты от механической неполноты сгорания для природного газа:  $q_4 = 0$  [36, табл.9-1].

Потери теплоты от наружного охлаждения  $q_5$  определяю по рис.5-1 [36], для котлоагрегата паропроизводительностью 1 т/ч (0,278 кг/с) без хвостовых поверхностей нагрева  $q_5 = 4 \text{ } \%$ .

Коэффициент полезного действия котлоагрегата по формуле (4.15):

$$\eta_{ка \text{ бр}} = 100 - (11,6 + 1 + 0 + 4 + 0) = 83,4 \text{ } \%$$

Суммарную потерю тепла в котлоагрегате (4.18):

$$\sum q = q_2 + q_3 + q_5 = 11,6 + 1 + 4 = 16,6 \text{ } \%. \quad (4.18)$$

Для последующих расчетов определяется коэффициент сохранения тепла (4.19):

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{100} = 1 - \frac{4}{100} = 0,96 \quad (4.19)$$

Полное количество теплоты, полезно отданной в котельном агрегате, кВт (4.20):

$$Q_{\text{ка}} = D(h_{\text{нп}} - h_{\text{пв}}) + G_{\text{пр}}(h_{\text{кв}} - h_{\text{пв}}) \quad (4.20)$$

где  $D$  – паропроизводительность котлоагрегата,  $D=1\text{т/ч}$  ( $0,278 \text{ кг/с}$ );

$h_{\text{нп}}$  – энтальпия насыщенного пара при  $P = 0,9\text{МПа}$ ;

$$h_{\text{нп}} = 2274 \text{ кДж/кг} \quad [20, \text{прил.5}];$$

$h_{\text{пв}}$  – энтальпия питательной воды при  $t_{\text{пв}} = 50 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

$$h_{\text{пв}} = 209,3 \text{ кДж/кг} \quad [20, \text{прил.7}];$$

$h_{\text{кв}}$  – энтальпия котловой воды при  $P = 1,4\text{МПа}$ ;

$$h_{\text{кв}} = 741 \text{ кДж/кг} \quad [20, \text{прил.5}];$$

$G_{\text{пр}}$  – количество продувочной воды,  $\text{кг/с}$  ( $\text{т/ч}$ ),  $G_{\text{пр}} = 0,024 \text{ кг/с}$  ( $0,087\text{т/ч}$ ) (из расчёта тепловой схемы котельной).

$$Q_{\text{ка}} = 0,278(2274 - 209,3) + 0,024(741 - 209,3) = 586,747 \text{ кВт}$$

Расход топлива, подаваемого в топку котлоагрегата, определяется по формуле,  $\text{м}^3/\text{ч}$  (4.21):

$$V = V_p = \frac{Q_{\text{ка}}}{Q_p^p \cdot \eta_{\text{ка}}} = \frac{586,747}{33549 \cdot 0,834} = 0,021 \text{ м}^3/\text{с} = 75,6 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (4.21)$$

### 4.2.3 Тепловой расчет топочной камеры

Поверочный расчет топочной камеры заключается в определении действительной температуры дымовых газов на выходе из топочной камеры котлоагрегата  $O_T''$ .

Для определения действительной температуры  $O_T''$  предварительно задаю ее значением в соответствии с рекомендациями [36, с.34]  $O_T'' = 1000^\circ\text{C}$ .

Поверочный расчет топки проводится в следующей последовательности.

Для принятой предварительно температуры  $O_T'' = 1100^\circ\text{C}$  определяется энтальпия продуктов сгорания на выходе из топки по таблице 4.5,  $H_T'' = 17851,352 \text{ кДж/м}^3$ .

Полезное тепловыделение в топке,  $\text{кДж/м}^3$  (4.22):

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

$$Q_T = Q_p \cdot \frac{100 - q_3 - q_6}{100} + \alpha_T \cdot H_{x.v.}^0 \quad (4.22)$$

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

$H_{x.v.}^0$  - энтальпия теоретически необходимого для горения количества воздуха при температуре его на входе в топку;

$$H_{x.v.}^0 = 287,345 \text{ кДж/м}^3$$

$$Q_T = 33549 \cdot \frac{100 - 1 - 0}{100} + 1,1 \cdot 287,345 = 33529,59 \text{ кДж/м}^3$$

Теоретическая (адиабатная)  $O_a$  температура горения определяется по величине полезного тепловыделения в топке  $Q_T = H_a$ .

По  $H-\theta$  - диаграмме при  $H_a = 33529,59 \text{ кДж/м}^3$  определяю  $O_a = 1760 \text{ }^\circ\text{C}$ .

$$T_a = \theta_a + 273 = 1760 + 273 = 2033 \text{ К.}$$

Эффективная толщина излучающего слоя в топке, м (4.23):

$$S = 3,6 \cdot \frac{V_T}{F_{ст}} = 3,6 \cdot \frac{2,24}{8,64} = 0,933 \text{ м,} \quad (4.23)$$

где  $V_T$ ,  $F_{ст}$  - объем и поверхность стен топочной камеры,  $\text{м}^3$  и  $\text{м}^2$ .

Определяются по конструкторской документации на котел Е-1,0-0,9Г.

$$V_T = 2,24 \text{ м}^3, \quad F_{ст} = 8,64 \text{ м}^2.$$

Суммарная поглощательная способность трехатомных газов (4.24):

$$r_{п} \cdot S_T = 0,272 \cdot 0,933 = 0,254 \quad (4.24)$$

где  $r_{п}$  - суммарная объемная доля трехатомных газов (из таблицы 4.4),

$$r_{п} = r_{\text{RO}_2} + r_{\text{H}_2\text{O}} = 0,272$$

Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами определяется по номограмме [36, рис.12-2, с.39]:

$$k_{\Gamma} = 0,95.$$

Суммарная сила поглощения газового потока (4.25):

$$k_{\text{нecв}} \cdot S_T = k_{\Gamma} \cdot r_{п} \cdot S_T \quad (4.25)$$

$$k_{\text{нecв}} = 0,95 \cdot 0,272 \cdot 0,933 = 0,241$$

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

По номограмме [36, рис.12-4] определяется степень черноты несветящейся части пламени:

$$a_{\text{несв}}=0,21.$$

Коэффициент ослабления лучей светящейся части факела (4.26):

$$k_{\text{св}} = 1,6 \cdot \frac{Q_{\text{T}}'' + 273}{1000} - 0,5 \quad (4.26)$$

$$k_{\text{св}} = 1,6 \cdot \frac{1000 + 273}{1000} - 0,5 = 1,537$$

Суммарная сила поглощения светящейся части пламени (4.27):

$$k_{\text{св}} \cdot S_{\text{T}} = 1,537 \cdot 0,933 = 1,434 \quad (4.27)$$

Степень черноты светящейся части пламени (4.28):

$$a_{\text{св}} = 0,9 \cdot (1 - e^{-k_{\text{св}} \cdot S_{\text{T}}}) \quad (4.28)$$

$$a_{\text{св}} = 0,9 \cdot (1 - e^{-1,434}) = 0,685$$

Степень черноты факела для газообразного топлива определяется по формуле (4.29):

$$a_{\text{ф}} = m \cdot a_{\text{св}} + (1 - m) \cdot a_{\text{несв}} \quad (4.29)$$

$$a_{\text{ф}} = 0 \cdot 0,685 + 1 \cdot 0,21 = 0,21$$

где  $m$  – коэффициент, зависящий от вида топлива и способа его сжигания; для несветящегося газового пламени  $m=0$  [36].

Коэффициент тепловой эффективности экранов (4.30)-(4.31):

$$\phi = \psi \cdot \xi \quad (4.30)$$

$$\phi = 0,45 \cdot 0,55 = 0,248$$

где  $\xi$  - коэффициент, учитывающий снижение тепловосприятие экранов в следствии загрязненности или закрытия изоляцией поверхностей;  $\xi = 0,55$  т;

$\psi$  - степень экранирования топки;

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

$$\psi = \frac{H_{л}}{F_{т}} \quad (4.31)$$

$$\psi = \frac{3,88}{8,64} = 0,45$$

где  $H_{л}$  – лучевоспринимающая поверхность нагрева, принимается по технической характеристике котла  $H_{л}=3,88 \text{ м}^2$ ;

Тепловыделение в топке на  $1 \text{ м}^2$  стен топки, кВт/м<sup>2</sup> (4.32):

$$q_{ст} = \frac{B_{р} \cdot Q_{т}}{3600 \cdot F_{т}} \text{ кВт/м}^2 (4.32)$$

$$q_{ст} = \frac{75,6 \cdot 33529,59}{3600 \cdot 8,64} = 81,496$$

Количество тепла, передаваемое излучением в топке, зависит от характера расположения факела пламени в ней и, главным образом, от местоположения в топке области максимальной температуры факела. Это обстоятельство учитывает расчетный коэффициент  $M$ . При факельном сжигании он определяется по формуле (4.33)-(4.34):

$$M = A - B \cdot x \quad (4.33)$$

где

$$x = \frac{h_{г}}{h_{в.о.}} = \frac{0,48}{0,8} = 0,6 \quad (4.34)$$

где  $h_{г}$  – расстояние по вертикали от пода топки до оси горелки, м;

$h_{в.о.}$  – расстояние по вертикали от пода топки до середины выходного окна топки, м;

$$M = 0,52 - 0,3 \cdot 0,6 = 0,34$$

Для котла Е–1,0–0,9Г расстояние  $h_{г} = 0,48 \text{ м}$ ,  $h_{в.о.} = 0,8 \text{ м}$ ;

$A$  и  $B$  – постоянные величины; при сжигании газа  $A=0.52$ ,  $B=0.3$  [36].

Тепло, переданное излучением в топке, кДж/м<sup>3</sup> (4.35):

$$Q_{л} = \varphi \cdot (Q_{т} - H_{т}'' ) \text{ кДж/м}^3 (4.35)$$

$$Q_{л} = 0,96 \cdot (33529,59 - 17851,352) = 15051,108$$

где  $\varphi$  – коэффициент сохранения теплоты формула (4.19);

						Лист
					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По полученным величинам по номограмме [1] определяется действительная температура дымовых газов на выходе из топки:  $Q_T'' = 1180 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Так как полученная температура на выходе из топки значительно отличается от ранее принятой, то производится перерасчет при новом значении  $Q_T''$ .

Уточняется значение  $H_T'' = 21430.178 \text{ кДж/м}^3$  при  $O_T'' = 1180 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Уточняется коэффициент ослабления лучей трехатомными газами [36]:

$k_r = 0,82$ .

Суммарная сила поглощения газового потока по формуле (4.25):

$$k_{\text{несв}} \cdot S_T = 0,82 \cdot 0,272 \cdot 0,933 = 0,208$$

По номограмме [36] определяется степень черноты несветящейся части пламени:  $a_{\text{несв}} = 0,185$ .

Определяется коэффициент ослабления лучей светящейся части факела:

$$k_{\text{св}} = 1,6 \cdot \frac{1180 + 273}{1000} - 0,5 = 1,825$$

Суммарная сила поглощения светящейся части пламени:

$$k_{\text{св}} \cdot S_T = 1,825 \cdot 0,933 = 1,703$$

Степень черноты светящейся части пламени:

$$a_{\text{св}} = 0,9 \cdot (1 - e^{-1,703}) = 0,736$$

Определяется степень черноты факела:

$$a_{\text{ф}} = 0 \cdot 0,736 + 1 \cdot 0,185 = 0,185$$

Тепло, переданное излучением в топке,  $\text{кДж/м}^3$ :

$$Q_{\text{л}} = 0,96 \cdot (33529,59 - 21430.178) = 11615.436 \text{ кДж/м}^3$$

По номограмме [36] определяется действительная температура дымовых газов на выходе из топки:  $Q_T'' = 1200 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Так как она отличается от ранее принятой всего на  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ , то полученная температура принимается для дальнейшего расчета как температура на выходе из топки. Уточняется значение  $H_T'' = 21829.301 \text{ кДж/м}^3$  при  $O_T'' = 1200 \text{ }^\circ\text{C}$ .

#### 4.2.4 Расчет конвективного пучка котла

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49



Конвективные поверхности нагрева парового котла играют важную роль в процессе получения пара, а также использования теплоты продуктов сгорания, покидающих топочную камеру.

При расчете конвективных поверхностей нагрева используются уравнение теплопередачи и уравнение теплового баланса. Для расчета задается температура продуктов сгорания после рассчитываемой поверхности нагрева и затем уточняется путем последовательных приближений. В связи с этим расчет ведется для двух значений температуры продуктов сгорания после рассчитываемого газохода. Расчет производится для  $1\text{ м}^3$  сжигаемого газа при нормальных условиях. Расчет конвективных поверхностей котла ведется в следующей последовательности.

По чертежу котлоагрегата определяются следующие конструктивные характеристики газохода:

- площадь поверхности нагрева  $H = 30\text{ м}^2$ ;
  - поперечный шаг труб  $S_1 = 80\text{ мм}$ ;
  - продольный шаг труб  $S_2 = 80\text{ мм}$ ;
  - число труб в ряду  $z_1 = 14\text{ шт.}$ ;
  - число рядов труб по ходу продуктов сгорания  $z_2 = 11\text{ шт.}$ ;
  - наружный диаметр и толщина стенки трубы  $d = 51 \times 2,5\text{ мм}$ ;
  - площадь живого сечения для прохода продуктов сгорания  $F = 0,383\text{ м}^2$ .
- Относительный шаг (4.36)-(4.37):
- поперечный

$$\sigma_1 = \frac{S_1}{d} = \frac{80}{51} = 1,568; \quad (4.36)$$

- продольный

$$\sigma_2 = \frac{S_2}{d} = \frac{80}{51} = 1,568. \quad (4.37)$$

Предварительно принимаются два значения температуры продуктов сгорания после рассчитываемого газохода:  $O_1'' = 400\text{ °С}$ ,  $O_2'' = 200\text{ °С}$ .

Весь дальнейший расчет ведется для двух предварительно принятых температур.

Теплота, отданная продуктами сгорания по уравнению теплового баланса,  $\text{кДж/м}^3$  (4.38):

$$Q_6 = \varphi \cdot (H' - H'' + \Delta\alpha_k \cdot H_{\text{пр.в.}}^{\circ}) \quad (4.38)$$

$$O_{6(1)} = 0,96 \cdot (21829,301 - 6886,618 + 0,05 \cdot 287,345) = 14358,768\text{ кДж/м}^3,$$

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

$$O_{6(2)} = 0,96 \cdot (21829,301 - 3362,798 + 0,05 \cdot 287,345) = 17741,635 \text{ кДж/м}^3.$$

где  $\varphi = 0,96$  - коэффициент сохранения теплоты;

$H'$  – энтальпия продуктов сгорания перед поверхностью нагрева; принимается из расчета топочной камеры  $H' = H_T'' = 21829,301 \text{ кДж/м}^3$ , при  $O_T'' = 1200 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

$H''$  – энтальпия продуктов сгорания после конвективного пучка, принимается из таблицы 4.5: при  $O_1'' = 400 \text{ }^\circ\text{C}$   $H_1'' = 6886,618 \text{ кДж/м}^3$ , при  $O_2'' = 200 \text{ }^\circ\text{C}$   $H_2'' = 3362,798 \text{ кДж/м}^3$ ;

$\Delta\alpha_k = 0,05$  - присос воздуха в конвективном пучке;

$H^{\circ}_{\text{пр.в.}}$  – энтальпия присосанного воздуха при  $t_b = 30 \text{ }^\circ\text{C}$ ,

$H^{\circ}_{\text{пр.в.}} = H^{\circ}_{\text{х.в.}} = 287,345 \text{ кДж/м}^3$ .

Средняя температура дымовых газов в конвективном газоходе определяется по формуле,  $^\circ\text{C}$  (4.39):

$$O^{\text{cp}} = \frac{O' + O''}{2} \quad (4.39)$$

где  $O' = O_T''$  - температура продуктов сгорания на входе в конвективный пучок,  $^\circ\text{C}$ ;

$$O^{\text{cp}}_{(1)} = \frac{1200 + 400}{2} = 800 \text{ }^\circ\text{C},$$

$$O^{\text{cp}}_{(2)} = \frac{1200 + 200}{2} = 700 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Определяется температурный напор в начале конвективного пучка,  $^\circ\text{C}$  (4.40):

$$\Delta t_6 = O' - t_H \quad (4.40)$$

где  $t_H$  – температура охлаждающей среды, принимается для парового котла паровой  $t_1 = 179 \text{ }^\circ\text{C}$  при  $P_1 = 0,9 \text{ МПа}$ ;

$$\Delta t_6 = 1200 - 179 = 1021 \text{ }^\circ\text{C}$$

Определение температурного напора в конце газохода,  $^\circ\text{C}$  (4.41):

$$\Delta t_M = O'' - t_H, \quad (4.41)$$

$$\Delta t_{M(1)} = 400 - 179 = 221 \text{ }^\circ\text{C},$$

$$\Delta t_{M(2)} = 200 - 179 = 21 \text{ }^\circ\text{C}.$$

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

Средний температурный напор определяется по формуле, °C (4.42):

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{m}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{m}}}, \quad (4.42)$$

$$\Delta t_{cp(1)} = \frac{1021 - 221}{\ln \frac{1021}{221}} = 522,748^{\circ}\text{C},$$

$$\Delta t_{cp(2)} = \frac{1021 - 21}{\ln \frac{1021}{21}} = 257,466^{\circ}\text{C}.$$

Средняя скорость продуктов сгорания в поверхности нагрева, м/с (4.43):

$$w_{\Gamma} = \frac{B_p \cdot V_{\Gamma} \cdot (O^{cp} + 273)}{F \cdot 273} \quad (4.43)$$

$$w_{\Gamma(1)} = \frac{75,6 \cdot 11,927 \cdot (800 + 273)}{3600 \cdot 0,383 \cdot 273} = 2,57 \text{ м/с},$$

$$w_{\Gamma(2)} = \frac{75,6 \cdot 11,927 \cdot (700 + 273)}{3600 \cdot 0,383 \cdot 273} = 2,33 \text{ м/с}.$$

где  $V_{\Gamma}$  – действительный объем дымовых газов, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (таблица 4.4).

Определяется коэффициент теплоотдачи конвекцией от продуктов сгорания к поверхности нагрева при поперечном омывании коридорных пучков по формуле, Вт/(м<sup>2</sup>К) (4.44):

$$\alpha_{\kappa} = \alpha_{\text{н}} \cdot c_z \cdot c_{\phi} \quad (4.44)$$

$$\alpha_{\kappa(1)} = 28,52 \cdot 1,0 \cdot 1,03 = 29,376 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}},$$

$$\alpha_{\kappa(2)} = 26,77 \cdot 1,0 \cdot 1,035 = 27,707 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

где  $\alpha_{\text{н}}$  - коэффициент теплоотдачи определяемый по номограмме [36];

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

$$\alpha_{н(1)} = 24,5 \text{ ккал/м}^2\text{чК} = 28,52 \text{ Вт/м}^2\text{К},$$

$$\alpha_{н(2)} = 23 \text{ ккал/м}^2\text{чК} = 26,77 \text{ Вт/м}^2\text{К};$$

$c_z$  – поправка на число рядов труб по ходу продуктов сгорания, определяется по номограмме [36],  $c_z = 1,0$ ;

$c_\phi$  – коэффициент, учитывающий влияние физических параметров потока, определяется по номограмме [36]:  $c_{\phi(1)} = 1,03$ ,  $c_{\phi(2)} = 1,035$ .

Далее определяется степень черноты газового потока ( $a$ ). При этом предварительно вычисляется эффективная толщина излучающего слоя,  $m$  (4.45):

$$S_k = d \cdot (1,87 \cdot \frac{S_1 + S_2}{d} - 4,1) \quad (4.45)$$

$$S_k = 0,051 \cdot (1,87 \cdot \frac{0,08 + 0,08}{0,051} - 4,1) = 0,09 \text{ м},$$

Суммарная поглощательная способность трехатомных газов (4.46):

$$r_{\Pi} \cdot S_k = 0,267 \cdot 0,09 = 0,024 \quad (4.46)$$

По номограмме [36] определяется коэффициент ослабления лучей трехатомными газами:

$$k_{Г(1)} = 5,15,$$

$$k_{Г(2)} = 5,65.$$

Суммарная сила поглощения газового потока (4.47):

$$k_{\text{нecв}} S_k = k_{Г} \cdot r_{\Pi} \cdot S_k \quad (4.47)$$

$$(k_{\text{нecв}} S_k)_{(1)} = 5,15 \cdot 0,024 = 0,124,$$

$$(k_{\text{нecв}} S_k)_{(2)} = 5,65 \cdot 0,024 = 0,136.$$

С помощью полученных величин определяется степень черноты газового потока [20]:  $a_{(1)} = 0,21$ ,  $a_{(2)} = 0,3$ .

Определяем коэффициент теплоотдачи излучением, Вт/м<sup>2</sup>К (4.48):

$$\alpha_{\Pi} = \alpha_{н} \cdot a \cdot c_{Г} \quad (4.48)$$

$$\alpha_{\Pi(1)} = 109,4 \cdot 0,21 \cdot 0,985 = 22,63 \text{ Вт/м}^2\text{К},$$

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

$$\alpha_{л(2)} = 88,5 \cdot 0,3 \cdot 0,98 = 26,02 \text{ Вт/м}^2\text{К.}$$

где  $\alpha_n$  - коэффициент теплоотдачи, определяется по номограмме 18-3[36], Вт/м<sup>2</sup>К;

$a$  – степень черноты продуктов сгорания;

$c_r$  – коэффициент, учитывающий температуру стенки, определяется по номограмме [3];

Для определения  $\alpha_n$  и  $c_r$  вычисляется температура загрязненной стенки, °С

(4.49):

$$t_3 = t + \Delta t, \quad (4.49)$$

где  $t$  – средняя температура окружающей среды, принимается для паровых котлов равной температуре насыщения  $t_1 = 179$  °С при  $P = 0,9$  МПа;

$\Delta t$  – при сжигании газа принимается равной 25°С.

$$t_3 = 179 + 25 = 204$$
 °С,

Тогда:

$$\alpha_{н(1)} = 94 \text{ ккал/м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{К} = 109,4 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

$$c_{r(1)} = 0,985$$

$$\alpha_{н(2)} = 76 \text{ ккал/м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{К} = 88,5 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

$$c_{r(2)} = 0,98$$

Суммарный коэффициент теплоотдачи от продуктов сгорания к поверхности нагрева, Вт/м<sup>2</sup>К (4.50):

$$\alpha_1 = \omega \cdot \alpha_k + \alpha_{л}, \quad (4.50)$$

где  $\omega$  - коэффициентомывания газохода дымовыми газами, принимается  $\omega = 0,95$

$$\alpha_{1(2)} = 0,95 \cdot 27,707 + 26,02 = 52,342 \text{ Вт/м}^2\text{К,}$$

$$\alpha_{1(1)} = 0,95 \cdot 29,376 + 22,63 = 50,537 \text{ Вт/м}^2\text{К,}$$

Определяется коэффициент теплопередачи, Вт/м<sup>2</sup>К (4.51):

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

$$k = \frac{\alpha_1}{1 + \varepsilon \cdot \alpha_1}, \quad (4.51)$$

где  $\varepsilon$  - коэффициент загрязнения поверхности нагрева, при сжигании газа  $\varepsilon = 0.005 \text{ м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{град} / \text{ккал} = 0,021 \text{ м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{град} / \text{кДж}$ .

$$k_{(1)} = \frac{50,537}{1 + \frac{0,021}{3,6} \cdot 50,537} = 39,031 \text{ Вт/м}^2\text{К},$$

$$k_{(2)} = \frac{52,342}{1 + \frac{0,021}{3,6} \cdot 52,342} = 40,099 \text{ Вт/м}^2\text{К},$$

Количество теплоты, воспринятое поверхность нагрева,  $\text{кДж/м}^3$  (4.52):

$$Q_T = \frac{k \cdot H \cdot \Delta t_{cp}}{B_p \cdot 10^3}, \quad (4.52)$$

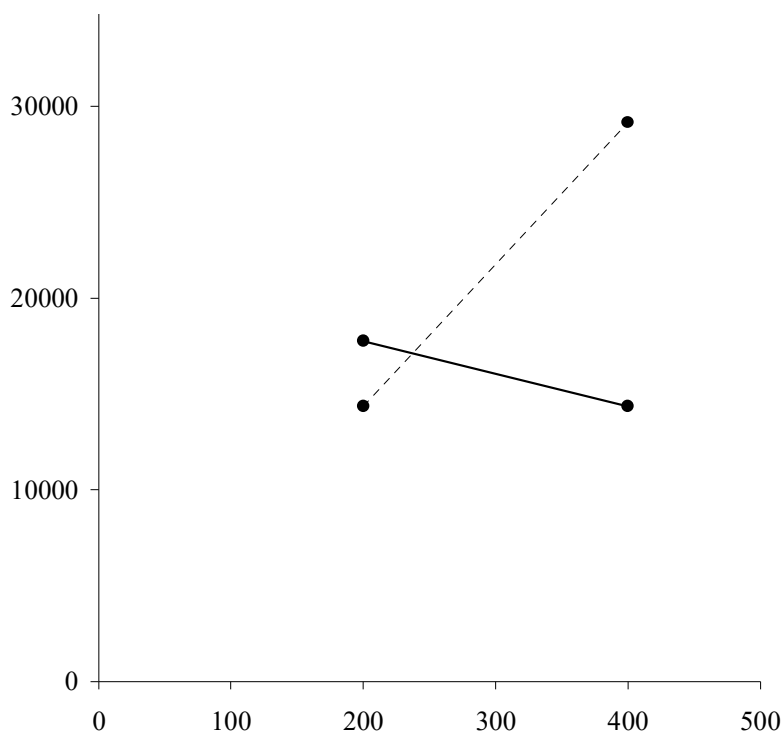
$$Q_{T(1)} = \frac{39,031 \cdot 30 \cdot 522,748}{0,021 \cdot 10^3} = 29147,682 \text{ кДж/м}^3,$$

$$Q_{T(2)} = \frac{40,099 \cdot 30 \cdot 257,466}{0,021 \cdot 10^3} = 14748,756 \text{ кДж/м}^3.$$

По принятым двум значениям температуры  $O''_{(1)}$  и  $O''_{(2)}$  и полученным двум значениям  $Q_6$  и  $Q_T$  строится график зависимости  $Q = f(O'')$  (рисунок 4.5).

						13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			55

Q, кДж/м<sup>3</sup>



$\theta_2 \theta_1 \theta$ , °C

-  $Q_b$  —————  
 -  $Q_t$  - - - - -

Рисунок 4.5 - Графическое определение расчетной температуры  $Q = f(\theta)$

При построении графика интерполяции получена температура дымовых газов на выходе из котла  $\theta_p = 240^\circ\text{C}$ .

### 4.3 Подбор вспомогательного оборудования

Современная блочно модульная котельная представляет собой сложный комплекс устройств и включает в себя собственно котел и вспомогательное оборудование. К вспомогательному оборудованию паровой котельной относят насосные установки, горелочные устройства, а так же установки химической очистки воды контура котельной.

#### 4.3.1 Система химводоочистки котельной

На нужды подпитки поступает вода из существующего сетевого водопровода, отвечающая требованиям ГОСТ 2874–82 «Вода питьевая».

Для уменьшения содержания железа в системе предусматривается установка обезжелезивания. Умягчение воды по способу натрий-катионирования.

Обезжелезивание воды происходит в фильтрах обезжелезивания. Через фильтр, загруженный сульфоглем, пропускается аэрированная вода в течение

170–180 часов. За это время на поверхности зерен сульфоугля образуется пленка из соединений железа, служащая в дальнейшем катализатором. Когда потери напора в слое загрузки возрастают до 10 м. вод.ст., фильтр отключают на промывку.

Химводочистка воды принята по схеме двухступенчатого Na-катионирования. К установке принят блок из двух Na-катионитовых фильтров. Первый фильтр работает на 1-ой ступени умягчения, второй на 2-ой ступени умягчения.

В баке мокрого хранения соли поддерживается постоянный уровень при помощи бачка постоянного уровня, 26% раствор соли из бака мокрого хранения поступает в емкость для хранения. Концентрированный раствор соли при помощи эжектора разбавляется до 7% концентрации и подается на регенерацию.

### Расчет расхода обработанной воды

Расход пара на технологию  $D_T = 1,63$  т/ч.

Количество потерянного конденсата (4.53):

$$G_k = (1 - \mu) \cdot D_T \quad (4.53)$$

где  $\mu$  - доля возврата конденсата, принимаем (60-70%);

$D_T$  – расход пара на производство, т/ч.

$$G_k = (1 - 0,6) \cdot 1,63 = 0,652 \text{ т/ч}$$

Количество возвращаемого конденсата (4.54):

$$G_T = D_T - G_k \quad (4.54)$$

$$G_T = 1,63 - 0,652 = 0,978 \text{ т/ч}$$

Потери пара внутри котельной принимаются равными 2 % от  $D_T$  (4.55):

$$D_{\text{пот}} = 0,02 \cdot D_T \quad (4.55)$$

$$D_{\text{пот}} = 0,02 \cdot 1,63 = 0,03 \text{ т/ч}$$

Полное количество пара, производимого котельной (4.56):

$$\Sigma D = D_T + D_{\text{пот}} \quad (4.56)$$

$$\Sigma D = 1,63 + 0,03 = 1,66 \text{ т/ч}$$

Количество пара, которое можно получить из расширителя непрерывной продувки (4.57)-(4.58):

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57



$$D_{\text{пр}} = \frac{G_{\text{пр}}(i_1^I - i_2^I)}{\chi \cdot (i_H^{\text{II}} - i_2^I) \eta_{\text{под}}}, \text{т/ч} \quad (4.57)$$

где

$$G_{\text{пр}} = P_{\text{пр}} \cdot \frac{\sum D}{100}, \text{т/ч} \quad (4.58)$$

$$G_{\text{пр}} = 3 \cdot \frac{1,66}{100} = 0,04 \text{ т/ч}$$

$P_{\text{пр}}$  – величина прудвки (2-10%), принимаем 3%;

$i_1^I$  – энтальпия котловой воды при давлении в котле 826,1 кДж/кг;

$i_H^{\text{II}}$  и  $i_2^I$  – энтальпия пара и воды при давлении в расширителе (1,5 кгс/см<sup>2</sup>);

$i_H^{\text{II}} = 2692,39$  кДж/кг;  $i_2^I = 464,54$  кДж/кг;

- степень сухости пара, выходящего из расширителя  $\chi = 0,98$ ;

$\eta_{\text{под}}$  – КПД подогревателя (расширителя) (0,98)

$$D_{\text{пр}} = \frac{0,04 \cdot (826,1 - 464,54)}{0,98 \cdot (2692,39 - 464,54) \cdot 0,98} = 0,006 \text{ т/ч}$$

Количество воды уходящей из расширителя (4.59):

$$G_{\text{пр}}^1 = G_{\text{пр}} - D_{\text{пр}} \quad (4.59)$$

$$G_{\text{пр}}^1 = 0,04 - 0,006 = 0,034 \text{ т/ч}$$

Количество питательной воды, поступающей в котлы (4.60):

$$G_{\text{пит}} = \sum D + G_{\text{пр}}^1 \quad (4.60)$$

$$G_{\text{пит}} = 1,66 + 0,034 = 1,69 \text{ т/ч}$$

Общее количество воды на выходе из питательного бака:

$$G_{\text{д}} = G_{\text{пит}} = 1,69 \text{ т/ч}$$

Тогда производительность химводоочистки должна быть:

$$G_{\text{хво}} = G_{\text{к}} + G_{\text{пр}}^1 + D_{\text{пот}} = 1,63 + 0,034 + 0,03 = 1,69 \text{ т/ч}$$

Расход сырой воды на ХВО учитывается величиной коэффициента  $k = 1,1-1,25$ .

Этот коэффициент учитывает количество воды, идущей на взрыхление катионита, его регенерацию, обмывку и прочие нужды ХВО.

$$G_{\text{св}} = k \cdot G_{\text{хво}} = 1,25 \cdot 1,69 = 2,11 \text{ т/ч.}$$

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

## Характеристика оборудования

Установки умягчения воды АКВАФЛОУ применяются, когда основной задачей подготовки воды является снижение общей жесткости. В качестве фильтрующего материала установок этой серии используется сильнокислотный катионит гелевой структуры с высокой обменной емкостью. Для продолжительной эксплуатации установок этой серии необходимо, чтобы содержание железа в исходной воде не превышало 0,3 мг/л.

Возможно исполнение установок умягчения воды АКВАФЛОУ для совместного удаления солей жесткости и железа. В качестве фильтрующего материала установок этой серии используются специальные фильтрующие материалы.

Установки умягчения воды АКВАФЛОУ применяются так же и для совместного удаления солей жесткости и частичного снижения щелочности исходной воды. Установки применяются в основном для подготовки воды для паровых и водогрейных котлов, когда необходимо уменьшить относительную щелочность котловой воды.

Для получения глубоко умягченной воды применяются двухступенчатые схемы умягчения. При одноступенчатом умягчении воды на установках АКВАФЛОУ остаточная жесткость умягченной воды может быть получена на уровне 1-2% от исходной жесткости. При двухступенчатой подготовке воды установки позволяют получить глубоко умягченную воду с жесткостью не более 0,01-0,02 мг-экв/л.

Водоподготовительная установка котельной включает в себя:

- Автоматическая установка умягчения воды периодического действия  $G = 2,1 \text{ м}^3 / \text{ч}$ ;  $G = 1,8 \text{ м}^3 / \text{ч}$
- Установка для коррекционной обработки воды с насосом-дозатором, водосчетчиком с импульсным выходом;
- Бак 150 л.

Характеристика водоподготовительной установки представлена в таблице 4.6.

Таблица 4.6 - Характеристика установки

Марка	Производительность $\text{м}^3 / \text{ч}$		Кол-во смолы, л./ Обменная емкость г-экв	Масса поддерживающего слоя, кг	Емкость солевого бака, л	Корпус фильтра, диаметр * высота, дюймы
	$Q_{\text{ном}}$	$Q_{\text{мах}}$				
АКВАЛОУ SF 75/2-91	2,1	3,0	75/90	12	150	13x54

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

АКВАЛОУ SF 55/2-91	1,8	2,2	55/66	10	150	12x48
-----------------------	-----	-----	-------	----	-----	-------

### 4.3.2 Горелочное устройство ГГБ-1(Э)

Горелка является обязательным элементом всех водогрейных и паровых котлов работающих на природном газе. В горелке подготавливается топливо и воздух для горения, придавая им требуемые направление и скорость; смешивается газовое топливо и воздух; подается подготовленная топливовоздушная смесь в камеру горения, стабилизируя воспламенение топлива.

Горелки ГГБ-1 (Россия) были разработаны для применения на котлах с очень короткой камерой сгорания, в которых стенки котла или трубные пучки находятся в непосредственной близости к пламени. Пламя было разделено на четыре головы сгорания, благодаря чему было достигнуто значительное укорочение длины пламени. При этом характеристики горелки остаются неизменными:

- выдаваемая мощность;
- модуляция пламени (там, где она предусмотрена);
- соотношение модуляции;
- простота в наладке;
- качественное горение.

Регулировка может быть как механического типа, так и электронного. Технические данные горелки ГГБ-1(Э) представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Технические данные горелки ГГБ-1(Э)

Наименование параметров	Значение
1. Тип горелки	ГГБ-1(Э)
2. Вид топлива	Природный газ
3. Мощность минимальная, МВт	0,18
4. Мощность максимальная, МВт	1,3

Продолжение таблицы 4.7

Наименование параметров	Значение
5. Коэффициент рабочего регулирования горелки, не менее	5
6. Номинальный расход природного газа при Q с Н=33,3МДж/м <sup>3</sup> (7960ккал/м <sup>3</sup> ), м <sup>3</sup> /ч	100
7. Электродвигатель вентилятора: - потребляемая мощность, кВт, не более - частота вращения (синхронная), мин <sup>-1</sup> - номинальное напряжение питания, 3 фазы, 50 Гц, В	1,1 3000 380
8. Номинальное давление газа перед горелкой, кПа	1,22±0,24

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист 60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9.Диаметр подключаемого газопровода	Ду 40
10. Минимальный коэффициент избытка воздуха при номинальной тепловой мощности, не более	1,1
11.Температура газа перед горелкой, °С	От 10 до 40
12. Температура воздуха перед горелкой, °С	От 0 до 40
13. Габаритные размеры, мм, не более - длина × ширина ×высота	680×760× 1250

### 4.3.3 Подбор питательных насосов

Максимальный расход исходной воды оставляет 0,351кг/с или 1,266 м<sup>2</sup> /ч. Кустановке выбираю 2 насосных станции Lowara SV 212 F15T (одна в резерве).

Насосная станция представляет собой полностью готовый к монтажу и эксплуатации насосный агрегат, включающий в себя самовсасывающий насос с поршневым уплотнением вала и мембранный напорный бак, служащий для предотвращения частых пусков и остановов двигателя при незначительном водоразборе.

Технические характеристики станции представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Технические характеристики насосной станции Lowara SV 212 F15T

Название модели	Мощность, Р <sub>max</sub> (Вт)	Напор, Н <sub>max</sub> (м)	Подача, Q <sub>max</sub> (м <sup>3</sup> /ч)	T <sub>max</sub> °С
SV 212F15T	1,5	128	4,2	120

## 5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Энергосбережение – комплекс мероприятий и условий, направленных на оптимизацию всех процессов, участвующих в формировании технико-экономических показателей котельной. Основным же критерием энергосбережения является снижение затрат энергетических ресурсов котельной при ее эксплуатации. Это стало главным направлением государственной энергетической политики в странах с развитой экономикой.

Из причин проведения государственной энергетической политики можно выделить:

- постепенное истощение запасов органического топлива;
- рост цен на энергоносители;
- ухудшение экологической ситуации.

Все эти причины делают проблему рационального использования энергетических ресурсов все более острой [24].

Основным нормативно-правовым актом, регулирующим положения по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, является Федераль-ный закон от 23.11.2009 № 261 – ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». Целью Федерального закона является создание правовых, экономических и организационных основ стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Действие настоящего Федерального закона распространяется на деятельность, связанную с использованием топливно-энергетических ресурсов.

В соответствии с Федеральным законом ФЗ № 261 должны реализовываться следующие задачи энергосбережения и повышения энергетической эффективности:

- 1) использование энергетических ресурсов наиболее рационально;
- 2) поддержка и стимулирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- 3) системность и комплексность проведения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности;
- 4) планирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- 5) использование энергетических ресурсов с учетом ресурсных, производственно-технологических, экологических и социальных условий [4].

### Пути энергосбережения в котельной

Энергетическая эффективность работы котельных обычно оценивается по значениям КПД котлов с учетом потерь топлива и теплоты при ее производстве и отпуске, а также затрат электроэнергии на привод механизмов и другие нужды, оп-

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

ределяемых по данным приборов контроля и учета расхода топливных и энергетических ресурсов. При решении задач повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов в котельной особое внимание должно уделяться организации работ по реализации программ энергосбережения, повышению квалификации обслуживающего персонала и внедрению систем стимулирования экономии топливно-энергетических ресурсов.

Для котельных можно выделить основные направления реализации энергосбережения [4]:

1) Наибольшие потери тепловой энергии – это потери с уходящими газами. Чтобы снизить потери теплоты с уходящими газами, можно уменьшить коэффициент избытка воздуха. Коэффициент избытка воздуха – отношение действительного количества воздуха к теоретически необходимому для полного сгорания единицы топлива. Снизить коэффициент избытка воздуха можно за счет установки новых эффективных горелок. Горелочные устройства любых конструкций служат для ввода в топку котла топлива и воздуха, последующего их перемешивания и обеспечения устойчивого горения топливовоздушной смеси.

2) Внедрение частотного регулируемого привода тягодутьевых машин.

В основном для регулирования производительности тягодутьевых машин и насосов применяется гидравлическое дросселирование либо установка специальных шиберов. Однако в этом случае регулируется не мощность электродвигателя, а поток жидкости или воздуха. При применении же преобразователя частоты стало возможным регулировать скорость вращения электродвигателя за счет изменения входной частоты. Использование такого метода регулирования электродвигателей тягодутьевых машин позволяет сэкономить около 30% электроэнергии по сравнению с традиционными методами.

3) Энергосбережение за счет утилизации тепла влажных газов.

Влагосодержание уходящих газов может достигать 100 и более граммов на килограмм сухого газа. Поэтому при осуществлении утилизации тепла продуктов сгорания также можно использовать тепло конденсации водяных паров. При этом процесс передачи тепла становится существенно интенсивнее, и это позволяет использовать теплообменные аппараты с меньшей поверхностью нагрева. В то же время осушение продуктов сгорания с понижением их температуры до 80–90 °С не несет опасности конденсации водяных паров в газоотводящем тракте.

## ВВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Природный газ является самым распространенным, экологически чистым и доступным видом топлива в нашей стране. Он обеспечивает высокий КПД устройств, работающих на нем, и необходимое качество теплоснабжения, поэтому котельные на газе пользуются большим приоритетом.

Преимущества природного газа очевидны — при его использовании в котельной выделяется примерно на 50% меньше выбросов, чем при сжигании угля.

Использование природного газа является как раз одним из действенных способов достижения целей в политике уменьшения парниковой эмиссии. К примеру, антропогенные выбросы парниковых газов при сжигании одной тонны условного топлива у природного газа в 1,7 раза меньше, чем у угля, и в 1,4 раза меньше, чем у мазута. На практике же уменьшение выбросов еще существенней из-за более высокой эффективности энергетических установок, использующих природный газ. В результате газовые котельные выбрасывают примерно в два раза меньше углекислого газа, чем котельные, работающие на угле. Таким образом, принимаемые различными странами на себя обязательства по ограничению парниковой эмиссии должны способствовать процессу замещения природным газом других видов ископаемого топлива.

Исходные данные:

Район — г. Магнитогорск, Челябинская область;

Средняя температура самого жаркого месяца в полдень  $t_{л} = +23,8^{\circ}\text{C}$  [15];

Средняя температура наиболее холодного месяца  $t_{з} = -16,8^{\circ}\text{C}$  [15];

Из теплового расчета котла:

Действительный объем продуктов сгорания для одного котла при нормальных технических условиях,  $V_{г} = 11,684 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;

Расход топлива на один котел,  $B = 0,021 \text{ м}^3/\text{с}$ ;

Низшая теплота сгорания топлива,  $Q_{н}^p = 33549 \text{ кДж}/\text{м}^3$ ;

### 6.1 Расчет массового выброса окислов азота

Массовый выброс окислов азота,  $M_{\text{NO}_2}$ , г/с [28] (6.1):

$$M_{\text{NO}_2} = 0,001 \cdot B \cdot n \cdot Q_{н}^p \cdot K_{\text{NO}_2} \cdot (1 - \beta), \quad (6.1)$$

где  $n$  — количество котлов;

$K_{\text{NO}_2}$  — параметр, характеризующий количество окислов азота, образующихся на кДж теплоты, кг/кДж по [28, рис. 1.1.]  $K_{\text{NO}_2} = 0,094 \text{ кг}/\text{кДж}$ ;

$\beta$  — безразмерный коэффициент, зависящий от степени снижения выбросов окислов азота в результате применяемых технических решений,  $\beta = 0$ .

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Суммарное количество оксидов азота, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами, когда работает один котел:

$$M_{NO_2} = 0,001 \cdot 0,021 \cdot 1 \cdot 33549 \cdot 0,094 \cdot (1 - 0) = 0,066 \text{ г/с};$$

В период когда в работе находятся 2 котла:

$$M_{NO_2} = 0,001 \cdot 0,021 \cdot 2 \cdot 33549 \cdot 0,094 \cdot (1 - 0) = 0,132 \text{ г/с};$$

## 6.2 Расчет объемов продуктов сгорания топлива

Расчетный объем продуктов сгорания (6.2):

$$V_p, \text{ м}^3/\text{м}^3: V_p = \frac{P_{\text{ну}} \cdot V_{\text{г}} \cdot T_p}{P_p \cdot T_{\text{ну}}}, \quad (6.2)$$

где  $P_{\text{ну}} = 760$  ммрт. ст. – атмосферное давление при нормальных условиях;

$T_p = 250 = 523$  К – температура дымовых газов на выходе из котла;  $P_p$

$= 740$  ммрт. ст. – атмосферное давление;

$T_{\text{ну}} = 20^\circ\text{C} = 293$  – температура при нормальных технических условиях.

$$V_p = \frac{760 \cdot 11,684 \cdot 523}{740 \cdot 293} = 21,419 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объемный расход продуктов сгорания, образующихся при работе котлов,  $V$ ,  $\text{м}^3/\text{с}$  (6.3):

$$V = V_p \cdot n \cdot B, (6.3)$$

где  $n$  – число котлов.

При работе одного котла:

$$V_1 = 21,419 \cdot 1 \cdot 0,021 = 0,449 \text{ м}^3/\text{с}$$

При работе двух котлов:

$$V_2 = 21,419 \cdot 2 \cdot 0,021 = 0,898 \text{ м}^3/\text{с}$$

## 6.3 Расчет минимальной высоты дымовой трубы

Основным методом защиты атмосферы от чрезмерного ее загрязнения является рассеивание выбросов при помощи дымовых труб. Рассеивание (диффузия) токсогенов, выделяемых различными источниками, происходит под влиянием турбулентности, свойственной приземному слою атмосферы.

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65



Различные слои воздуха интенсивно перемешиваются во всех направлениях, это приводит к разбавлению загрязненных слоев и падению концентрации токсиканов в них. Турбулентность атмосферы имеет механическое и термическое происхождение. В первом случае она возникает главным образом при трении потоков воздуха о рельеф местности. Во втором случае причиной является неравномерное распределение температуры (тепловое расслоение приземного слоя воздуха)[29].

Расчет минимальной высоты дымовой трубы ведется для обеспечения условия, при котором максимальная концентрация вредного вещества в приземном слое не превосходит максимальной разовой ПДК этого вещества в атмосферном воздухе.

Минимально допустимая высота дымовой трубы,  $h_p$ , м определяется по формуле (6.4):

$$h_p = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n}{\text{ПДК}}} \cdot \sqrt[3]{\frac{Z}{V \cdot \Delta T}} \quad (6.4)$$

где  $A$  – коэффициент, зависящий от распределения температуры воздуха по высоте, характеризуемое вертикальным градиентом температуры  $g$  [ $1^\circ/100\text{м}$ ], для района Урала  $A=160$ ;

$M$  – массовый выброс загрязняющего вещества, г/с;

$F$  – коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе, для газообразных примесей  $F=1$ ;

$m$  и  $n$  – безразмерные коэффициенты, учитывающие подъем факела над трубой;

ПДК – максимально – разовая предельная допустимая концентрация загрязняющего вещества, для окислов азота ПДК=0,085 мг/м<sup>3</sup>;

$Z$  – количество дымовых труб;

$V$  – объем дымовых газов;

$\Delta T$  – разность между температурой выбрасываемых газов и средней температурой воздуха,  $^\circ\text{C}$ .

### Расчет дымовой трубы для зимнего периода

Оптимальная скорость дымовых газов на выходе из трубы:

$$\omega_{\text{опт}} = 20 \text{ м/с},$$

Диаметр устья дымовой трубы,  $D_{\text{опт}}$  (6.5):

$$D_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{4 \cdot V}{\pi \cdot \omega_{\text{опт}}}}, \quad (6.5)$$



$$v_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,898 \cdot 266,8}{4}} = 2,54$$

Безразмерный коэффициент  $n$  определяется в зависимости от параметра  $v_M$ :

При  $v_M > 2$   $n = 1$

Минимально допустимая высота трубы:

$$h_p = \sqrt{\frac{160 \cdot 0,132 \cdot 1 \cdot 0,418 \cdot 1}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{0,898 \cdot 266,8}}} = 4,089 \text{ м}$$

Зададимся высотой дымовой трубы  $h_3 = 6$  м, тогда аналогично по формулам 6.7, 6.8, 6.9, 6.4:

$$f = \frac{10^3 \cdot 7,149^2 \cdot 0,3}{6^2 \cdot 266,8} = 1,596$$

Коэффициент  $m$  определяется в зависимости от параметра  $f$ :

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{1,596} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{1,596}} = 0,844$$

Параметр  $v_M$ :

$$v_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,898 \cdot 266,8}{6}} = 2,221$$

Безразмерный коэффициент  $n$  определяется в зависимости от параметра  $v_M$ :

При  $v_M > 2$

Минимально допустимая высота трубы:

$$h_p = \sqrt{\frac{160 \cdot 0,132 \cdot 1 \cdot 0,844 \cdot 1}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{0,898 \cdot 266,8}}} = 5,08 \text{ м}$$

Зададимся высотой дымовой трубы  $h_3 = 8$  м, тогда аналогично по формулам 6.7, 6.8, 6.9, 6.10 и 6.4:

$$f = \frac{10^3 \cdot 7,149^2 \cdot 0,3}{8^2 \cdot 266,8} = 0,897$$

Коэффициент  $m$  определяется в зависимости от параметра  $f$ :

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,897} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,897}} = 0,916$$

Параметр  $v_M$ :

$$v_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,898 \cdot 266,8}{8}} = 2,018$$

Безразмерный коэффициент  $n$  определяется в зависимости от параметра  $v_M$ :  
При  $v_M > 2$

Минимально допустимая высота трубы:

$$h_p = \sqrt{\frac{160 \cdot 0,132 \cdot 1 \cdot 0,916 \cdot 1}{0,085}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{0,898 \cdot 266,8}} = 6,05 \text{ м}$$

По результатам расчета построим график зависимости расчетной высоты дымовой трубы от заданной, представленный на рисунке 6.1

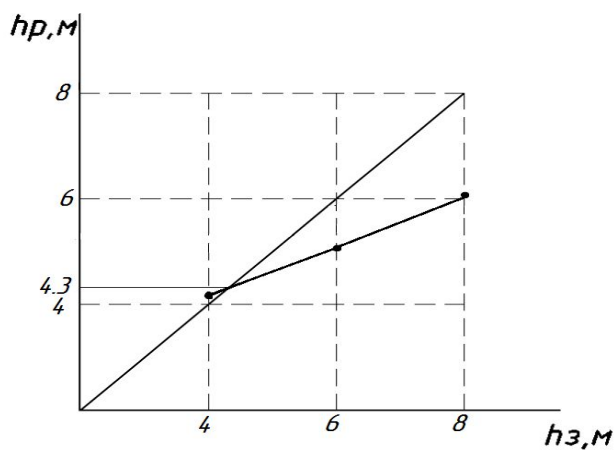


Рисунок 6.1 – Зависимость расчетной высоты дымовой трубы от заданной

Из графика следует, что минимальная высота трубы составляет 4,3 м.  
Выбираем из стандартных размеров трубу высотой 20 м.

Тогда аналогично проведем расчет для  $h_3=20$ м по формулам 6.7, 6.8, 6.9, 6.10:

$$f = \frac{10^3 \cdot 7,149^2 \cdot 0,3}{20^2 \cdot 266,8} = 0,143$$

Коэффициент  $m$  определяется в зависимости от параметра  $f$ :

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,143} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,143}} = 1,131$$

Параметр  $v_M$  :

$$v_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,898 \cdot 266,8}{20}} = 1,487$$

Безразмерный коэффициент  $n$  определяется в зависимости от параметра  $v_M$  (6.10):

При  $0,3 \leq v_M \leq 2$

$$n = 3 - \sqrt{(v_M - 0,3) \cdot (4,36 - v_M)}, \quad (6.10)$$

$$n = 3 - \sqrt{(1,487 - 0,3) \cdot (4,36 - 1,487)} = 1,1$$

Максимальная приземная концентрация вредных веществ, при выбросе из одиночного источника рассчитывается по формуле (6.11):

$$C_{MNOX} = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}}, \quad (6.11)$$

$$C_{MNOX} = \frac{160 \cdot 0,132 \cdot 1 \cdot 1,131 \cdot 1,1}{20^2 \cdot \sqrt[3]{0,898 \cdot 266,8}} = 0,01 \text{ мг/м}^3$$

Максимальная концентрация выбросов не превышает ПДК, следовательно, выбранная дымовая труба обеспечивает требуемое рассеивание.



составляет 1.10. При недостатке воздуха в топочной камере происходит неполное сгорание топлива. Не сгоревший газ будет выбрасываться в атмосферу, что экономически и экологически не допустимо. При избытке воздуха в топочной камере будет происходить охлаждение топки, хотя газ будет сгорать полностью, но в этом случае остатки воздуха будут образовывать двуокись азота, что экологически недопустимо, так как это соединение вредно для человека и окружающей среды.

Система автоматического регулирования разряжения в топке котла сделана для поддержания топки под наддувом, то есть чтобы поддерживать постоянство разряжения(примерно 4мм.вод.ст.). При отсутствии разряжения пламя факела будет прижиматься, что приведет к обгоранию горелок и нижней части топки.

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

Дымовые газы при этом пойдут в помещение цеха, что делает невозможным работу обслуживающего персонала.

Сигнализация параметров и защиты, действующие на останов котла, физически необходимы, так как оператор или машинист котла не в силах уследить за всеми параметрами функционирующего котла. Вследствие этого может возникнуть аварийная ситуация. Например, при упуске воды из барабана, уровень воды в нем понижается, вследствие этого может быть нарушена циркуляция и вызван, пережег труб донных экранов.

Сработавшая без промедления защита, предотвратит выход из строя парогенератора. При уменьшении нагрузки парогенератора, интенсивность горения в топке снижается. Горение становится неустойчивым и может прекратиться. В связи с этим предусматривается защита по погашению факела.

Надежность защиты в значительной мере определяется количеством, схемой включения и надежностью используемых в ней приборов. По своему действию защиты подразделяются на действующие, на останов парогенератора; снижение нагрузки парогенератора; выполняющие локальные операции[27].

Согласно вышеперечисленного автоматизация работы парового котла должна осуществляться по следующим параметрам:

- по поддержанию постоянного давления пара;
- по поддержанию постоянного уровня воды в котле;
- по поддержанию соотношения «газ-воздух»;
- по поддержанию разрежения в топочной камере.

Для автоматизации работы котла выбираем программируемый контроллер серии «АГАВА 6432».

Общий вид контроллера АГАВА 6432 представлен на рисунке 7.1.



Рисунок 7.1 – Общий вид контроллера АГАВА 6432

Система автоматики безопасности и регулирования котла построена на базе микропроцессорного устройства управления котлами (контроллере) АГАВА 6432.



Контроллер АГАВА 6432 при работе на газовом топливе в соответствии с руководством по эксплуатации на котел, федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности, техническими регламентами РФ и ТС в области безопасности, СП 62.13330.2011, СП 89.13330.2012, ГОСТ Р 54961-2012, ГОСТ 21204-97 обеспечивает:

- автоматическую проверку герметичности газовых клапанов;
- автоматический розжиг горелки котла на газе;
- защитное отключение горелки при наступлении одного из событий:
  - повышении/понижении давления газа перед горелкой,
  - понижении давления воздуха перед горелкой,
  - понижении разряжения в топке,
  - повышении уровня воды в барабане котла выше верхнего аварийного,
  - понижении уровня воды в барабане котла ниже нижнего аварийного,
  - повышении давления пара в барабане котла,
  - погасании факела горелки или запальника,
  - отключении дымососа,
  - отключении дутьевого вентилятора,
  - прекращении подачи электроэнергии или исчезновении напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления и средствах измерения;

- послеаварийную вентиляцию топки не менее 10 минут.

Кроме реализации всех обязательных защит автоматика выполняет:

- автоматическое позиционное или плавное регулирование мощности котла по давлению пара в барабане котла или давлению газа в котле;
- автоматическое плавное или позиционное регулирование:
  - соотношения топливо/воздух путем управления исполнительными механизмами направляющего аппарата вентилятора или частотно-регулируемым приводом двигателя вентилятора,
  - разрежения в топке котла путем управления исполнительными механизмами направляющего аппарата дымососа или частотно-регулируемым приводом двигателя дымососа;
- автоматическое позиционное регулирование уровня воды в барабане котла путем управления питательным насосом котла;

### **Комплект автоматики для управления котлом**

1. Шкаф КИП и А с установленными в нем:

- контролером АГАВА 6432.20
- индикаторами АДИ-0.1 или многопредельными измерителями давления газа, воздуха, разрежения АДН, АДР;
- сенсорной панелью оператора диагональю 10 дюймов для индикации сигналов от аналоговых и дискретных датчиков на мнемосхеме котла и в табличном виде, ведения архива аналоговых параметров котла;

									Лист
									74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.579.19 ПЗ				

- индикаторами положения исполнительных механизмов АДИ-01.7 и тумблеров дистанционного управления регуляторами котла;
- блоками питания, устройством защиты от импульсных перенапряжений для питания модулей контроллера и приборов автоматизации;
- клеммными соединителями для подключения внешних устройств.

2. Источник бесперебойного питания оборудования КИП и А для защиты от кратковременных просадок напряжения.

3. Комплект измерителей давления газа, воздуха, разрежения типа АДН, АДР

4. Комплект датчиков пламени АДП для контроля факела запальника и горелки.

5. Комплект датчиков температуры.

6. Комплект датчиков давления пара АДМ-100.

7. Комплект исполнительных механизмов, газовых клапанов.

8. Комплект частотных преобразователей ERMAN для двигателей дымососа.

Схема защиты выполняет отключение оборудования при нарушении основных параметров технологического процесса, а так же предусматривает запоминание первопричины аварийной остановки котла. Во всех случаях отключения котла повторный пуск его возможен только после устранения причины, вызвавшей его остановку. Отключение котла сопровождается светозвуковой сигнализацией на щите и в зале операторов.

Кроме того, предусмотрена возможность остановки котла по месту кнопкой.

На щитах управления установлены мониторы, с отображением текущего состояния. С панели монитора имеется возможность включать и выключать оборудование, управлять технологическим процессом, изменять уставки и настройки. При срабатывании защит и блокировок на панели отображается наименование неисправности с указанием места аварии. На мнемосхему выведены все рабочие параметры.

В диспетчерском зале операторов предусмотрена визуализация работы всех основных и вспомогательных узлов и механизмов, основного и вспомогательного оборудования в режиме реального времени с отображением на мониторе компьютера. Установленный сервер регистрирует параметры и архивирует на срок до шести месяцев.

Для оповещения руководителей и сервисного персонала в случае аварии, предусмотрен GSM модем для сбора и передачи сигналов о неисправностях посредством мобильной связи с СМС – уведомлением.

						Лист
					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



1) Механические опасности:

- вращающиеся элементы насосного оборудования и горелочных вентиляторов;
- потенциальная энергия тел, находящихся на высоте, разрушающихся конструкций;

- потенциальная энергия ударной волны (при взрыве газовой смеси);

В конструкции газоходов котлов предусмотрены взрывные клапаны, препятствующие разрушению конструкций котла при взрыве газовой смеси в топке и газоходах. Согласно с [37] предусмотрены легкобрасываемые ограждающие конструкции (кровля котельной), что снижает разрушительное действие ударной волны при взрыве газовой смеси в котельной. Кровля котельной соответствует требованиям к легкобрасываемым конструкциям.

Все площадки, фундаменты, опорно-подвесные конструкции запроектированы на соответствующие нагрузки.

2) Термические опасности:

- нагретые элементы котлов;
- трубопроводы горячего пара;
- дымоходы.

Все источники термической опасности имеют тепловую изоляцию, рассчитанную на наружную температуру не более 60°C.

3) Химические опасности:

Природный газ взрывоопасен и обладает удушающими свойствами, так как его присутствие снижает концентрацию кислорода в воздухе рабочей зоны.

Выброс газа в атмосферу в период эксплуатации практически исключен, для чего предусмотрены при строительстве и эксплуатации следующие мероприятия: в процессе строительства тщательно контролируется качество работ, проверяется качество сварных стыков, проводится ревизия арматуры.

Сварка газопроводов производится сплошным газонепроницаемым швом, проводятся испытания газопроводов на прочность, плотность и герметичность, применяется арматура с герметичностью затвора класса 1. Плотность швов газопроводов регулярно проверяется с помощью мыльного раствора. На газопроводах установлены устройства безопасности согласно требованиям [14] (продувочные трубопроводы).

Газопроводы котельной окрашены в желтый цвет с предупреждающими красными кольцами по [19]. Оповестительная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки».

4) Электробезопасность.

Электрические опасности:

- металлические части электрооборудования;
- кабели и провода;
- фланцевые соединения газопроводов;
- блуждающие токи в конструкциях здания.

Согласно ПУЭ «Правила устройства электроустановок» котельная относится к особо опасным помещениям, т.к. в помещении токопроводящий бетонный пол и имеется возможность одновременного прикосновения к нетокопроводящим частям

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

электрооборудования с одной стороны и имеющим соединение с землей металлоконструкциям с другой стороны.

По степени надежности и бесперебойности электроснабжения электроприемники котельной относятся к потребителям III категории.

Электроснабжение котельной предусмотрено от одного энергоисточника одним вводом. Ввод подводящего кабеля производится в шкаф ШУ с узлом учета электроэнергии на базе счетчика типа «Меркурий 230-ART-01» 5..50А 3х380В, 50Гц прямого включения, фирмы «Инкотекс».

Система TN-C. Все сети при напряжении 1х220В являются трехпроводными, при напряжении 3х380В – четырехпроводными.

Для распределения электроэнергии и управления электрооборудованием в котельной предусмотрена установка электроарматуры в шкафу ШУ. Для установки оборудования автоматизации котельной предусмотрен шкаф ШУ.

Напряжение силовых цепей ~380/220В, цепей управления ~220В.

Для защиты персонала от поражения током все электродвигатели оснащены защитными средствами, предусмотрено заземление всех металлических частей электрооборудования, не находящихся под напряжением, но которые могут оказаться под ним вследствие повреждения изоляции. Прокладка кабелей предусматривается в перфорированном лотке под перекрытием и по конструкциям котлов, подводка кабелей к приборам выполнена в рукавах из ПВХ. Газопроводы при входе в котельную и выходе из нее заземляются на контур заземления котельной, в местах фланцевых соединений газопроводов предусмотрены постоянные токопроводящие перемычки.

Предусмотрен отдельный контур молниезащиты, к которому присоединена дымовая труба.

Предусмотрено рабочее, аварийное и наружное (вход в котельную) электроосвещение котельной.

## 8.2 Гигиеническая оценка условий и характера труда

Котельная работает в автоматическом режиме. Постоянного обслуживающего персонала нет, поэтому произведена оценка условий труда для персонала сервисных служб.

Температура в котельной без обслуживающего персонала поддерживается 12 °С во время зимнего сезона, а для теплого периода температура в котельной зависит от расчетной температуры наружного воздуха, но не должна превышать её более чем на 3 °С.

В связи с тем, что котельная работает без постоянного присутствия обслуживающего персонала, в котельной предусмотрена сигнализация загазованности котельной метаном (СН<sub>4</sub>) и угарным газом (СО), а также закрытие электромагнитного клапана на вводе газопровода при загазованности метаном (10 % НКПР) или угарным газом (100 мг/м<sup>3</sup>), пожаре, отключении электропитания котельной.

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

Для предотвращения загазованности предусмотрена естественная вытяжная вентиляция, обеспечивающая трехкратный воздухообмен в течение часа.

Освещение котельной является естественным, представлено боковым освещением 5 окнами с общей площадью остекления 7,5 м<sup>2</sup>. Значение КЕО=1,5%, освещенность 150 лк, что соответствует [12] для IV в разряда зрительных работ (средней точности).

Оборудование, установленное в котельной, имеет уровень шума 53 дБА. Насосное оборудование установлено на опорных рамах, горелки снабжены антивибрационными насадками. Уровень звука не превышает 80 дБА, что допустимо для персонала при пуско-наладочных и ремонтных работах по [14].

Котлы и вспомогательное оборудование отвечают требованиям стандартов системы безопасности труда, оснащены необходимыми средствами автоматики, отключающими котел при аварийных ситуациях и осуществляющие звуковую и световую сигнализацию при отклонении технологических параметров от нормы. Нагревающиеся в процессе эксплуатации поверхности оборудования и трубопроводов теплоизолированы. Оборудование и трубопроводы газообразного топлива заземлены.

Основные меры, принятые для безопасного обслуживания котельной:

- естественная вентиляция помещения котельной;
- система аварийного предупреждения при загазованности по метану и угарному газу;
- отсечка подачи топлива на вводе в котельную при отключении электроэнергии;
- изоляция горячих поверхностей трубопроводов и газоходов;
- оборудование с пониженными шумовыми характеристиками ( $\leq 80$  дБ);
- автоматизация всех процессов;
- дистанционная сигнализация аварийных ситуаций.

При срабатывании аварийных защит котла и газового оборудования устройством аварийной сигнализации подается звуковой и световой сигнал. Лицо, ответственное за эксплуатацию котельной установки должно разобраться в причинах, вызвавших срабатывания аварийной защиты, и предпринять действия в соответствии с «Инструкцией по эксплуатации».

### 8.3 Пожарная безопасность

Помещение котельной относится к I степени огнестойкости, степень пожарной опасности технологического процесса помещения котельной относится к категории «Г» [11]. Несущие и ограждающие конструкции котельной имеют предел огнестойкости R120, предел распространения пламени по конструкции равен 0.

Пол выполнен из негорючих материалов, с покрытием, исключаящим пылеобразование, не скользящим, с уклоном 0,01-0,02 к прямой. В котельной предусмотрены первичные средства пожаротушения (пожарный щит с двумя порошковыми огнетушителями марки ОП-5).

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

Проектом предусматривается устройство пожарной сигнализации котельной на базе приемно-контрольного охранно-пожарного прибора ППКОП «ВЭРС-ПК4», установленного в котельной.

При срабатывании пожарной сигнализации предусмотрено автоматическое отключение электропитания котельной.

В качестве извещателей пожарной сигнализации предусмотрены автоматические дымовые пожарные датчики типа «ИП 212-ЗСМ», ручные пожарные извещатели типа «ИПР-ЗСУ» и извещатель пламени Пульсар 2-012Н, содержащие встроенную схему самоконтроля в виде светодиодной индикации.

Оповещение о пожаре выполнено по 2-му типу, производится автоматически от реле «звонок» ППКОП «ВЭРС-ПК4» с выводом на звуковой оповещатель «Свирель», световой оповещатель «Молния-12» с трафаретом «Выход», находящийся в режиме постоянного свечения, а также выведен на пульт дежурного. На выходе из здания устанавливаются ручные пожарные извещатели [10].

Для бесперебойного электропитания приборов пожарной сигнализации в аварийном режиме предусматривается работа приборов на резервном питании от встроенного в прибор «ВЭРС-ПК» аккумулятора емкостью 7,0 А/ч, обеспечивающего работу системы пожарной сигнализации и оповещения о пожаре не менее 24-х часов в дежурном режиме и 3-х часов в режиме «Тревога».

Разработан план эвакуации (Рисунок 8.1). Схема эвакуации находится в котельной.

					<i>13.03.01.2019.579.19 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						80
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## План эвакуации

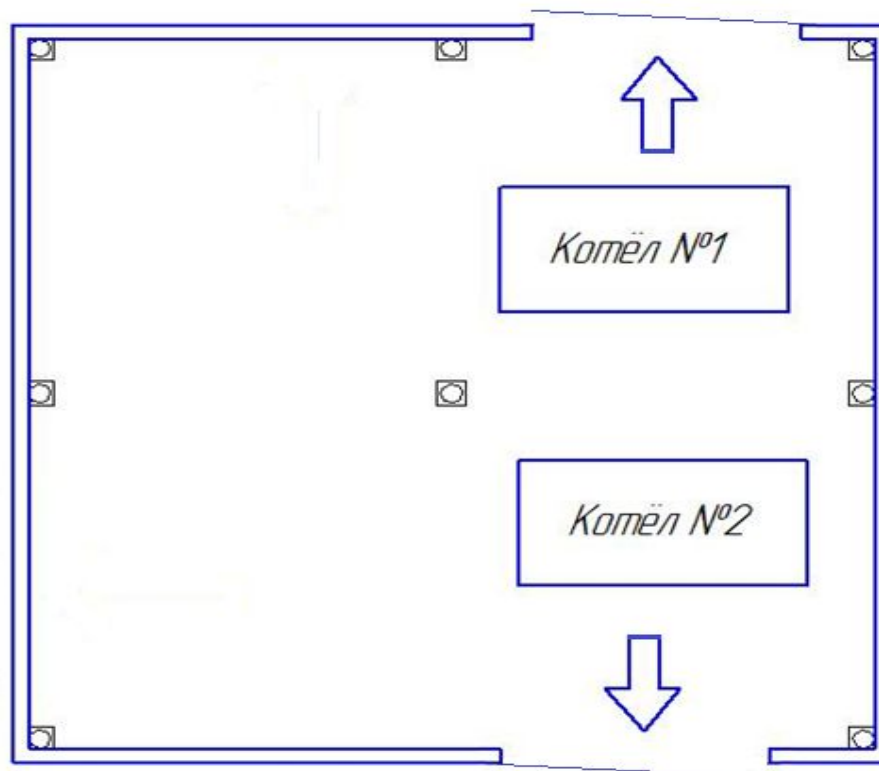


Рисунок 8.1 - План эвакуации

### 8.4 Чрезвычайные ситуации

Возможные последствия, к которым может привести развитие аварийного состояния представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Анализ возможных аварийных ситуаций

Наименование аварийной ситуации	При каких условиях возможна аварийная ситуация	Возможное развитие аварии, последствий в т.ч. за пределами котельной	Способы и средства предотвращения аварий	Меры по локализации аварии
1.Разрыв газопроводов природного газа	Механическое повреждение, электрохимическая коррозия	Выброс газа, возможно возгорание или взрыв	Профилактические мероприятия по контролю за сварными швами газопроводов, выполнение антикоррозийной обработки	Отключить поврежденный участок, открыть свечи на поврежденном участке, продуть







## 9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

С помощью экономических расчетов решается задача по экономической целесообразности выбора того или иного источника пароснабжения для ЗЖБИ г. Магнитогорска. Для выбранного варианта необходимо проработать детальный план мероприятий по реализации проекта.

### 9.1 Технико-экономический расчет

В технико-экономическом расчете сравним два варианта строительства котельной. Первый вариант – установка блочно-модульной котельной с двумя котлами Е-1,0-0,9Г (Россия). Второй вариант – установка блочно-модульной котельной с двумя котлами BOOSTERBOP-1000G (Корея). Состав основного оборудования меняется полностью, а вспомогательное оборудование – частично.

#### 9.1.1 Определение капитальных затрат

Стоимость оборудования и монтажных работ для блочно-модульной котельной с двумя котлами Е-1,0-0,9Г определяется по прейскуранту заводов изготовителей и сведена в таблицу 9.1 [51, 52, 54, 57].

Таблица 9.1 – Стоимость оборудования и материалов котельной с котлами Е-1,0-0,9Г

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена, тыс. руб.	Стоимость, тыс. руб.
Котел Е-1,0-0,9Г	шт.	2	507,7	1015,4
Горелка ГГБ-1 (Э)	шт.	2	184,5	369,0
Циркуляционный насос WiloTOP-S 30/10	шт.	2	24,5	49,0
Установка умягчения воды Аквафлоу SF 75/2-91	шт.	1	112,2	112,2
Установка умягчения воды Аквафлоу SF 55/2-91	шт.	1	98,4	98,4
Бак питательной воды 1,1 м <sup>3</sup>	шт.	1	15,3	15,3
Счетчик холодной воды ВСХ-25	шт.	1	6,4	6,4
Дымовая труба Ду300 мм Н=20 м	шт.	1	340,0	340,0
Газораспределительная установка ГРУ-03М-1У1	шт.	1	27,0	27,0
Узел учета электроэнергии Меркурий 230-ART-0,1	шт.	1	4,2	4,2
Прибор ППКОП ВЭРС-ПК4	шт.	1	3,5	3,5

Продолжение таблицы 9.1

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена, тыс. руб.	Стоимость, тыс. руб.
Блок сигнализатора загазованности Аналитприбор СТГ-3	шт.	2	27,4	54,8
Трубопроводная арматура (трубы, отводы, переходы, фланцы, тройники и т.д.)	комп.	1	200,0	200,0
Приборы КИП (манометры, термометры, тягонапоромеры, реле уровня и т.д.)	комп.	1	50,0	50,0
Запорно-регулирующая Арматура (задвижки, предохранительные клапаны, затворы, обратные клапаны и т.д.)	комп.	1	200,0	200,0
Кабельно-проводниковая Продукция (кабели, провода, клеммы, автоматы, щиты, пускатели, реле и д.р.)	комп.	1	400,0	400,0
Элементы крепления и монтажа (хомуты, опоры, лотки, кронштейны, болты, прокладки и т.д.)	комп.	1	100,0	100,0
Здание котельной	шт.	1	1200,0	1200,0
			ИТОГО:	4245,2

Стоимость оборудования и монтажных работ для блочно-модульной котельной с двумя котлами BOOSTERBOP-1000G определяется по прейскуранту заводов-изготовителей и сведена в таблицу 9.2 [50, 51, 52, 54].

Таблица 9.2 – Стоимость оборудования и материалов котельной с котлами BOOSTERBOP-1000G

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена, тыс. руб.	Стоимость, тыс. руб.
Котел BOOSTERBOP-1000G	шт.	2	976,5	1953,0
Горелка Riello 460-S80	шт.	2	415,7	831,4

Циркуляционный насос WiloTOP-S 30/10	шт.	2	24,5	49,0
---	-----	---	------	------

Продолжение таблицы 9.2

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена, тыс. руб.	Стоимость, тыс. руб.
Установка умягчения воды Аквафлоу SF 75/2-91	шт.	1	112,2	112,2
Установка умягчения воды Аквафлоу SF 55/2-91	шт.	1	98,4	98,4
Бак питательной воды 1,1 м <sup>3</sup>	шт.	1	15,3	15,3
Счетчик холодной воды ВСХ-25	шт.	1	6,4	6,4
Дымовая труба Ду300 мм Н=20 м	шт.	1	340,0	340,0
Газораспределительная установка ГРУ-03М-1У1	шт.	1	27,0	27,0
Узел учета электроэнергии Меркурий 230-АТ-0,1	шт.	1	4,2	4,2
Прибор ППКОП ВЭРС-ПК4	шт.	1	3,5	3,5
Блок сигнализатора загазованности Аналитприбор СТГ-3	шт.	2	27,4	54,8
Трубопроводная арматура (трубы, отводы, переходы, фланцы, тройники и т.д.)	комп.	1	200,0	200,0
Приборы КИП (манометры, термометры, тягонапоромеры, реле уровня и т.д.)	комп.	1	50,0	50,0
Запорно-регулирующая Арматура (задвижки, предохранительные клапаны, затворы, обратные клапаны и т.д.)	комп.	1	200,0	200,0
Кабельно-проводниковая Продукция (кабели, провода, клеммы, автоматы, щиты, пускатели, реле и т. д.)	комп.	1	400,0	400,0
Элементы крепления и монтажа (хомуты, опоры, лотки, кронштейны, болты, прокладки и т.д.)	комп.	1	100,0	100,0
Здание котельной	шт.	1	1200,0	1200,0
ИТОГО:				5645,2

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

Далее помимо общей стоимости оборудования и материалов существуют дополнительные затраты, входящие в состав капитальных. Расчет ведется по следующим формулам:

1. Расходы на проектирование (9.1):

$$K_{np} = C_{np} \cdot Q \quad (9.1)$$

где  $C_{np}$  – тариф на проектирование 1 т/ч мощности паровой котельной, тыс. руб./т/ч (по данным ООО «Промкотлоснаб» (г. Магнитогорск) [54]);

$Q$  – паропроизводительность котельной, т/ч.

2. Транспортные расходы на доставку и складирование оборудования (9.2):

$$K_{\partial} = 0,05 \cdot K_{об} \quad (9.2)$$

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

0,05 – расходы на грузовые перевозки 5 % (по данным ООО ТК «ПЭК» [55]).

3. Расходы на строительство здания (9.3):

$$K_{стр} = C_{стр} \cdot V_{зд} \quad (9.3)$$

где  $C_{стр}$  – тариф на строительство 1 м<sup>3</sup> производственного металлокаркасного здания, тыс. руб./ м<sup>3</sup> (по данным ООО «Промкотлоснаб»(г. Магнитогорск) [54]);

$V_{зд}$  – объем здания котельной, м<sup>3</sup>.

4. Расходы на монтаж оборудования (9.4):

$$K_{м} = C_{м} \cdot Q \quad (9.4)$$

где  $C_{м}$  – тариф на монтаж оборудования 1 т/ч мощности паровой котельной, тыс. руб./МВт (по данным ООО «Промкотлоснаб» (г. Магнитогорск) [54]);

$Q$  – паропроизводительность котельной, т/ч.

5. Расходы на пусконаладочные работы котельной (9.5):

$$K_{npр} = C_{npр} \cdot Q \quad (9.5)$$

где  $C_{npр}$  – тариф на пусконаладочные работы 1 т/ч мощности паровой котельной, тыс. руб./МВт (по данным ООО «Промкотлоснаб» (г. Магнитогорск) [54]);

$Q$  – паропроизводительность котельной, т/ч.

Общие капитальные вложения в строительство котельной (9.6):

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

$$K = K_{об} + K_{пр} + K_{д} + K_{стр} + K_{м} + K_{нпр} \quad (9.6)$$

Расчет капитальных затрат для обоих вариантов сведен в таблицу 9.3.  
Таблица 9.3 – Расчет капитальных затрат

Наименование статьи затрат	Обозначение / расчетная формула	Блочно-модульная котельная с двумя котлами Е-1,0-0,9Г	Блочно-модульная котельная с двумя котлами BOOSTERBOP-1000G
Оборудование и материалы	$K_{об}$	4245,2	5645,2
Расходы на проектирование	$K_{пр}/ (9.1)$	$K_{пр} = 150,0 \cdot 2,0$ = 300,0 тыс.руб.	$K_{пр} = 150,0 \cdot 2,0$ = 300,0 тыс.руб.
Транспортные расходы на доставку и складирование оборудования	$K_{д}/ (9.2)$	$K_{д} = 0,05 \cdot 4245,2$ = 212,3 тыс.руб.	$K_{д} = 0,05 \cdot 5645,2$ = 282,3 тыс.руб.
Расходы на строительство здания	$K_{зд}/ (9.3)$	$K_{стр} = 1,2 \cdot 3250 =$ 3900,0 тыс.руб.	$K_{стр} = 1,2 \cdot 3250 =$ 3900,0 тыс.руб.
Расходы на монтаж оборудования	$K_{м}/ (9.4)$	$K_{м} = 300,00 \cdot 2,0$ = 600,0 тыс.руб.	$K_{м} = 300,00 \cdot 2,0$ = 600,0 тыс.руб.
Расходы на пусконаладочные работы котельной	$K_{нпр}/ (9.5)$	$K_{м} = 125,00 \cdot 2,0$ = 250,0 тыс.руб.	$K_{м} = 125,00 \cdot 2,0$ = 250,0 тыс.руб.
Общие капитальные вложения	$K_{о}/ (9.6)$	$K_1 = 4245,2 + 300,0$ $+ 212,3 + 3900,0 +$ $600,0 + 250,0$ = 9507,5 тыс.руб.	$K_2 = 5645,2 + 300,0$ $+ 282,3 + 3900,0 +$ $600,0 + 250,0$ = 10977,5 тыс.руб.

### 9.1.2 Определение текущих затрат

Годовые затраты на природный газ (9.7):

$$I_T = C_T \cdot B_{год} \quad (9.7)$$

где  $C_T$  – тариф на природный газ, руб./м<sup>3</sup> ( $C_T = 2975,0$  руб./1000 м<sup>3</sup> – по данным ПАО «Новатек» [56]);

$B_{год}$  – годовой расход газа, тыс.м<sup>3</sup>/год.

Годовые затраты на воду (9.8):

$$I_w = C_w \cdot G_{год} \quad (9.8)$$

где  $C_w$  – тариф на воду, руб./м<sup>3</sup> ( $C_w = 55,0$  руб./1000 м<sup>3</sup> – по данным МП трест «Водоканал» [49]);

$G_{год}$  – годовой расход воды, тыс.м<sup>3</sup>/год.

Годовые затраты на электроэнергию (9.9):

$$I_e = C_e \cdot W_{год} \quad (9.9)$$

где  $C_e$  – тариф на электроэнергию, руб./кВт·ч ( $C_e = 9,2$  руб./кВт·ч – по данным ООО «МЭК» [53]);

$W_{год}$  – годовой расход электроэнергии, кВт·ч /год.

Годовой фонд основной и дополнительной зарплаты всех категорий персонала составит 2785 тыс. руб./год (по данным бухгалтерии ЗЖБИ-1).

Отчисления на социальные нужды (9.10):

$$I_{соц} = H_c \cdot \text{годовой фонд} \quad (9.10)$$

где  $H_c$  – процент отчислений на социальные нужды, % (34%).

Содержание и эксплуатация энергооборудования, включая содержание оборудования и его текущий ремонт (9.11):

$$I_{эк} = 0,01 \cdot K_{об} + 0,1 \cdot K_{об} \quad (9.11)$$

где 0,01 – процент расходов на содержание и эксплуатацию энергооборудования;

0,1 – процент расходов на амортизацию энергооборудования;

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

Цеховые расходы, включая зарплату персонала управления цеха, содержание и текущий ремонт цеховых зданий и сооружений (9.12):

$$I_p = 0,0025 \cdot K_{об} \quad (9.12)$$

где 0,0025 – процент расходов на цеховые расходы;

Прочие производственные расходы (9.13):

$$I_{пр} = 0,1 \cdot \Sigma I_3 \quad (9.13)$$

где 0,1 – процент расходов на прочие производственные расходы;

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89



$\Sigma I_3$  – сумма зарплат персонала, тыс.руб./год.

Сумма всех затрат (9.14):

$$I_{\Sigma} = \Sigma I_i = I_m + I_e + I_3 + I_3 + I_{соц} + I_3 + I_p + I_{пр} \quad (9.14)$$

где  $\Sigma I_i$  – сумма всех затрат, тыс.руб./год;

Расчет текущих затрат для обоих вариантов сведен в таблицу 9.4.

Таблица 9.4 – Расчет текущих затрат

Наименование статьи затрат	Обозначение / расчетная формула	Блочно-модульная котельная с двумя котлами Е-1,0-0,9Г	Блочно-модульная котельная с двумя котлами BOOSTERBOP-1000G
Расходы на топливо	$I_m/$ (9.7)	$I_T = 2975,0 \cdot 731,5$ = 2176,2 тыс.руб./год	$I_T = 2975,0 \cdot 816,2$ = 2428,2 тыс.руб./год
Расходы на воды	$I_e/$ (9.8)	$I_e = 55,0 \cdot 10,5$ = 577,5 тыс.руб./год	$I_e = 55,0 \cdot 10,5$ = 577,5 тыс.руб./год
Расходы на электроэнергию	$I_3/$ (9.9)	$I_e = 9,2 \cdot 321500$ = 2957,8 тыс.руб./год	$I_e = 9,2 \cdot 352460$ = 3242,6 тыс.руб./год
Заработная плата	Годовой фонд	2785,0	2785,0
Социальные отчисления	$I_{соц}/$ (9.10)	$I_{соц} = 0,34 \cdot 2785,0$ = 946,9 тыс.руб./год	$I_{соц} = 0,34 \cdot 2785,0$ = 946,9 тыс.руб./год
Содержание и эксплуатация оборудования	$I_{эк}/$ (9.11)	$I_3 = 0,01 \cdot 4245,2 +$ $0,1 \cdot 4245,2$ = 466,9 тыс.руб./год	$I_3 = 0,01 \cdot 5645,2 +$ $0,1 \cdot 5645,2$ = 620,9 тыс.руб./год
Цеховые расходы	$I_p/$ (9.12)	$I_p = 0,0025 \cdot 4245,2$ = 10,6 тыс.руб./год	$I_p = 0,0025 \cdot 5675,2$ = 14,1 тыс.руб./год
Прочие расходы	$I_{пр}/$ (9.13)	$I_{пр} = 0,1 \cdot 2785,0$ = 278,5 тыс.руб./год	$I_{пр} = 0,1 \cdot 2785,0$ = 278,5 тыс.руб./год

Общие текущие затраты	<i>I<sub>ol</sub></i> (9.14)	$I_1 = 2176,2 + 577,5$ $+ 2957,8 + 2785,0$ $+ 946,9 + 466,9$ $+ 10,6 + 278,5$ $= 10199,4 \text{ тыс.руб./год}$	$I_2 = 2428,2 + 577,5$ $+ 3242,6 + 2785,0$ $+ 946,9 + 620,9$ $+ 14,1 + 278,5$ $= 10893,7 \text{ тыс.руб./год}$
--------------------------	------------------------------	--	--

### 9.1.3 Расчет приведенных затрат

Приведенные затрат рассчитываем по выражению (9.15):

$$Z_i = E_n K_i + I_i \rightarrow \min \quad (9.15)$$

где  $Z_i$  – приведенные затраты, тыс.руб./год;

$K_i$  – единовременные (капитальные) затраты, тыс.руб.;

$E_n$  – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, 1/год;

$I_i$  – годовые (текущие) затраты, тыс.руб./год.

Расчет приведенных затрат для обоих вариантов сведен в таблицу 9.5.

Таблица 9.5 – Расчет приведенных затрат

Наименование статьи затрат	Обозначение	Блочно-модульная котельная с двумя котлами Е-1,0-0,9Г	Блочно-модульная котельная с двумя котлами BOOSTERBOP-1000G
Капитальные затраты	<i>K</i>	$K_1 = 9507,5$ тыс.руб.	$K_2 = 10977,5$ тыс.руб.
Текущие затраты	<i>I</i>	$I_1 = 10199,4$ тыс.руб./год	$I_2 = 10893,7$ тыс.руб./год

$$K_1 < K_2$$

$$I_1 < I_2$$

На основе сравнения приведенных затрат получили, что экономически выгоднее вариант установки блочно-модульной котельной с котлами Е-1,0-0,9Г. Экономия денежных средства достигается на стоимости оборудования и, соответственно, его обслуживании, а также на расходах энергоресурсов.

### 9.2 SWOT-анализ для реализации проекта

SWOT-анализ – это определение сильных и слабых сторон предприятия (проекта), а также возможностей и угроз, исходящих из его ближайшего окружения (внешней среды):

1. Сильные стороны (Strengths) – преимущества проекта;
2. Слабые стороны (Weaknesses) – недостатки проекта;
3. Возможности (Opportunities) – факторы внешней среды, использование которых создаст преимущества предприятия на рынке;
4. Угрозы (Threats) – факторы, которые могут потенциально ухудшить положение предприятия на рынке.

SWOT-анализ варианта – установка блочно-модульной котельной с котлами Е-1,0-0,9Г представлена в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Установка блочно-модульной котельной с котлами Е-1,0-0,9Г

Strengths:	Weaknesses:
1) Отечественное оборудование проверенное временем; 2) Отсутствие затрат на переобучение персонала; 3) Меньший расход энергоресурсов;	1) Меньшая производительность котла; 2) Большая металлоемкость и габариты котла;
Opportunities:	Threats:
1) Устойчивый спрос на потребляемую тепловую энергию;	1) Увеличение цен на природный газ;

SWOT-анализ варианта – установка блочно-модульной котельной с котлами BOOSTERBOP-1000G представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Установка блочно-модульной котельной с котлами BOOSTERBOP-1000G

Strengths:	Weaknesses:
1) Меньшая металлоемкость и габариты оборудования;	1) Высокие требования к питательной воде; 2) Затраты на переоборудование и цеха КИПиА; 3) Большой расход энергоресурсов;
Opportunities:	Threats:
1) Устойчивый спрос на потребляемую тепловую энергию;	1) Отсутствие сервисной организации для ремонта оборудования в регионе; 2) Увеличение цен на природный газ;

Установка блочно-модульной котельной с котлами Е-1,0-0,9Г является более целесообразнее, чем установка блочно-модульной котельной с котлами BOOSTERBOP-1000G, так как преобладают сильные стороны проекта, а с помощью возможностей минимизируются угрозы.

### 9.3 Планирование целей предприятия и проекта

Дерево целей проекта представляет структурную модель, показывающую соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления.

На рисунке 9.1 изображено дерево целей проекта строительства котельной.

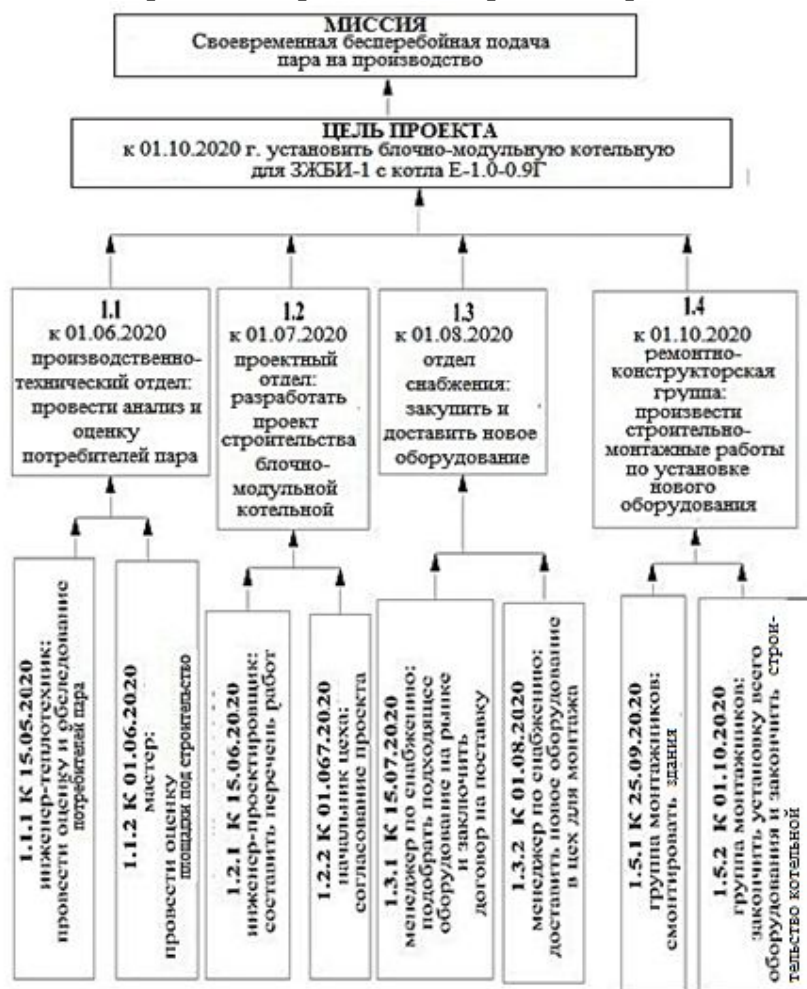


Рисунок 9.1 – Дерево целей проекта

#### 9.4 Модель поля сил реализации проекта

Анализ поля сил рассматривается для реализации проекта как процесс, находящийся при определенном балансе или равновесии между движущими и сдерживающими силами изменения.

Одной из главных целей проекта является повышение паропроизводительности котельной для технологических нужд, поэтому данную силу отнесем к самой сильной движущей силе.

Менее сильной будет являться – возможность размещения котельной на территории предприятия, так как предприятие не располагает большим количеством свободной территории, то данный аспект очень важен. Еще более слабая сила является возможность вложения затрат на строительство; данная сила не является основополагающей, так как целью проекта является не вложение

финансовых средств, а получение технических и технологических преимуществ производства. Также, финансирование частично запланировано из государственного бюджета, что не сильно скажется на финансовом положении предприятия.

К самой слабой движущей силе отнесем возможность регулирование параметров пара, что существенно сказывается на производимой продукции (железобетонных изделиях); в случае приобретения пара у стороннего производителя, регулирование параметров пара становится практически невозможным.

Но с движущими силами появляются и сдерживающие, которые останавливают или замедляют процесс внедрения и эксплуатации собственного источника пара.

К самой сильной стороне сдерживающих сил относится увеличение текущих затрат, так возрастает необходимость привлечения дополнительных сотрудников.

Так как выбран российский котел, то габариты котельной в целом будут занимать значительную площадь, которую ранее планировалось отдать под производственный цех. Это сдерживающая сила со средней значимостью.

Также к слабой сдерживающей силе отнесем сбой поставки оборудования. Смещение сроков реализации проекта накладывает свой отпечаток на текущие расходы на приобретение пара в настоящее время. Но данную сдерживающую силу можно минимизировать, возложив на поставщиков оборудования издержки.

Существует группа факторов в настоящем поле сил, которые определяют и объясняют поведение в настоящий момент. Нет какой-то особенной специфической связи с событием прошлого, которое во многих других системах расценивается как предопределяющее события настоящего.

Таким образом, до начала изменений поле сил изменений системы находится в равновесии, благоприятствующих изменениям и противостоящих им.

Мощность действия той или иной силы характеризуется влиянием на процесс реализации проекта и на схеме обозначается высотой стрелки стрелок (рисунок 9.2).

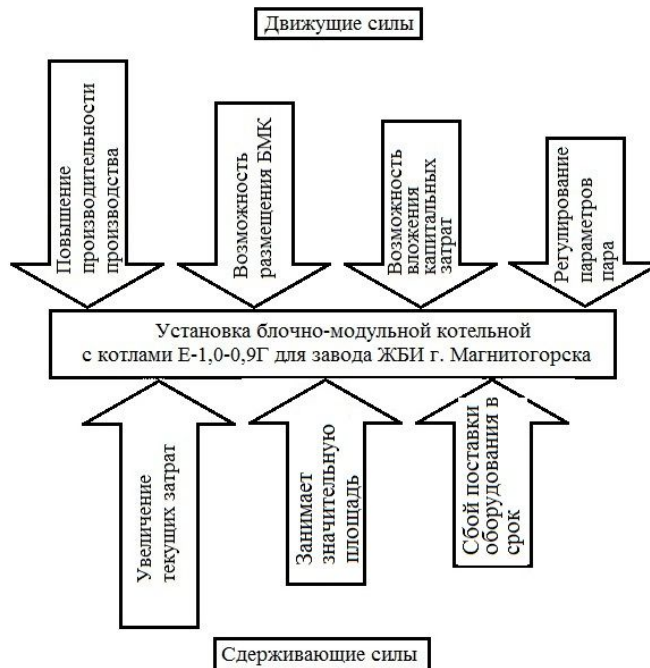


Рисунок 9.2 – Модель поля сил реализации проекта

Движущие силы преобладают над сдерживающими, следовательно, проект нужно внедрять, несмотря на все опасения. При эффективном маркетинговом исследовании риск можно свести к минимуму и повысить рентабельность нововведения.

### 9.5 Планирование мероприятий по реализации проекта

График отражает примерное распределение процессов во времени и их логическую последовательность. График отображен в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – График Ганта

Этап реализации проекта	Исполнитель	Продолжительность этапов с 01.05.2020 по 01.10.2020				
		Май 2020	Июнь 2020	Июль 2020	Август 2020	Сентябрь 2020
Оценка и обследование потребителей пара	Инженер-теплотехник					
Оценка площадки для строительства	Мастер					

Составление перечня работ	Инженер-проектировщик					
Согласование проекта	Начальник котельной					
Подбор оборудования и его доставка	Менеджер по снабжению					
Монтаж здания	Группа монтажников					
Установка всего оборудования	Группа монтажников					



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассчитан проект разработка источника пароснабжения для технологических нужд завода железобетонных изделий города Магнитогорска. По результатам изучения специфики технологического производства, подобраны паровые котлоагрегаты Е-1.0-0.9Г в количестве 2 шт. общей паропроизводительностью 2 т/ч, с расчетом необходимого расхода пара на каждую стадию технологического процесса, проведен сравнительный анализ отечественного и зарубежного оборудования, выполнены расчёты топок, газоходов, и вспомогательного оборудования.

При решении вопросов повышения безопасности эксплуатации, применены схемы автоматического регулирования и мониторинга работы с диспетчерского пульта. Современная автоматика повысила надежность работы оборудования и облегчила условия труда обслуживающего персонала. Использование современных изоляционных материалов, повышение КПД котла, применение частотных преобразователей, способствовали повышению энергоэффективности.

В разделе экологии определен выброс загрязняющих веществ и установлен главный положительный эффект от применения котлов данного типа, с низким выбросом оксида азота, выполнен расчет дымовой трубы.

Рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, предусмотрены меры для обеспечения безопасной эксплуатации.

Особое внимание уделено вопросу пожаровзрывобезопасности, автоматика защит и блокировок контролирует и надежно защищает в случае нештатной ситуации.

В данной квалификационной работе произведен расчет технико - экономических показателей, рассчитаны капитальные и текущие затраты. Общие затраты на строительство составили 4245,2 тыс.руб, а на обслуживание – 10199,4 тыс.руб./год.

Комплекс мероприятий при решении задач на переход от централизованного пароснабжения на автономное децентрализованное с применением парового котла

позволит не только повысить надежность и качество пароснабжения, которое необходимо для технологического процесса позволяющее изменить качество самого бетона, но и значительно снизить затраты на степень зависимости от поставщиков энергоресурсов по сравнению с вариантом применения закупки тепловой энергии у сторонних производителей.

									Лист
									98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.579.19 ПЗ				

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Приказ Ростехнадзора от 25.03.2014 №116 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти, № 38 от 21 сентября 2015 г.;

2 Приказ Минтруда РФ от 17.08.2015 №551н Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок. Опубликовано 07.10.2015 на pravo.gov.ru;

3 Приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24 июля 2013 г. N 328н «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»;

4 Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации;

5 Федеральный закон РФ от 21 июля 2011 г. № 256-ФЗ О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса;

6 Федеральный закон РФ от 18 июля 2011 г. №223-ФЗ О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц;

7 Приказ Минтруда РФ от 17.08.2015 №551н Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок;

8 ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. М.: Издательство стандартов, 2015. – 44 с.;

9 ГОСТ31532-2012. Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения. М.: Госстандарт России, 2012. – 64 с.;

10 СП 4.13130.2013. Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 186 с.;

11 НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – СПб.: ДЕАН, 2011. – 48 с.;

12 СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. – М.: Минрегион России, 2010. – 69 с.;

13 СП 23-101-2004. Проектирование тепловой защиты зданий. М.: Минрегион России, 2012. – 113 с.;

14 СП 89.13330.2012. Котельные установки. Актуализированная редакция. М.: Минрегион России, 2012. – 38 с.;

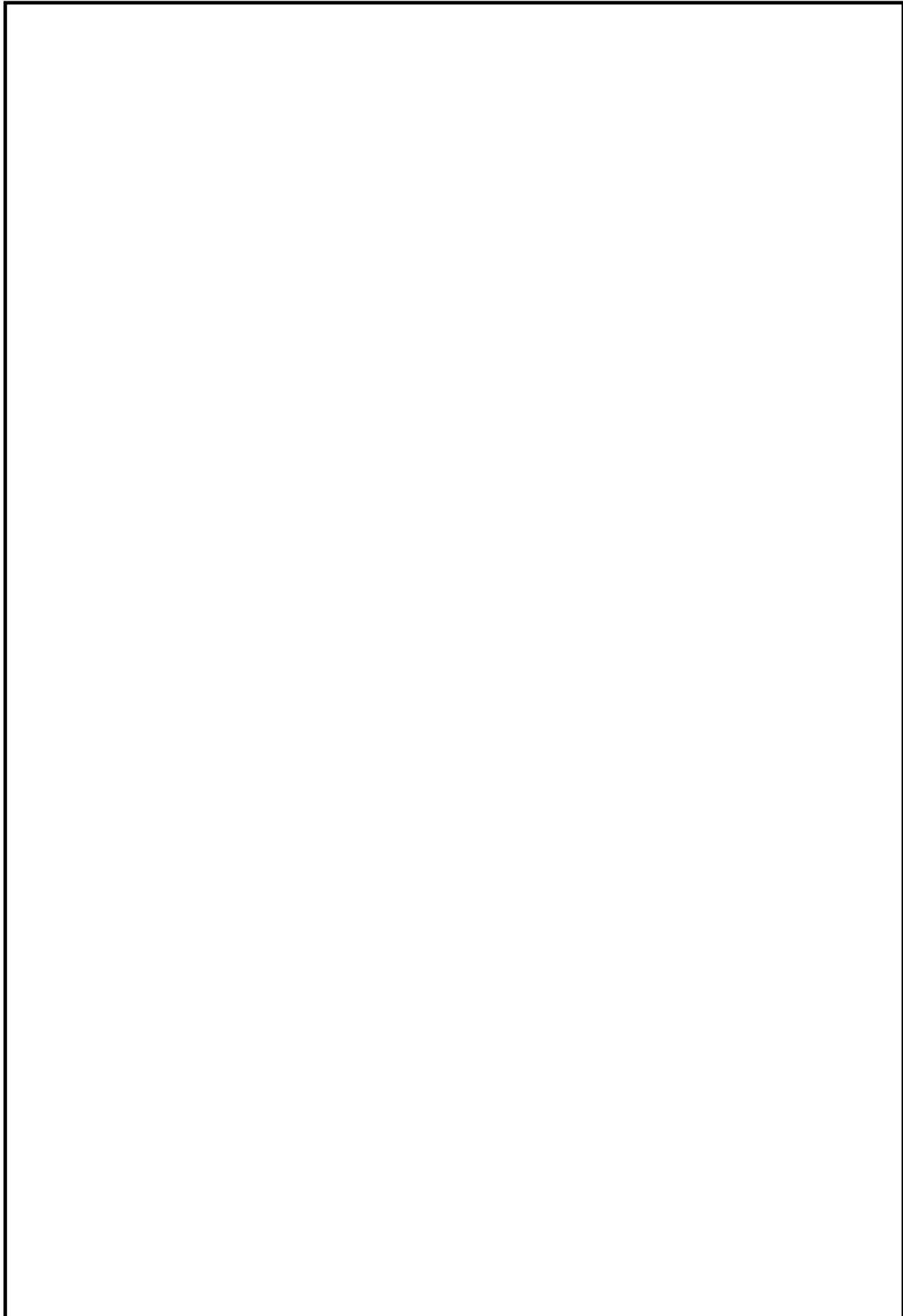
15 СП 131.13330.2012. Строительная климатология. – М.: Минрегион России, 2012. – 115 с.;

16 СП 41-104-2000. Проектирование автономных источников теплоснабжения. – М.: ГУП ЦПП, 2001. – 17 с.;

					13.03.01.2019.579.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99







					<i>13.03.01.2019.579.19 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		4