

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Электронного обучения
Специальность: Промышленная теплоэнергетика
Кафедра: Теоретической и промышленной теплотехники

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

| Тема работы |
|--|
| ТЕПЛО- И ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ БАЗЫ ТРАМВАЙНОГО ДЕПО Г. ТОМСКА |

УДК [697.34+696.2]:621.331(571.16)

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------------|-----------------------------------|---------|------|
| 3-6502 | Федотов Евгений Дмитриевич | | |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|----------------------------------|--------------------|---------------------------|---------|------|
| ст. преподаватель кафедры ТПТ | Л.И. Молодежникова | - | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «**Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------------------------|--------------|---------------------------|---------|------|
| доцент кафедры менеджмента | А.А. Фигурко | к.э.н., доцент | | |

По разделу «**Социальная ответственность**»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--|------------|---------------------------|---------|------|
| доцент кафедры экологии и безопасно- сти жизнедеятельности | А.А. Сечин | к.т.н., доцент | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Зав. кафедрой | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---------------|---------------------------|---------|------|
| теоретической и про- мышленной теплотех- ники | Г.В. Кузнецов | д.ф.-м.н., профессор | | |

Томск – 2016 г.

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

Институт: Электронного обучения
Специальность: Промышленная теплоэнергетика
Кафедра: Теоретической и промышленной теплотехники

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ТПТ
_____ Кузнецов Г.В.
(Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

Студенту:

| Группа | ФИО |
|---------------|-----------------------------------|
| 3-6502 | Федотов Евгений Дмитриевич |

Тема работы:

Тепло- и газоснабжение производственной базы трамвайного депо г. Томска

Утверждена приказом директора (дата, номер)

№

Срок сдачи студентом выполненной работы:

17.06.2016 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

- 1. Комплекс зданий производственной базы, технические паспорта**
- 2. Район расчета тепловых нагрузок г. Томск, на основании СП 131.13330.2012**
- 3. Генеральный план территории предприятия**

| | |
|--|---|
| <p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p> | <ol style="list-style-type: none"> 1. Тепловые нагрузки зданий депо 2. Расчет тепловых сетей 3. Проектирование котельной 4. Расчет газоснабжения 5. Водоподготовка |
|--|---|

| | |
|--|--|
| <p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p> | <ol style="list-style-type: none"> 1. Генеральный план с тепловыми сетями 2. Тепловая схема котельной 3. Водоподготовка 4. Газоснабжение 5. Автоматика 6. Котельное оборудование 7. Экономика |
|--|--|

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

| Раздел | Консультант |
|--|---|
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Фигурко А.А., доцент каф. менеджмента, к.э.н. |
| Социальная ответственность | Сечин А.А., к.т.н., доцент |

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Заключение

| | |
|--|---------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 18.03.2016 г. |
|--|---------------|

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------------|------------------------|---------|------|
| ст.преп. | Молодежникова Л.И. | | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------|
| 3-6502 | Федотов Евгений Дмитриевич | | |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

| | |
|---------------|----------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-6502 | Федотов Евгений Дмитриевич |

| | | | |
|---------------------|------------------------------|----------------|------------------------------|
| Институт | Электронного обучения | Кафедра | ТПТ |
| Уровень образования | специалист | Специальность | промышленная теплоэнергетика |

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

| | |
|--|---|
| 1. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i> | <i>Затраты на строительство и пусковые мероприятия газовой котельной, сравнение затрат на энергоресурсы, затраты на кап. ремонт и амортизационные отчисления, годовой фонд заработной платы</i> |
| 2. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i> | <i>НДС –налог на добавленную стоимость энергоресурсов и теплотехнического оборудования</i> |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|---|
| 1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i> | <i>Расчет капитальных затрат на возведение газовой котельной и стоимость газопровода, проводимого к ней. Сравнение эксплуатационных затрат при центральном теплоснабжении и автономном теплоснабжении</i> |
| 2. <i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i> | <i>Расчет срока окупаемости газовой котельной, определение денежной экономии(снижения эксплуатационных расходов) в случае ее возведения.</i> |

Перечень графического материала:

| |
|---|
| 1. <i>Сравнительный результат рассмотренных вариантов в натуральных показателях</i> |
| 2. <i>Сравнительные результаты в денежном выражении</i> |
| <i>Срок окупаемости</i> |

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

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|-----------|--------------|------------------------|---------|------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| доцент | Фигурко А.А. | к.э.н., доцент | | |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|--------|----------------------------|---------|------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 3-6502 | Федотов Евгений Дмитриевич | | |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | |
|---------------|----------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-6502 | Федотов Евгений Дмитриевич |

| | | | |
|----------------------------|------------------------------|----------------------|------------------------------|
| Институт | Электронного обучения | Кафедра | ТПТ |
| Уровень образования | специалист | Специальность | промышленная теплоэнергетика |

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

| | |
|---|---|
| <p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шум, вибрация, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) | <p>Проект тепло- и газоснабжения производственной базы трамвайного депо</p> <p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) метеоусловия 2) вибрации и шумы от двигателей электротранспорта 3) электромагнитное поле <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) поражение электрическим током 2) повреждения от механизмов 3) пожароопасные смеси 4) возможные термические ожоги от элементов системы отопления |
| <p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p> | <p>Правила экспл. тепл. энергоустановок, ПУЭ, правила по охране труда при эксплуатации энергоустановок, ГОСТ 12.1.003-2014, ГОСТ 12.4.012-8, СанПиН 2.2.4.548-96</p> |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|---|
| <p>1) Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, ее связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ) – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) | <ol style="list-style-type: none"> 1) Воздействие шумов и вибраций на организм человека, появление профессиональных болезней вследствие длительного воздействия 2) Ухудшение самочувствия человека при воздействии вредных газов и испарений 3) Необходимость отключения напряжения контактной сети в цехе во избежание пагубного воздействия электромагнитных полей на персонал 4) Необходимые средства защиты (электробезопасность) |
| <p>2) Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты) – термические опасности (источники, средства защиты) – электробезопасность (в т. ч. статическое электричество, молниезащита-источники, средства защиты) – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) | <ol style="list-style-type: none"> 1) Механические повреждения возможны при срыве подъемных механизмов, падении в канаву осмотра, столкновении подвижного состава. Персоналу необходимо быть в рабочей робе и носить каску, а также предупреждать окружающих о производимых в данный момент работах 2) Термические ожоги возможны при порыве теплопроводов. Необходимо соблюдать температурный режим и оборудовать теплопроводы изоляцией достаточной толщины. 3) Поражение электрическим током возможно при соприкосновении с токоведущими частями и при повреждении изоляции проводов. При работах с элек- |

| | |
|--|---|
| | <p>трооборудованием необходимо иметь средства электрозащиты, по возможности отключать оборудование перед проведением ремонтных работ.</p> <p>4) Пожаровзрывобезопасность достигается за счет контроля проведения опасных работ, своевременного осмотра состояния газового оборудования, контроля утечек газа и нарушения сварных швов. Необходим также регулярный осмотр проводки в помещениях. Каждое помещение оборудуется щитами и средствами пожаротушения.</p> |
| <p>3) Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте – выбор наиболее типичной ЧС – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС – разработка плана действий в результате возникновения ЧС и меры по ликвидации ее последствий | <p>1) Указание потенциальной возможности взрыва на газоопасном объекте</p> <p>2) Выход из строя водогрейного котла</p> <p>3) Пожароопасность объекта и способы ликвидации пожара</p> <p>4) Тренировка персонала организации по ликвидации аварий и пожаров с целью выработки необходимых навыков</p> <p>5) Выбор оборудования с повышенным коэффициентом прочности</p> <p>6) Персонал при возникновении пожара или аварии обязан сообщить о случившемся непосредственному руководителю, либо вышестоящему руководителю в случае его отсутствия и приступить по возможности к ликвидации. Дальнейшие действия в рамках разработанных на предприятии инструкций по пожарной безопасности.</p> |
| Перечень графического материала: | |
| <p>1) Схема взрыва на газопроводе по детонационному признаку</p> <p>2) Опасные и вредные производственные факторы</p> | |

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

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|------------|------------------------|---------|------|
| доцент | Сечин А.А. | к.т.н., доцент | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------|
| 3-6502 | Федотов Евгений Дмитриевич | | |

АННОТАЦИЯ

Дипломная проект 130 с., 1 рисунок, 30 таблиц, 4 приложения, 7 л. графического материала.

РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК, РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ВОДОПОДГОТОВКА, ГАЗОСНАБЖЕНИЕ, ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ, КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА НА ПРЕДПРИЯТИИ, СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Цель работы – проект источника и системы теплоснабжения промплощадки ТГУМП «Трамвайно-троллейбусное управление», проведение расчетов, сравнение вариантов теплоснабжения предприятия.

В результате была рассчитана тепловая схема котельной, разработана и рассчитана схема теплоснабжения промплощадки.

Проработаны схемы водоподготовки, газоснабжения и автоматики.

В разделе промышленная и экологическая безопасность просчитаны выбросы вредных веществ из дымовой трубы котельной, рассмотрены пожарная безопасность и охрана труда, рассмотрена чрезвычайная ситуация порыва газопровода, обсуждаются способы ликвидации аварий и пожаров на предприятии.

Для проверки эффективности и рациональности капиталовложений проведен расчет технико-экономических показателей реконструкции теплоснабжения, а также просчитан срок окупаемости проекта в случае возведения и начала эксплуатации газовой котельной.

Дипломный проект выполнен в текстовом редакторе Microsoft Word шрифтом Times New Roman №14.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|------------|
| Введение..... | 9 |
| 1. Объект и методы исследования..... | 10 |
| 2. Расчет тепловых нагрузок зданий производственной базы трамвайного депо..... | 11 |
| 3. Расчет тепловых сетей..... | 28 |
| 4. Расчет тепловой схемы котельной и выбор оборудования..... | 37 |
| 5. Водоподготовка..... | 45 |
| 6. Газоснабжение..... | 59 |
| 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..... | 68 |
| 8. Контрольно – измерительные приборы и автоматика на предприятии..... | 76 |
| 9. Социальная ответственность..... | 87 |
| 10. Заключение..... | 121 |
| Список использованной литературы..... | 125 |
| Приложения..... | 126 |

ВВЕДЕНИЕ

Томское городское унитарное муниципальное предприятие «Трамвайно-троллейбусное управление» осуществляет перевозку жителей города по определенным маршрутам и с определенной периодичностью.

Ввиду специфики деятельности, предприятие считается важным с социальной точки зрения, так как в случае нарушения по каким-либо причинам режима движения муниципального транспорта, множество людей не попадут в пункт своего назначения и тем самым в худшем случае произойдет частичная парализация деятельности города.

Вместе с тем, качественная работа транспорта напрямую зависит от качества его обслуживания, которое производится в ремонтных цехах трамвайного депо. Следовательно, людям необходимо создать комфортные условия для работы, которые обусловлены по большей части микроклиматом в цехе.

Микроклимат на должном уровне поддерживается благодаря системе отопления и какие-либо корректировки температур в производственных помещениях могут негативно сказаться на самочувствии и производительности рабочих. Однако стоит заметить, что одна из приоритетных задач энергетической службы предприятия заключается в поиске способов более эффективно и рационально использовать энергоресурсы, а значит имеет смысл рассмотреть вариант теплоснабжения производственной базы от собственной котельной и сравнить его с центральным теплоснабжением, которое обеспечивает постоянство микроклимата на данный момент.

В проекте произведен расчет котельной необходимой мощности и компоновки, в экономической части произведено сравнение финансовых затрат на отопление различным способом, на основании расчетов и вычислений приводится вывод.

1. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования является производственная база трамвайного депо, включающая в себя три основных здания, в которых осуществляется вся производственная деятельность трамвайного депо.

Характеристика зданий:

1. Здание управления (административные помещения и гаражные боксы):

$$P_{упр} = 330,9$$

$$S_{упр} = 2752,4$$

$$V_{упр} = 14954$$

$$H_{упр} = 5,43$$

2. Цех ревизии и ремонта трамваев:

$$P_{р.и.р.} = 148,2$$

$$S_{р.и.р.} = 1050,5$$

$$V_{р.и.р.} = 7561$$

$$H_{р.и.р.} = 7,2$$

3. Цех обслуживания и ремонта трамваев:

$$P_{об.и.р.} = 277,1$$

$$S_{об.и.р.} = 4282,3$$

$$V_{об.и.р.} = 38433$$

$$H_{об.и.р.} = 9$$

По указанным начальным данным произведен расчет тепловых нагрузок. На его основе, в свою очередь, рассчитаны тепловые сети и проектируемая котельная. По необходимой мощности подобрано оборудование котельной, произведен расчет необходимого количества газа для снабжения котельной.

2. РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК ЗДАНИЙ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ БАЗЫ ТРАМВАЙНОГО ДЕПО

2.1. Тепловой баланс помещения

В зданиях с постоянным тепловым режимом требуется круглосуточное поддержание установленной температуры воздуха в течение всего отопительного периода. При этом установленная температура должна отвечать определенным требованиям, с целью обеспечения комфортного микроклимата для человека, пребывающего в этой среде. Поддержание допустимой нормативными документами температуры воздуха в помещениях здания обеспечивается, как правило, работой системы отопления. Поэтому при решении вопроса о необходимости устройства системы отопления и её мощности составляют тепловой баланс помещений, представляющий собой сопоставление теплопотерь, т.е. расхода теплоты из помещения $Q_{пот}$, и теплопоступлений $Q_{пост}$ при максимальном дефиците теплоты в расчетном режиме функционирования системы в здании.

В производственном здании при сведении теплового баланса принимают в расчет интервал технологического цикла с наименьшими теплопоступлениями.

Тепловая мощность отопительной установки помещения $Q_{от}$ для компенсации дефицита теплоты равна [9]:

$$Q_{от} = Q_{пот} - Q_{пост}, Вт \quad (2.1)$$

где $Q_{пот}$ – теплопотери в помещении, Вт;

$Q_{пост}$ – постоянные часовые теплопоступления в помещение, Вт.

Учитывая, что теплопоступление в помещение $Q_{\text{пост}}$ от технологического оборудования, нагретых материалов, людей и искусственного освещения незначительно, пренебрегаем данной величиной. Получаем:

$$Q_{\text{от}} = Q_{\text{ном}}, \text{ Вт} \quad (2.2)$$

Расход теплоты в помещении в общем случае представляем следующей зависимостью:

$$Q_{\text{ном}} = Q_{\text{огр}} + Q_{\text{и}}, \text{ Вт} \quad (2.3)$$

где $Q_{\text{огр}}$ – расход теплоты через ограждающие конструкции помещений, Вт;

$Q_{\text{и}}$ – расход теплоты на нагрев инфильтрирующегося воздуха, Вт.

Теплопотери инфильтрацией происходят из-за поступления холодного воздуха в помещение через неплотности наружных ограждений. Для жилых и общественных зданий максимальное значение коэффициента инфильтрации обычно не превосходит 3 – 6 %, что лежит в пределах точности расчета тепловых потерь. В некоторых случаях инфильтрацию возможно даже не учитывать, что зависит от специфики здания, его назначения и количества неплотностей наружных ограждений. Тем не менее, тепловые потери инфильтрацией в производственных зданиях составляют весомую величину, достигающую порой 25 – 30 % тепловых потерь через наружные ограждения. Следовательно, ее необходимо учитывать при расчете.

2.2. Расчет тепловых нагрузок на отопление зданий

Тепловая нагрузка на отопление является сезонной нагрузкой, характер изменения которой зависит от климатических условий: температуры наружного воздуха, направления и скорости ветра, солнечного излучения, влажности воздуха и др. Основное же влияние на тепловую нагрузку имеет наружная температура.

Главная задача отопления заключается в поддержании внутренней температуры помещений на заданном уровне. Без правильно настроенной и исправно работающей в течение отопительного периода системы отопления, обеспечение комфортной среды для человека и оборудования невозможно.

Первым шагом на пути расчета тепловых нагрузок будет расчет тепловых потерь через ограждающие конструкции помещений. Расчет тепловых потерь произведем по укрупненным показателям, по уравнению [4]:

$$Q_{nom} = (1 + \mu) q_o V (t_e^p - t_{no}^p) \eta, \quad (2.4)$$

где:

Q_{nom} – теплопотери через ограждающие конструкции, Вт;

q_o – удельная тепловая характеристика здания, Вт/(м³·К);

t_e^p – расчетная температура внутреннего воздуха, °С;

t_{no}^p – расчетная температура наружного воздуха для проектирования системы отопления (температура наиболее холодной пятидневки), °С;

η – коэффициент, учитывающий отличие t_{no}^p от -30°С;

μ – коэффициент, учитывающий инфильтрацию наружного воздуха через неплотности ограждения (окна, ворота).

Коэффициент μ определяется по уравнению:

$$\mu = b [(2gH(1 - (t_{no}^p + 273)/(t_e^p + 273)) + w^2)^{0.5}], \quad (2.5)$$

где b – постоянная инфильтрации, с/м;

H – высота помещения, м;

g – ускорение силы тяжести, м²/с;

w – расчетная скорость ветра в холодный период года, м/с.

Параметры наружного воздуха (температура наиболее холодной пятидневки) для Томска составляют $t_{no}^p = - 39 \text{ }^\circ\text{C}$ [2,3].

Удельная тепловая характеристика q_o для здания любого назначения определяется по формуле проф. Н.С. Ермолаева [4,6]:

$$q_o = \frac{P}{S} [K_{cm} + \rho_o(K_{ок} - K_{cm})] + \frac{1}{H} (0,9K_{ном} + 0,6K_{пол}), \quad (2.6)$$

где P – периметр здания, м;

S – площадь здания, м²; H – средняя высота здания, м;

ρ_o – коэффициент остекления, равный отношению площади остекления к площади вертикальных наружных ограждений;

K_{cm} , $K_{ок}$, $K_{ном}$, $K_{пол}$ – коэффициенты теплопередачи соответственно стен, окон, потолка и пола, Вт/(м²К).

Характеристики исследуемых зданий:

1. Здание управления (административные помещения и гаражные боксы):

$$P_{упр} = 330,9$$

$$S_{упр} = 2752,4$$

$$V_{упр} = 14954$$

$$H_{упр} = 5,43$$

2. Цех ревизии и ремонта трамваев:

$$P_{р.у.р.} = 148,2$$

$$S_{р.у.р.} = 1050,5$$

$$V_{р.у.р.} = 7561$$

$$H_{р.у.р.} = 7,2$$

3. Цех обслуживания и ремонта трамваев:

$$P_{об.у.р.} = 277,1$$

$$S_{об.у.р.} = 4282,3$$

$$V_{об.у.р.} = 38433$$

$$H_{об.уп.} = 9$$

Табл. 2.1. Коэффициенты теплопередачи ограждающих конструкций здания управления.

| № п/п | Ограждение | Термическое сопротивление, R_o , (м ² К)/Вт | Коэффициент теплопередачи, $K=1/R_o$, Вт/(м ² К) |
|-------|---------------------------|--|--|
| 1 | Стены (кирпич) | 2,22 | 0,45 |
| 2 | Окна (двойное остекление) | 0,344 | 2,91 |
| 3 | Потолок (бетонная плита) | 3,41 | 0,29 |
| 4 | Пол (Бетон) | 4,74 | 0,211 |

Табл. 2.2. Коэффициенты теплопередачи ограждающих конструкций цеха ревизии и ремонта трамваев.

| № п/п | Ограждение | Термическое сопротивление, R_o , (м ² К)/Вт | Коэффициент теплопередачи, $K=1/R_o$, Вт/(м ² К) |
|-------|---------------------------|--|--|
| 1 | Стены (кирпич) | 2,22 | 0,45 |
| 2 | Окна (двойное остекление) | 0,344 | 2,91 |
| 3 | Потолок (бетонная плита) | 3,41 | 0,29 |
| 4 | Пол (Бетон) | 4,74 | 0,211 |

Табл. 2.3. Коэффициенты теплопередачи ограждающих конструкций цеха обслуживания и ремонта трамваев.

| № п/п | Ограждение | Термическое сопротивление, R_o , (м ² К)/Вт | Коэффициент теплопередачи, $K=1/R_o$, Вт/(м ² К) |
|-------|---------------------------|--|--|
| 1 | Стены (кирпич) | 2,22 | 0,45 |
| 2 | Окна (двойное остекление) | 0,344 | 2,91 |
| 3 | Потолок (бетонная плита) | 3,41 | 0,29 |
| 4 | Пол (Бетон) | 4,74 | 0,211 |

Удельная тепловая характеристика q_o для здания управления в соответствии с формулой (1.3) равна:

$$q_o = \frac{P}{S} [K_{cm} + \rho_o(K_{ок} - K_{cm})] + \frac{1}{H} (0,9K_{nom} + 0,6K_{пол}) = \frac{330,9}{2752,4} [0,45 + 0,25(2,91-0,45)] + \frac{1}{5,43} [0,92,91 + 0,6 \cdot 0,211] = 0,505 \text{ Вт}/(\text{м}^3\text{К}).$$

Параметры внутреннего воздуха в рабочей зоне в соответствии с [4,5] принимаем равными $t_g^p = 18 \text{ }^\circ\text{C}$, как среднее значение температуры в здании, из-за наличия как офисных помещений, так и производственных помещений в здании. Коэффициент η при $t_{но}^p = -39 \text{ }^\circ\text{C}$ принимается равным 0,91 [4].

Удельная тепловая характеристика q_o для цеха ревизии и ремонта трамваев рассчитывается:

$$q_o = \frac{P}{S} [K_{cm} + \rho_o(K_{ок} - K_{cm})] + \frac{1}{H} (0,9K_{nom} + 0,6K_{пол}) = \frac{148,2}{1050,5} [0,45 + 0,25(2,91-0,45)] + \frac{1}{7,2} [0,92,91 + 0,6 \cdot 0,211] = 0,531 \text{ Вт}/(\text{м}^3\text{К}).$$

Параметры внутреннего воздуха в рабочей зоне в соответствии с [4,5] принимаем равными $t_g^p = 16 \text{ }^\circ\text{C}$. Коэффициент η при $t_{но}^p = -39 \text{ }^\circ\text{C}$ принимается равным 0,91 [4].

Удельная тепловая характеристика q_o для цеха обслуживания и ремонта трамваев равна:

$$q_o = \frac{P}{S} [K_{cm} + \rho_o(K_{ок} - K_{cm})] + \frac{1}{H} (0,9K_{nom} + 0,6K_{пол}) = \frac{277,1}{4282,3} [0,45 + 0,25(2,91-0,45)] + \frac{1}{9} [0,92,91 + 0,6 \cdot 0,211] = 0,38 \text{ Вт}/(\text{м}^3\text{К}).$$

Параметры внутреннего воздуха в рабочей зоне в соответствии с [4,5] принимаем равными $t_e^p = 16$ °С. Коэффициент η при $t_{no}^p = -39$ °С принимается равным 0,91 [4].

Расчет коэффициента μ . Постоянная инфильтрации b для отдельно стоящих промышленных зданий с большими дверными и оконными проемами принимается равной $(35-40)10^{-3}$ с/м [4]. Расчетная скорость ветра в холодный период года w принимается равной 2,2 м/с [3]. При $H = 5,43$ м коэффициент μ для здания управления равен:

$$\mu = b[(2gH(1 - (t_{no}^p + 273)/(t_e^p + 273)) + w^2)^{0,5}] = 35 \cdot 10^{-3} [(2 \cdot 9,8 \cdot 5,43(1 - (-39 + 273)/(18 + 273)) + 2,2^2)^{0,5}] = 0,177.$$

Следовательно, теплотери здания управления при расчете по укрупненным показателям равны:

$$Q_{o1} = (1 + \mu)q_o V(t_e^p - t_{no}^p) \eta = (1 + 0,177)0,50514954[18 - (-39)] 0,91 = 461043 \text{ Вт}.$$

Расчет коэффициента инфильтрации для цеха ревизии и ремонта трамваев:

$$\mu = b[(2gH(1 - (t_{no}^p + 273)/(t_e^p + 273)) + w^2)^{0,5}] = 35 \cdot 10^{-3} [(2 \cdot 9,8 \cdot 7,2(1 - (-39 + 273)/(16 + 273)) + 2,2^2)^{0,5}] = 0,197.$$

Таким образом, теплотери цеха ревизии и ремонта трамваев при расчете по укрупненным показателям равны:

$$Q_{o2} = (1 + \mu)q_o V(t_e^p - t_{no}^p) \eta = (1 + 0,197)0,531 \cdot 7561[16 - (-39)] 0,91 = 240531,5 \text{ Вт}.$$

Расчет коэффициента инфильтрации для цеха обслуживания и ремонта трамваев:

$$\mu = b[(2gH(1 - (t_{но}^p + 273)/(t_g^p + 273)) + w^2)^{0,5} = 35 \cdot 10^{-3}[(2 \cdot 9,8 \cdot 9(1 - (-39 + 273)/(16 + 273)) + 2,2^2)^{0,5} = 0,217.$$

Теплопотери цеха обслуживания и ремонта трамваев при расчете по укрупненным показателям равны:

$$Q_{03} = (1 + \mu)q_o V(t_g^p - t_{но}^p) \eta = (1 + 0,217)0,38 \cdot 38433 [16 - (-39)] 0,91 = 889575 \text{ Вт.}$$

Суммарная расчетная тепловая нагрузка на отопление (здание управления, цех ревизии и ремонта трамваев, цех обслуживания и ремонта трамваев) составляет $Q_o = 1591150$ Вт.

Количество тепловой энергии, МДж (Гкал), необходимой для отопления зданий на планируемый период (отопительный период в целом), определяется по формуле:

$$Q_o^{год} = Q_o \frac{t_g^p - t_n^{cp}}{t_g^p - t_{но}^p} \cdot 24 \cdot 3600 \cdot n,$$

где Q_o - расчетное значение часовой тепловой нагрузки системы отопления, кВт;

t_g^p - усредненное расчетное значение температуры воздуха внутри отапливаемых зданий, °С;

$t_{но}^p$ - расчетное значение температуры наружного воздуха для проектирования отопления в конкретной местности, °С;

t_n^{cp} - среднее значение температуры наружного воздуха за планируемый период, °С;

n - продолжительность функционирования систем отопления в планируемый период, сут.

В табл. 1.2 представлены результаты расчета годовой нагрузки на систему отопления (тепловой источник котельная) при $t_{но}^p = - 39$ °С, $t_n^{cp} = - 7,9$ °С, $n = 233$ дня.

Табл. 2.4. Годовая нагрузка на систему отопления

| № п/п | Потребитель | $t_{в}^p$, °С | Q_o , мВт | $Q_o^{год}$, МДж (Гкал) |
|-------|----------------------------|----------------|-------------|--------------------------|
| 1 | Здание управления | 18 | 0,461 | 4216921,31 (1007,2) |
| 2 | Цех ревизии и ремонта | 16 | 0,241 | 2108249 (171,5) |
| 3 | Цех обслуживания и ремонта | 18 | 0,890 | 2108249,07 (503,5) |
| | Общее потребление | | 1,592 | 8433419,38 (1682,2) |

2.3. Расчет тепловых нагрузок на вентиляцию зданий

Тепловая нагрузка на вентиляцию, как и отопительная нагрузка, имеет сезонный характер и зависит практически от тех же факторов. Расход тепла на вентиляцию производственных и коммунальных предприятий, а также общественных и культурных учреждений составляет значительную долю от суммарного теплопотребления. На производственных предприятиях расход на вентиляцию часто превышает расход на отопление.

Тепловая нагрузка на вентиляцию определяется по формуле [4-6]:

$$Q_{\text{в}} = q_{\text{в}} V (t_{\text{в}}^{\text{п}} - t_{\text{нв}}^{\text{п}}),$$

где $q_{\text{в}}$, Вт/(м³·°С) – удельная вентиляционная характеристика;

V , м³ - наружный объем здания;

$t_{\text{нв}}^{\text{п}}$, °С - расчетная температура наружного воздуха для систем отопле-

ния.

Для города Томска, в соответствии с исходными данными, $t_{\text{нв}}^{\text{п}} = - 22$ °С. Объем здания управления составляет 14954 м³. Для административных зданий с объемом более 10000 м³ удельная вентиляционная характеристика равна $q_{\text{в}} = 0,09$ Вт/(м³·°С) [5,13].

Для здания управления тепловая нагрузка на вентиляцию равна:

$$Q_{\text{в}} = q_{\text{в}} V (t_{\text{в}}^{\text{п}} - t_{\text{нв}}^{\text{п}}) = 0,09 \cdot 14954 \cdot (22 + 18) = 53834 \text{ Вт}.$$

Для цеха ревизии и ремонта трамваев удельная вентиляционная характеристика равна $q_{\text{в}} = 0,2$ Вт/(м³·°С) [5,13].

Тепловая нагрузка на вентиляцию рассчитывается:

$$Q_{\text{в}} = q_{\text{в}} V (t_{\text{в}}^{\text{п}} - t_{\text{нв}}^{\text{п}}) = 0,2 \cdot 7561 \cdot (22 + 16) = 57464 \text{ Вт}.$$

Для цеха обслуживания и ремонта трамваев, в связи с большим объемом здания, удельная вентиляционная характеристика равна $q_{\text{в}} = 0,1$ Вт/(м³·°С) [5,13].

Тепловая нагрузка на вентиляцию рассчитывается:

$$Q_6 = q_6 V (t_6^p - t_{н6}^p) = 0,1 \cdot 38433 \cdot (22 + 16) = 146045 \text{ Вт}.$$

Суммарная нагрузка на систему вентиляции составит $Q_6 = 257343 \text{ Вт}$.

Количество тепловой энергии, МДж (Гкал), необходимой для вентиляции зданий на планируемый период (отопительный период в целом), определяется по формуле:

$$Q_6^{год} = Q_6 \frac{t_6^p - t_n^{cp}}{t_6^p - t_{н6}^p} \cdot 24 \cdot 3600 \cdot n,$$

где Q_6 - расчетное значение часовой тепловой нагрузки системы вентиляции, кВт;

t_6^p - усредненное расчетное значение температуры воздуха внутри зданий в отопительный период, °С;

$t_{н6}^p$ - расчетное значение температуры наружного воздуха для проектирования вентиляции в конкретной местности, °С;

t_n^{cp} - среднее значение температуры наружного воздуха за планируемый период, °С;

n - продолжительность функционирования систем отопления в планируемый период, сут.

В табл. 1.4 представлены результаты расчета годовой нагрузки на систему отопления при $t_6^p = -22$ °С, $t_n^{cp} = -7,9$ °С, $n = 233$ дня.

Табл. 2.5. Годовая нагрузка на систему вентиляции

| № п/п | Потребитель | $t_g^p, ^\circ\text{C}$ | $Q_g, \text{мВт}$ | $Q_g^{\text{год}}, \text{МДж (Гкал)}$ |
|-------|----------------------------|-------------------------|-------------------|---------------------------------------|
| 1 | Здание управления | 18 | 0,054 | 703887,41 (168) |
| 2 | Цех ревизии и ремонта | 16 | 0,057 | 721703,52 (172,4) |
| 3 | Цех обслуживания и ремонта | 16 | 0,146 | 1848574 (441,5) |
| | Общее потребление | | 0,257 | 3274164,93 (781,9) |

2.4. Расчет тепловой нагрузки на горячее водоснабжение

Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение относится к круглогодичным нагрузкам. Тепловое потребление для целей горячего водоснабжения в течение отопительного периода практически не изменяется, но при этом отличается неравномерностью по часам суток. Летом расход ГВС на нужды персонала уменьшается, так как в теплое время года температура холодной воды в водопроводах выше на 10-12 °С.

Средний расход теплоты на горячее водоснабжение (ГВС) определяется по уравнению:

$$Q_g = \frac{1,2m(a+b)(55-t_x)}{24 \cdot 3600} C_p,$$

где 1,2 - коэффициент, учитывающий теплоотдачу в помещения от трубопроводов системы горячего водоснабжения;

m - количество человек;

a - норма расхода воды в л при температуре $t_g = 55 ^\circ\text{C}$ для жилых зданий на одного человека в сутки, которая принимается в соответствии со СНиП 2.04.01;

b - то же, для общественных зданий; при отсутствии данных принимается равной 25 л в сутки на одного человека;

t_x - температура холодной (водопроводной) воды в отопительный период (при отсутствии данных принимается равной 5 °С);

C_p - удельная теплоемкость воды, принимаемая равной 4,187 кДж/(кг·°С).

Максимальный расход теплоты на горячее водоснабжение равен:

$$Q_{\Gamma}^{max} = 2,4 \cdot Q_{\Gamma}.$$

Расчетные часовые расходы на нужды ГВС в предприятиях общественного питания определяются по формуле:

$$Q_{\Gamma}^{max} = ma(55 - t_x)C_p,$$

где m - пропускная способность в час (количество реализованных блюд в предприятии общественного питания);

a – норма потребления горячей воды.

Данные для расчета нагрузки на ГВС для цеха обслуживания и ремонта трамваев:

- количество работников, которым необходимо пользоваться водой – 100 чел.;

- количество питающихся в столовой в одну смену (всего 2-х сменное питание) – 100 чел.

Расчет суточного расхода горячей воды в соответствии с нормами [5, 7] на определенные операции дает следующие значения (табл. 1.5).

Табл. 2.6 Суточный расход горячей воды для нужд персона-

ла

| № п/п | Операция | Норма расхода, л | Число процедур | Расход горячей воды, л |
|-------|--|------------------|---------------------------|------------------------|
| 1 | Душ с мелким поддоном (на 1 процедуру) | 100-120 | 100 | 12000 |
| 2 | Умывальник (на 1 процедуру) | 3-5 | 100·6 | 3000 |
| 3 | Водоразборный кран или мойка в столовой (на 1 точку в 1 час) – 3 крана | 250-300 | 2 смены по 2 часа | 1650*2 = 3300 |
| 4 | Количество реализованных блюд в столовой | 4 | 100 + 100·2 + 100·2 = 500 | 2000 |
| 5 | Водоразбор для работников цеха | 25 | 10 | 500 |
| | ИТОГО | | | 20800 |

Расчет среднечасового потребления тепла на ГВС:

$$Q_{\Gamma} = \frac{1,2m(a+b)(55-t_x)}{24 \cdot 3600} C_p = \frac{1,2 \cdot 20800 \cdot (55-5) \cdot 4,187}{24 \cdot 3600} = 100,48 \text{ кВт.}$$

Максимальное потребление тепла на ГВС на нужды персонала:

$$Q_{\Gamma}^{\max} = 2,4 \cdot Q_{\Gamma} = 2,4 \cdot 100,48 = 241,2 \text{ кВт.}$$

Также необходимо учесть потребление воды для мойки автотранспорта, занимающего несколько помещений в цехе.

Для транспортного цеха в табл. 1.5 приведены данные для расчета среднечасового потребления горячей воды, расходуемой на помывку автотранспорта [7].

Табл. 2.7. Недельный расход горячей воды для транспорта

| № п/п | Количество автотранспорта | Норма расхода, л | Число процедур в неделю | Недельный расход горячей воды, л |
|-------|-----------------------------|------------------|-------------------------|----------------------------------|
| 1 | Легковые автомобили – 5 шт. | 150-200 | 2 | 1000 |
| 2 | Грузовые автомобили - 10 | 200-300 | 2 | 6000 |
| 3 | Автобусы - 2 шт. | 250-350 | 2 | 1500 |
| 4 | Тракторная техника – 10 шт. | 250-350 | 2 | 7000 |
| | ИТОГО | | | 15500 |

Среднесуточный расход горячей воды для мойки транспорта составит 2200 л горячей воды.

Среднечасовое потребление тепла для мойки транспорта на ГВС составит:

$$Q_{\Gamma} = \frac{1,2m(a+b)(55-t_x)}{24 \cdot 3600} C_p = \frac{1,2 \cdot 2200 \cdot (55-5) \cdot 4,187}{24 \cdot 3600} = 15,4$$

кВт.

Максимальное потребление тепла на ГВС для транспортных нужд:

$$Q_{\Gamma}^{max} = 2,4 \cdot Q_{\Gamma} = 2,4 \cdot 15,4 = 37 \text{ кВт.}$$

Суммарный расход тепла на горячее водоснабжение для нужд персонала и помывки транспорта составит $Q_{\Gamma}^{max} = 278,2$ кВт.

Средняя часовая тепловая нагрузка на горячее водоснабжение в неотопительный период.

Среднюю часовую тепловую нагрузку горячего водоснабжения в неотапительный период можно определить из выражения:

$$Q_{\Gamma}^{\text{н}} = Q_{\Gamma} \cdot \beta \cdot \frac{55 - t_x^{\text{н}}}{55 - t_x},$$

где Q_{Γ} - средняя часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения в отопительный период, кВт (Гкал/ч);

β - коэффициент, учитывающий снижение средней часовой нагрузки горячего водоснабжения в неотапительный период по сравнению с нагрузкой в отопительный период, β принимается равным 0,8 для жилищно-коммунального сектора населенных пунктов средней полосы России.

$t_x^{\text{н}}$, t_x - температура водопроводной воды в неотапительный и отопительный период, °С (при отсутствии достоверных сведений принимаются $t_x^{\text{н}} = 15$ °С, $t_x = 5$ °С).

В таблице 1.6 представлены данные по расчету среднечасовой нагрузки на ГВС в летний период.

Табл. 2.8. Нагрузка на ГВС в летний период

| № п/п | Потребитель горячей воды | Зимняя нагрузка, Q_{Γ} , кВт | Летняя нагрузка, Q_{Γ} , кВт |
|-------|----------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| 1 | Цех обслуживания и ремонта | 100,48 | 64,3 |
| 2 | Цеха для транспорта | 15,4 | 7,4 |
| | ИТОГО | 115,88 | 71,7 |

Годовое потребление тепла на горячее водоснабжение

Годовое потребление тепла на горячее водоснабжение из расчета среднечасовых значений Q_r представлено в таблице 1.7.

Табл. 2.9. Годовое потребление тепла на ГВС

| № п/п | Сезонность нагрузки на ГВС | Q_r , МВт | Продолжительность, час | $Q_r^{сез}$, МДж |
|-------|---------------------------------|-------------|------------------------|-------------------|
| 1 | Зимняя нагрузка, Q_r , кВт | 0,116 | 233·24 = 5592 | 2335219,2 |
| 2 | Летняя нагрузка, Q_r , кВт | 0,072 | 132·24 = 3168 | 821145,6 |
| | ИТОГО | 0,18 | | 3156364,8 |

2.5. Годовое потребление тепла на отопление, вентиляцию и ГВС

Расчет годового потребления тепла административно-бытовым корпусом и транспортным цехом представлен в табл. 1.8.

Табл. 2.10. Годовое потребление тепла, Q , МДж

| № п/п | Вид тепловой нагрузки, | Q , МДж (Гкал) | Q , МВт |
|-------|------------------------|---------------------|-----------|
| 1 | Отопление | 8433419,38 (1682,2) | 1,592 |
| 2 | Вентиляция | 3274164,93 (781,9) | 0,257 |
| 3 | Горячее водоснабжение | 3156364,8 (754) | 0,18 |
| | ИТОГО | 14863949,1 (3218,1) | 2,029 |

| № п/п | Строение | q , ккал/ час·м ³ | Q , Гкал/час |
|-------|----------------------------|--------------------------------|----------------|
| 1 | Здание управления | 0,505 | 0,43 |
| 2 | Цех ревизии и ремонта | 0,531 | 0,22 |
| 3 | Цех обслуживания и ремонта | 0,38 | 0,8 |
| | ИТОГО | | 1,45 |

3. РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

3.1 Исходные данные для расчета теплосети

Климатическая зона: Томск;

Температурный график теплосети:

$$t_1^p / t_2^p = 95 / 70^\circ\text{C}, \text{ где}$$

t_1^p, t_2^p - температура сетевой воды в подающем и обратном трубопрово-

дах при расчетной температуре наружного воздуха $t_{HO}^p = -39^\circ\text{C}$ (для Томска);

За источник тепла мы предположительно принимаем газовую котельную, расчет которой будет произведен позднее в данном проекте. Климатологические данные, необходимые для расчета отопительно-вентиляционных тепловых нагрузок и годового потребления теплоты:

Расчетные температуры наружного воздуха:

для отопления $t_{HO}^p = -39^\circ\text{C}$

для вентиляции $t_{HV}^p = -22^\circ\text{C}$

Продолжительность отопительного периода
 $n_o = 233$ дня = 5592 часа

3.2. Расчет расхода сетевой воды

Суммарная тепловая нагрузка составляет $\Sigma Q = 1,45$ Гкал/час, тепловая нагрузка однородна только на отопление.

Так как система теплоснабжения закрытая, то расходы воды в прямом и обратном трубопроводе будут одинаковыми, как и их диаметры.

Расход воды определим по формуле

$$G = \frac{Q}{c(t_1 - t_2)}, \text{ м / час, где}$$

Q_m^o - тепловая нагрузка, Гкал/час;

t_1, t_2 - температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах, °С.

Так для потребителя №1:

$$G_1 = \frac{0,8016}{95 - 70} = 32,064 \text{ м / час}$$

Аналогично рассчитываем расходы сетевой воды для остальных потребителей, расчет сводим в таблицу №3.1.

Таблица №3.1.

| Потребитель | Тепловая нагрузка на отопление, Гкал/час | Количество сетевой воды | |
|----------------------------|--|-------------------------|----------|
| | | $G_{пр}$ | $G_{об}$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Здание управления | 0,43 | 17,2 | 17,2 |
| Цех ревизии и ремонта | 0,22 | 8,8 | 8,8 |
| Цех обслуживания и ремонта | 0,8 | 32 | 32 |
| Итого | 1,45 | 58 | 58 |

3.3. Построение графиков тепловой нагрузки

Определяем часовые расходы тепла на отопление при $t = +8^\circ\text{C}$.

$$Q_o^8 = Q_m^o \cdot \frac{t_{вн} - t_n}{t_{вн} - t_n^p} = 1,45 \cdot \frac{16 - 8}{16 - (-39)} = 0,211 \text{ Гкал / час}$$

t_n – произвольная температура наружного воздуха;

$t_{вн}$ – внутренняя температура;

$t_{вн} = +16^\circ\text{C}$ – для промышленных предприятий.

Строим график тепловых нагрузок (приложение Б), отложив значение

Q_o^8 при $t_n = +8^\circ\text{C}$ и Q_m^o при $t_n^o = -39^\circ\text{C}$, соединив их прямой получим график $Q_o = f(t_n)$, т.е. график зависимости тепловой нагрузки от наружной температуры.

Продолжительность стояния температур наружного воздуха для Томска в часах и продолжительность отопительного периода даны в таблице №3.2.

Таблица №3.2

| Температура наружного воздуха | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------|-------------|-----|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|------|
| t°С | Ниже -39 | -39 | -35 | -30 | -25 | -20 | -15 | -10 | -5 | 0 | +5 |
| n, час | 14 | 64 | 144 | 267 | 428 | 661 | 873 | 862 | 564 | 846 | 594 |
| Σn | 14 | 78 | 222 | 489 | 917 | 1578 | 2451 | 3313 | 4177 | 5023 | 5617 |

Откладываем по оси абсцисс вправо количество часов, проведя перпендикуляры от температур, например +8°С, -10°С и т.д. до пересечения с линией ΣQ, из этих точек проводим горизонтальные линии до точки исчисления с перпендикулярами, проведенными из точек на оси продолжительности, соответствующие данным температурам. Соединив точки пересечения плавной кривой, получаем график продолжительности тепловой нагрузки за отопительный период.

Для построения годового графика теплопотребления по месяцам выпишем среднемесячные температуры наружного воздуха для г.Томска в таблицу №4.

Таблица №3.3

| Пе-риод | Ян-варь | Фев-раль | Март | Ап-рель | Май | Июнь | Июль | Ав-густ | Сен-тябрь | Октя-брь | Ноя-брь | Де-ка-брь |
|----------------|---------|----------|------|---------|------|------|------|---------|-----------|----------|---------|-----------|
| t _н | -19,1 | -16,9 | -9,9 | 0 | +8,7 | | | | +9,3 | +0,8 | -10,1 | -17 |

Используя формулу пересчета, определим часовые расходы теплоты на отопление по средней температуре каждого месяца.

Так для января месяца:

$$Q_o^8 = Q_o^{-19,1} = 1,45 \cdot \frac{16 - (-19,1)}{16 - (-39)} = 0,925 \text{ Гкал / час}$$

аналогично делаем расчеты по каждому месяцу, данные заносим в таблицу №3.4.

Таблица №3.4

| Среднемесячная температура наружного воздуха | | | | | | | | | | |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|--|
| t, °С | Янв. | Фев. | Март | Апр. | Май | Сент. | Окт. | Нояб. | Дек. | |
| | -19,1 | -16,9 | -9,9 | 0 | +8,7 | +9,3 | +0,8 | -10,1 | -17,3 | |
| Q _o , Гкал/ч | 0,925 | 0,867 | 0,683 | 0,423 | 0,192 | 0,177 | 0,4 | 0,688 | 0,878 | |

Потребители тепла подключены по зависимой схеме присоединения отопительных нагрузок (схема безэлеваторная) при центральном качественном регулировании по отопительной нагрузке.

Значения температур сетевой воды для системы отопления $\tau'_{1o}; \tau'_{2o}$ определяем

$$\tau'_{1o} = t_{вн} + \Delta t \cdot \bar{Q}_o^{0,8} + (\Delta\tau - 0,5 \cdot \theta) \cdot \bar{Q}_o, \text{ } ^\circ\text{C} \text{ - в подающем трубопроводе;}$$

$$\tau'_{2o} = t_{вн} + \Delta t \cdot \bar{Q}_o^{0,8} - 0,5 \cdot \theta \cdot \bar{Q}_o^{0,8}, \text{ } ^\circ\text{C} \text{ - обратном трубопроводе, где}$$

$t_{вн}$ – расчетная температура внутреннего воздуха, $t_{вн} = +16^\circ\text{C}$;

Δt – расчетный температурный напор нагреваемых приборов:

$$\Delta t = \frac{\tau_{1o} + \tau_{2o}}{2} - t_{вн} = \frac{95 + 70}{2} - 16 = 66,5^\circ\text{C}, \text{ где}$$

τ_{1o} и τ_{2o} – расчетная температура прямой и обратной сетевой воды, $^\circ\text{C}$

$$\tau_{1o} = 95^\circ\text{C}; \quad \tau_{2o} = 70^\circ\text{C};$$

$\Delta\tau$ – расчетный перепад температур сетевой воды, $\Delta\tau = 95 - 70 = 25^\circ\text{C}$;

θ – расчетный перепад температур в системе отопления, $\theta = 95 - 70 = 25^\circ\text{C}$;

\bar{Q}_o – зависимость отопительного расхода тепла на отопление от температуры наружного воздуха

$$\bar{Q}_o = \frac{t_e - t_H}{t_e - t_{HO}^p}$$

Так для температуры наружного воздуха $t_H = -8^\circ\text{C}$.

$$\tau_{1o} = 16 + 66,5 \cdot \left(\frac{16 + 8}{16 + 39} \right)^{0,8} + (25 - 0,5 \cdot 25) \cdot \left(\frac{16 + 8}{16 + 39} \right) = 55,5^\circ\text{C}$$

$$\tau_{2o} = 16 + 66,5 \cdot \left(\frac{16 + 8}{16 + 39} \right)^{0,8} - 0,5 \cdot 25 \cdot \left(\frac{16 + 8}{16 + 39} \right) = 44,6^\circ\text{C}$$

Аналогично выполняем расчеты для других температур t_H , данные сводим в таблицу №6.

Таблица №3.5.

| τ | $t_H, ^\circ\text{C}$ | | | | | | | | | | | | |
|-------------|-----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | -4 | -8 | -10 | -12 | -14 | -16 | -18 | -20 | -22 | -24 | -26 | -28 | -30 |
| τ_{10} | 53 | 55,5 | 58,4 | 61 | 63,7 | 66,3 | 69 | 71,6 | 74 | 76,4 | 78,8 | 81,6 | 84,4 |
| τ_{20} | 43 | 44,6 | 46,6 | 48,3 | 50,1 | 51,7 | 53,6 | 55,2 | 56,8 | 58,4 | 59,8 | 61,6 | 62,3 |

Таблица №3.5 (продолжение)

| τ | $t_H, ^\circ\text{C}$ | | | | |
|-------------|-----------------------|------|------|------|-----|
| | -32 | -34 | -36 | -38 | -39 |
| τ_{10} | 85,7 | 88,9 | 91,4 | 93,7 | 95 |
| τ_{20} | 64,3 | 66,2 | 66,7 | 68 | 70 |

Как видно из полученных данных температура воды является однозначной функцией относительной нагрузки.

3.4 Гидравлический расчет сети

В целях снижения капитальных затрат на строительство теплотрассы при переносе источника питания используем часть существующих тепловых сетей и каналов, и в целях снижения непредвиденных потерь прокладываем часть сетей по техническим коридорам.

Составляем расчетную схему (приложение Г) с нанесением длин, диаметров, местных сопротивлений и расчетных расходов теплоносителя по всем участкам сети.

Схема теплоснабжения закрытая.

По известному расходу (таблица №2), ориентируясь на удельные потери давления в магистральных трубопроводах $\Delta P \leq 8$ мм вод. ст., для распределительных сетей и ответвлений $\Delta P \leq 15 \div 30$ мм вод. ст., по таблицам для гидравлического расчета определяем диаметры трубопроводов. Для компенсации тепловых удлинений применяем П-образные компенсаторы, их количество определяем по таблице в зависимости от диаметров и наносим их на схему. Устанавливаем запорную арматуру.

Схему разбиваем на участки, нумеруем, начиная с главной магистрали, а потом ответвлений, и начинаем гидравлический расчет с наиболее протяженной и загруженной ветви с самого удаленного участка.

При движении теплоносителя по трубам полные потери давления определяем:

$$\Delta H = \Delta H_{\text{л}} + \Delta H_{\text{м}}, \text{ м.вод.ст.}, \text{ где}$$

$\Delta H_{\text{л}}$ - падение давления вследствие трения на прямолинейных участках трубопровода, м.вод.ст.;

$\Delta H_{\text{м}}$ - падение давления вследствие трения в местных сопротивлениях (арматура, колена, переходы и т.д.), м.вод.ст.

Суммарные потери давления:

$$\Delta H = \Delta P \cdot l_{\text{пр}}, \text{ м.вод.ст.}, \text{ где}$$

$l_{\text{пр}}$ – приведенная длина трубопровода, м;

$$l_{\text{пр}} = l + \Sigma \zeta, \text{ м, где}$$

$\Sigma \zeta$ – эквивалентная длина местных сопротивлений, м.

Так как система теплоснабжения закрытая, то потери давления в подающем и обратном трубопроводах будут одинаковыми.

По таблице по известным расходам и диаметрам определяем удельные потери давления, кгс/м²·м и скорости, м/сек.

Так как таблицы гидравлического расчета составлены при $k_{\text{Э}}=0,5$ мм, $\rho=958,4$ кгс/м³, то при средней температуре воды 100°C, в наших условиях средняя температура воды 82,5°C, $\rho=971,8$ кгс/м³ вводим поправочный коэффициент:

$$k = \frac{\gamma}{\gamma^1} = \frac{958,4}{971,8} = 0,986,$$

тогда в расчетах $\Delta h = \Delta h \cdot k$, кгс/м²·м;

$$w^1 = w \cdot k, \text{ м/сек.}$$

Коэффициент шероховатости принимаем табличный $k_{\text{Э}}=0,5$ мм·м.

Рассчитаем участок №3:

$$d_1 = 152 \times 4,5 \text{ мм};$$

$$L = 40 \text{ м};$$

$$G_1 = 58 \text{ т/час};$$

$$\Delta h = 9,5 \cdot 0,986 = 9,367 \text{ кгс/м}^2 \cdot \text{м}$$

Местные сопротивления:

$$\text{задвижка} - \zeta = 3,45;$$

$$\text{компенсатор п-обр} - \zeta = 24;$$

$$\text{отвод} - \zeta = 14;$$

$$\Sigma \zeta = 41,45 \text{ м};$$

$$l_{\text{пр}}=40+41,45=81,45 \text{ м};$$

$$w=1,3 \cdot 0,986=1,28 \text{ м/сек}$$

Потери напора на участке:

$$\Delta H = \Delta h \cdot l_{\text{пр}} = 9,367 \cdot 81,45 = 762,9 \text{ кгс} / \text{м}^2 \cdot \text{м}$$

Потери напора в 2-х трубопроводах:

$$\Delta H_2 = 2 \cdot 762,9 = 1525,8 \text{ кгс} / \text{м}^2 \cdot \text{м} = 0,1526 \text{ м.вод.ст.}$$

Аналогично рассчитываем все участки, данные заносим в таблицу №3.7.

В таблице №3.6 представлен расчет эквивалентных длин местных сопротивлений.

Таблица №3.6

| № участка | d _y | Местные сопротивления | Кол-во | ζ | Σζ |
|-----------|----------------|-------------------------|--------|------|-------|
| 1 | 50 | Задвижка | 1 | 1,2 | 4,85 |
| | | Переход Ду 125/50 | 1 | 1,15 | |
| | | Отвод | 1 | 2,5 | |
| 2 | 125 | Тройник | 1 | 12,5 | 21,43 |
| | | Компенсатор сальниковый | 1 | 2,64 | |
| | | Переход Ду 150/125 | 1 | 1,25 | |
| | | Задвижка | 1 | 5,04 | |
| 3 | 150 | Компенсатор П-обр. | 1 | 24 | 41,45 |
| | | Задвижка | 1 | 3,45 | |
| | | Отвод | 1 | 14 | |

Таблица №3.7.

| № уч-ка | Диаметр $D_{вн}$, м | Длина L , м | Суммарный коэф-т М.С. $\Sigma\xi$, м | Приведенная длина $l_{пр}$, м | Расход воды G , т/час | Скорость W , м/сек | Поправочный коэф-т k | Расчетное значение уд. потерь $\Delta h_{тр}$, кгс/м ² ·м | Потери напора от источника ΔH , кгс/м ² ·м | Потери напора от источника ΔH , м.вод.ст |
|---------|----------------------|---------------|---------------------------------------|--------------------------------|-------------------------|----------------------|------------------------|---|---|--|
| 1 | 0,50 | 50 | 4,85 | 54,85 | 8,8 | 0,89 | 0,986 | 3,8 | 205,5 | 0,0206 |
| 2 | 0,125 | 45 | 21,43 | 66,43 | 26 | 1,15 | 0,986 | 6,74 | 441,5 | 0,04415 |
| 3 | 0,150 | 40 | 41,45 | 81,45 | 58 | 1,3 | 0,986 | 9,5 | 762,9 | 0,0763 |
| Всего | | | | | | | | | 1409,9 | 0,141 |

3.5. Необходимый располагаемый напор сетевых насосов

$$\Delta H_{сн} = \Delta H_{ну} + \Delta H_{с}^P + \Delta H_a, \text{ м.вод.ст., где}$$

$\Delta H_{ну}$ - потери напора в подогревательной установке, принимаем

$$\Delta H_{ну} = 15 \text{ м.вод.ст.};$$

$\Delta H_{с}^P$ - расчетные потери в сети;

$$\Delta H_{с}^P = 0,141 \times 2 = 0,282 \text{ м.вод.ст.};$$

ΔH_a - располагаемый напор на абонентском вводе, принимаем

$$\Delta H_a = 15 \text{ м.вод.ст.,}$$

$$\text{тогда } \Delta H_{сн} = 15 + 0,282 + 15 = 30,282 \text{ м.вод.ст.}$$

3.6. Выбор сетевых насосов

По располагаемому напору и расходу сетевой воды (по расчету котельной) выбираем марку сетевого насоса GranoBlok–Vh 80/165–22/2 производства германской фирмы «Wilо»

Характеристика насоса

расход воды – 206 м³/час;

напор – 31 м;

частота вращения – 2900 об/мин

мощность электродвигателя – 22 кВт;

Выбираем 3 насоса – 2 рабочих, 1 резервный.

4. РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ КОТЕЛЬНОЙ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

4.1 Расчет тепловой схемы

Задача расчета тепловой схемы заключается в определении расходов и параметров потоков воды, теплопроизводительности основного оборудования, а также расходов тепла в различных характерных режимах отпуска тепла, что служит обоснованием достоверности выбранного оборудования для разных расчетных условий.

Расчетный расход тепла при $t_H^p = -39^\circ\text{C}$, подлежащий отпуску теплоподготовительной установкой:

$$Q_{Omn}^p = Q_O^p + Q_{т.п.}^p, \text{ Гкал/час, где}$$

Q_O^p - расчетная тепловая нагрузка на отопление

$$Q_O^p = 1,45 \text{ Гкал/час}$$

$Q_{т.п.}^p$ - расчетные тепловые потери, принимаем 5%

$$Q_{т.п.}^p = \frac{1,45 \cdot 0,05}{0,95} = 0,076 \text{ Гкал/час, тогда}$$

$$Q_{Omn}^p = 1,45 + 0,076 = 1,526 \text{ Гкал/час}$$

Суммарный расчетный расход сетевой воды при температурном графике 95/70 °С:

$$G_{с.в.}^p = \frac{Q_{Omn}^p}{\Delta t} = \frac{1,526}{25} = 61,04 \text{ м}^3/\text{час}$$

Так как система теплоснабжения закрытая, то расход сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах будет одинаков.

Определяем расчетный расход воды в котловом контуре:

$$G_{к.к.}^p = \frac{Q_{к.к.}^p}{\Delta t} \text{ м}^3/\text{час, где}$$

$Q_{к.к.}^p$ - расчетная выработка тепла, Гкал/час

$$Q_{к.к.}^p = Q_{отп}^p + Q_{с.н.}^p, \text{ Гкал/час, где}$$

$Q_{с.н.}^p$ - расход тепла на собственные нужды котельной. Принимаем для жаротрубных котлов по норме $Q_{с.н.}^p = 2,01\%$

$$Q_{с.н.}^p = \frac{1,526 \cdot 2,01}{97,99} = 0,0313 \text{ Гкал/час, тогда}$$

$$Q_{к.к.}^p = 1,526 + 0,0313 = 1,557 \text{ Гкал/час}$$

Расход воды в котловом контуре при температурном графике 115/80 °С

$$G_{к.к.}^p = \frac{1,557}{35} = 44,5 \text{ м}^3/\text{час}$$

Чертим расчетную тепловую схему с указанием расчетных параметров.

Составляем таблицу №9 исходных данных для расчета тепловой схемы котельной (рисунок 1), для чего производим расчет тепловых нагрузок для наиболее характерных температур наружного воздуха, а именно для наиболее холодного месяца отопительного периода (в нашем случае для января при $t_{н.я}^p = -19,9^\circ\text{C}$) и среднегодовой температуре наружного воздуха за отопительный период (для г.Томска $t_{н.в.}^{ср} = -7,9^\circ\text{C}$).

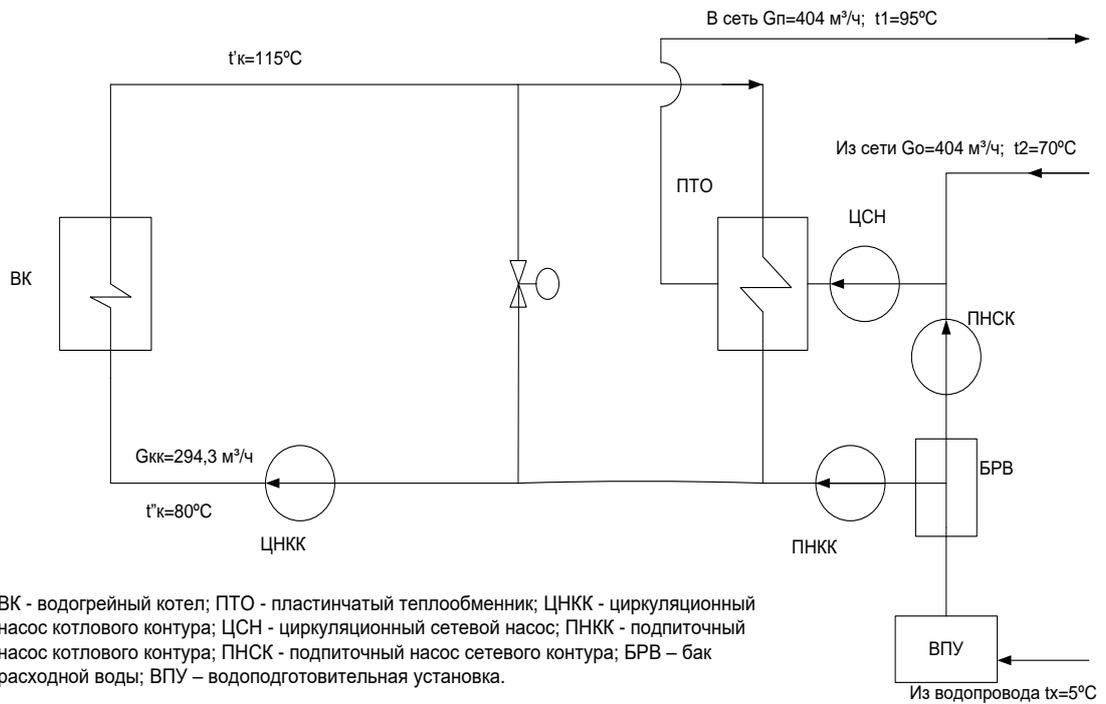


Рисунок 1. Расчетная тепловая схема котельной.

Определяем коэффициент снижения расхода тепла для января при $t_{н.я}^p = -19,9^\circ\text{C}$, как наиболее холодного месяца:

$$K_{н.я.} = \frac{t_{вн} - t_{н}}{t_{вн} - t_{н}^p} = \frac{16 - (-19,9)}{16 - (-39)} = 0,653;$$

для $t_{н.в.}^{cp} = -7,9^\circ\text{C}$:

$$K_{cp} = \frac{16 - (-7,9)}{16 - (-39)} = 0,435$$

Определяем температуру воды в подающем и обратном трубопроводах

для $t_{н.я}^p = -19,9^\circ\text{C}$

$$t_{1нх} = 16 + 66,5 \cdot 0,653^{0,8} + 12,5 \cdot 0,653 = 71,45^\circ\text{C}$$

$$t_{2нх} = 16 + 66,5 \cdot 0,653^{0,8} - 12,5 \cdot 0,653 = 55,12^\circ\text{C}$$

для $t_{н.в.}^{cp} = -7,9^\circ\text{C}$

$$t_{1cp} = 16 + 66,5 \cdot 0,435^{0,8} + 12,5 \cdot 0,435 = 55,6^\circ\text{C}$$

$$t_{2cp} = 16 + 66,5 \cdot 0,435^{0,8} - 12,5 \cdot 0,435 = 44,73^\circ\text{C}$$

Определяем суммарный отпуск тепла

$$\text{для } t_{н.я}^p = -19,9^\circ\text{C}$$

$$Q_{отп}^{н.х} = Q_{отп}^p \cdot K_{н.х} = 1,557 \cdot 0,653 = 1,017 \text{ Гкал / час}$$

$$\text{для } t_{н.в.}^{ср} = -7,9^\circ\text{C}$$

$$Q_{отп}^{ср} = Q_{отп}^p \cdot K_{ср} = 1,557 \cdot 0,435 = 0,677 \text{ Гкал / час}$$

Определим расход воды в подающей и обратной магистрали

для $t_{нх}$

$$G_{н.х} = \frac{Q_{отп}^{н.х}}{\Delta t_{н.х}} = \frac{1,017}{70,56 - 54,5} = \frac{1,017}{16,06} = 63,33 \text{ м}^3 / \text{час}$$

для $t_{ср}$

$$G_{ср} = \frac{Q_{отп}^{ср}}{\Delta t_{ср}} = \frac{0,677}{55,68 - 44,78} = \frac{0,677}{10,9} = 62,11 \text{ м}^3 / \text{час}$$

Все данные заносим в таблицу №4.1.

Исходные данные, для расчета тепловой схемы.

Таблица №4.1

| Наименование величин | Условные обозначения | Значение величин при характерных режимах работы котельной | | |
|--|----------------------|---|----------------------------|-----------------------------|
| | | $t_{н.о.}^p, ^\circ\text{C}$ | $t_{н.х.}, ^\circ\text{C}$ | $t_{н.ср.}, ^\circ\text{C}$ |
| Температура наружного воздуха, $^\circ\text{C}$ | t_n | - 39 | - 19,9 | - 7,9 |
| Температура воздуха внутри помещения, $^\circ\text{C}$ | $t_{вн}$ | +16 | +16 | +16 |
| Расход тепла на отопление, ккал/час | $Q_{от}$ | 1450 | 929,5 | 632 |
| Потери в сетях 5%, ккал/час | $Q_{пот}$ | 76 | 50,7 | 33,8 |
| Суммарный отпуск тепла, ккал/час | $Q_{отп}$ | 1557 | 1017 | 0,677 |
| Собственные нужды котельной 2,01%, ккал/час | $Q_{с.н.}$ | 31,3 | 20,9 | 14 |

Продолжение таблицы №4.1

| Наименование величин | Условные обозначения | Значение величин при характерных режимах работы котельной | | |
|---|---------------------------|---|----------------------------|-----------------------------|
| | | $t_{н.о.}^p, ^\circ\text{C}$ | $t_{н.х.}, ^\circ\text{C}$ | $t_{н.ср.}, ^\circ\text{C}$ |
| Температура воды в подающем трубопроводе, $^\circ\text{C}$ | t_1 | 95 | 71,45 | 55,12 |
| Температура воды в обратном трубопроводе, $^\circ\text{C}$ | t_2 | 70 | 55,6 | 44,73 |
| Расход воды в подающей и обратной линиях, $\text{м}^3/\text{час}$ | $G_{под} \approx G_{обр}$ | 62,11 | 63,33 | 62,11 |
| Температура сырой воды, $^\circ\text{C}$ | t_x | +5 | +5 | +5 |
| Коэффициент собственных нужд ХВО | $K_{хво}$ | 1,25 | 1,25 | 1,25 |

Определяем расход подпиточной воды для восполнения потерь в тепловых сетях.

Для закрытой схемы теплоснабжения норма утечек составляет 0,25% от объема воды в теплосетях.

Так как расход воды в теплосетях для всех трех характерных режимах практически одинаков, то расчет ведем по максимальной величине, т.е.

$$G_{ут}^p = 0,0025 \cdot V_{т.с.} = 0,0025 \cdot 63,3 = 0,16 \text{ м}^3 / \text{час}$$

Подпитка котлового контура

$$G_{ут к.к.}^{к.к.} = 0,0025 \cdot V_{к.к.} = 0,0025 \cdot 44,5 = 0,111 \text{ м}^3 / \text{час}$$

Расход сырой воды, поступающей на ХВО, при коэффициенте собственных нужд ХВО $K_{хво} = 1,25$ будет

$$G_{с.в.}^{хво} = (0,16 + 0,111) \cdot 1,25 = 0,35 \text{ м}^3 / \text{час}$$

Расход воды в котловом контуре постоянный $G_{к.к.}^p = 44,5 \text{ м}^3 / \text{час}$.

Регулирование отпущенного тепла производится путем перепуска воды из подающей магистрали в обратную через электромагнитный вентиль с сигналом от наружной температуры.

Для максимального (расчетного режима) расход воды на перепускной линии равен 0.

Определяем расход котловой воды через подогреватель из уравнения теплового баланса:

$$\frac{G_{к.к.} \cdot \Delta t_{к.к.}}{\eta} = G_{с.в.} \cdot \Delta t_{с.в.}$$

для $t_{нх}$

$$G_{подогр}^{н.х} = \frac{62,11 \cdot 16,06 \cdot 0,98}{35} = 27,93 \text{ м}^3 / \text{час}$$

для $t_{ср}$

$$G_{подогр}^{ср} = \frac{63,33 \cdot 10,9 \cdot 0,98}{35} = 19,33 \text{ м}^3 / \text{час}$$

Тогда количество воды по перепускной линии будет

для $t_{нх}$

$$G_{пер}^{н.х} = 44,4 - 27,93 = 16,47 \text{ м}^3 / \text{час}$$

для $t_{ср}$

$$G_{пер}^{ср} = 44,4 - 19,33 = 25,07 \text{ м}^3 / \text{час}$$

4.2 Выбор оборудования

На основании проведенных расчетов к установке принимается:

- 2 котлоагрегата «Турботерм-800» с газовой горелкой WM-G 10/4-A, производства фирмы «Рэмэкс-Сибирь» г.Томск;
- котлоагрегат «Турботерм-500» с газовой горелкой WM-G 10/2-A, производства фирмы «Рэмэкс-Сибирь» г.Томск;
- пластинчатый теплообменник NP150S CD-16, (2 - рабочих, 1 - резервный), производства германской фирмы «GEA Ecoflex GmbH»;
- циркуляционные насосы котлового контура СгопоВ1ос-BL 40/170-1,1/4 (2 - рабочих, 1 - резервный) производства германской фирмы «WILO»;
- циркуляционные насосы котлового контура (летний) СгопоВ1ос-BL 32/150-3/2, производства германской фирмы «WILO»;
- циркуляционные насосы сетевого контура СгопоВ1ос-BL 80/165-22/2,

- (2 -рабочих, 1 - резервный) производства германской фирмы «WILLO»;
- циркуляционные насосы сетевого контура (летний) CгопоВ1ос-BL 50/150-7,5/2, производства германской фирмы «WILLO»;
- 32/150-3/2, производства германской фирмы «WILLO»;
- подпиточный насос котлового контура МНІ 404, (1- рабочий, 1 - резервный) производства германской фирмы «WILLO»;
- подпиточный насос котлового контура МНІ 1604, (1 - рабочий, 1 - резервный) производства германской фирмы «WILLO»;
- расширительные мембранные баки емкостью 500 л каждый – 3 шт. производства фирмы «Wester Line»;
- бак подпитки ($V = 10 \text{ м}^3$);
- блок водоподготовительной установки;
- повысительный насос (1-рабочий, 1-резервный) производства германской фирмы «Грундфос»;
- бак для воды Combi W 1100 (объемом 1100 л);
- мембранный расширительный бак $V=100$ л, производства фирмы «Reflex»;
- фильтр обезжелезивания НFI-1044-263/742, производительностью до $0,6 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- фильтр умягчения АТ-FS 500-08 Т, производительностью до $1 \text{ м}^3/\text{ч}$;

4.3 Основные эксплуатационные параметры и технические характеристики котлов «Турботерм-800» и «Турботерм-500»

| | | |
|--|-------|-------|
| 1. Мощность номинальная, МВт | 0,8 | 0,5 |
| 2. Коэффициент полезного действия, % | 92 | 92 |
| 3. Максимальная температура воды на выходе, °С | 115 | 115 |
| 4. Минимальная температура воды на входе, °С | 70 | 70 |
| 5. Габаритные размеры , м, не более | | |
| длина | 5,45 | 3,944 |
| ширина (диаметр) | 2,582 | 1,988 |

| | | |
|---|-----------|----------|
| высота | 2,91 | 2,268 |
| 6. Полная поверхность нагрева, м ² | 31,2 | 18,7 |
| 7. Масса котла, т, не более | 2,626 | 1,84 |
| 8. Водяной объем, м ³ | 1,22 | 1,12 |
| 9. Гидравлическое сопротивление, кПа, не более | 8-11 | 8-11 |
| 10. Расход воды, м ³ /ч | 15,3-27,5 | 9,6-17,2 |
| 11. Температура уходящих газов при номинальной производительности, °С, не более | 170 | 170 |

Котлы комплектуются: газовой горелкой WM-G 10/4-A (для котла турботерм 800), газовой горелкой WM-G 10/2 (котел на 500 Вт)-А с плавно изменяющейся нагрузкой. Горелки оснащены автоматикой регулирования и управления. Котлы работают без тягодутьевых установок.

Горелки WM-G 10/4-A и WM-G 10/2-A предназначены для сжигания газообразного топлива.

Горелки работают с медленным регулированием мощности. При данном регулировании устанавливается большая и малая нагрузки в диапазоне регулирования. В зависимости от потребности тепла горелка плавно управляет обоими моментами нагрузки. Не происходит внезапного включения или отключения большого количества топлива.

Все конструктивные элементы горелки собраны в единый блок.

Все устройства для регулирования топлива и воздуха при наладке легкодоступны. Горелки откидываются влево и вправо.

Процесс работы горелок полностью автоматизирован.

5. ВОДОПОДГОТОВКА

Для предотвращения образования отложений на поверхности нагрева и снижения коррозионной активности котловой и сетевой воды, проектом предусматривается водоподготовительная установка, для доведения качества подпиточной воды котлового и сетевого контуров до требований ГОСТ 108.030.47-81 (схема приведена в приложении Д).

5.1 Описание работы установки ХВП

Исходная вода содержит иловые и песчаные частицы, избыточное количество растворенного железа и марганца, и солей жесткости и требует перед потреблением очистки

На входе воды в котельную установлена накопительная ёмкость объемом 1,5 м³. В эту же ёмкость с помощью воздушного компрессора, производительностью 80 л/м, подается воздух, способствующий процессу окисления.

Вода, обогащенная кислородом, при помощи фильтрационных насосов подается в осветлительные фильтры типа НФМ-1044-263/742, NUB, где происходит удаление глины, песка и других механических примесей.

Работоспособность фильтров восстанавливают обратной промывкой. Промывка производится два раза в неделю в 2.00 ночи.

Осветлительные фильтры включены в схему параллельно, промывка фильтров происходит поочередно. При отключении одного осветительного фильтра на промывку, другой остается в работе.

После осветлительных фильтров вода поступает в фильтры обезжелезивания типа НФИ-1044-263/742, NUB. В качестве фильтрующей загрузки в фильтры загружен биологически каталитический материал: зеленый песок (Грин Занд), который способствует окислению соединений железа, марганца и сероводорода (Fe^{2+} , Mn^{2+}), растворенных в воде, в водонерастворимые соединения (Fe^{3+} , Mn^{3+}) которые выпадают в осадок в виде хлопьев. Этот хлопьевидный материал осаждается в фильтровальном слое.

Осадок может быть удален из фильтровального слоя в процессе обратной промывки исходной или очищенной водой, подаваемой в направлении снизу вверх. После взрыхления фильтрующей загрузки необходимо провести прямую промывку для уплотнения слоя фильтрующего материала и удаления из фильтра остатков промывочной воды.

Для восстановления окислительной способности фильтрующей загрузки (зеленого песка) необходимо провести регенерацию слабым раствором марганцовокислого калия (KMnO_4).

Фильтры обезжелезивания включены в схему параллельно. После истощения рабочей способности фильтрующего материала фильтры автоматически, поочередно, отключаются на регенерацию. На выходе каждого фильтра обезжелезивания установлен зонный шаровой кран с сервоприводом, когда один из фильтров уходит на регенерацию сигнал от микропереключателя установленного на управляющем автоматическом клапане, уходит на зонный шаровой кран с сервоприводом, и он запирает ток воды. Таким образом, в процессе регенерации в режиме фильтрации находится только один фильтр.

После фильтров обезжелезивания химически очищенная вода проходит через механический фильтр типа AVANTIRF предназначенный для очистки воды от взвешенных частиц крупностью более 90 мкм. Механический фильтр рекомендуется промывать не реже 1 раза в месяц, при необходимости периодичность промывок можно увеличить.

После механического фильтра вода поступает на установку умягчения типа HFS-1044-263/742. В качестве фильтрующей загрузки используется Накинообменная смола (Dowes HCR-S/S), которая предназначена для умягчения воды, т.е. удаления из нее накипеобразующих ионов кальция и магния. На фильтре умягчения сорбируется основное количество содержащихся в воде ионов Са и Mg, обменивая их на эквивалентное количество ионов Na (натриевые соли не образуют накипь). Смола регенерируется раствором поваренной соли в автоматическом режиме по программе, установленной при пуско-

наладке. Баллоны фильтра умягчения работают поочередно. Сначала работает первый баллон фильтра умягчения, когда емкость рабочего баллона исчерпана, то управляющий таймер включает в работу второй резервный баллон, а первый баллон переводит в режим регенерации, а после завершения регенерации в режим ожидания. Второй баллон находится в режиме работы до тех пор, пока его ионообменная емкость не будет исчерпана, затем в работу вводится первый резервный баллон фильтра умягчения, а второй отключается на регенерацию.

После завершения процесса регенерации необходимо засыпать в солевой бак соль (расход соли должен соответствовать значению, указанному в режимной карте) и разровнять его ровным слоем. Для регенерации установки умягчения рекомендуется использовать таблетированную соль.

После установки умягчения химически очищенная вода подается в подпиточный бак, объемом 10 м³. На подпиточном баке установлены датчики уровня. Нижний уровень, средний уровень и верхний. Сигнал от датчиков уровня поступает на контроллер КОНТАР МС8, который по определенной программе управляет электромагнитным нормально-закрытым клапаном. При достижении верхнего уровня клапан закрывается, прекращая при этом проток воды через фильтры, а при среднем уровне открывается.

Из подпиточного бака с помощью подпиточных насосов подается на подпитку котлов, с помощью промывочных насосов, также может подаваться на промывку фильтров.

Система подпиточной воды служит для автоматического восполнения потерь теплосети водой. Подпитка осуществляется автоматически из бака подпитки подпиточными насосами. На входе водопровода в котельную установлен счетчик холодной воды.

Источник водоснабжения котельной - природная подземная вода из артезианской скважины.

Основное назначение установки ХВП - механическая очистка, обезжелезивание и умягчение исходной воды для приготовления питательной воды необходимого качества согласно РД 24.031.120-91.

5.2 Нормы качества сетевой и подпиточной воды водогрейных котлов

Согласно РД 24.031.120-91 показатели качества подпиточной и сетевой воды водогрейных котлов, для закрытой системы теплоснабжения, не должны превышать среднесуточных значений по следующим показателям:

Таблица №5.1.

| | |
|---|----------|
| Прозрачность по шрифту, см, не менее | 30 |
| Карбонатная жесткость (при рН не более 8,5), мкг-экв/кг | 700 |
| Содержание соединений железа в пересчете на Fe, мкг/кг | 500 |
| Содержание растворенного кислорода, мкг/кг | 50 |
| Значение рН при 25 °С | 7,0-11,0 |
| Содержание нефтепродуктов, мг/кг | 1,0 |

5.3 Техническая характеристика оборудования установки ХВП

Для восполнения потерь в котловом и сетевом контуре необходимо использовать воду надлежащего качества согласно РД 24.031.120-91. В результате чего предусмотрена установка ХВП включающая в себя следующее основное оборудование:

Осадочный фильтр типа HFI-1044-263/742,NUB предназначен для удаления из воды песка, глины, других механических примесей.

Фильтрующая загрузка:

а) Filter Ag - 150л, изготовлен из гранулированного пористого алюмосиликата и предназначен для удаления из воды механических примесей. Сплошность фильтрации составляет 20-40 мкм.

б) Кварцевый песок - 30 л.

с) Поддерживающий слой гравия - 30 л.

Технические характеристики осадочного фильтра HFM-2162-MG,FL,942, NHV

Таблица №5.2

| № | Наименование | Обозначения | Ед. изм. | Формула расчета | Значение |
|----|------------------|-------------|----------|-----------------|----------|
| 1. | Осадочный фильтр | A | шт. | - | 2 |

| | | | | | |
|----|------------------------|-----------------|-------------------|---|--------|
| 2. | - диаметр | D | мм | - | 525,0 |
| 3. | - высота | H | мм | - | 1580,0 |
| 4. | - высота загрузки | H _{СЛ} | мм | - | 680,0 |
| 5. | - площадь фильтрования | f _{Na} | м ² | f _{Na} =3.14·D ² /4 | 0,22 |
| 6. | - объем Filter Ag | V _k | м ³ | V _k = f _{Na} · H _{СЛ} | 0,150 |
| 7. | Скорость фильтрования | W _{Na} | м/час | W _{Na} = Q _{Na} · f _{Na} | 11,4 |
| 8. | Производительность | Q _{Na} | м ³ /ч | Q _{Na} = f _{Na} · W _{Na} | 2,5 |

Описание работы фильтра.

Работа фильтров основана на принципе объемного фильтрования воды. Промывка фильтров осуществляется обратным током исходной воды. Все операции процесса промывки выполняются автоматически за счет давления исходной воды без использования промежуточных емкостей и насосов. Сброс сточных вод, образующихся в процессе промывки, производится в хозяйственно-бытовую или производственную канализацию. Процесс промывки фильтров состоит из следующих операций:

Операция 1 - обратная промывка фильтрующего материала исходной или очищенной водой, подаваемой в направлении снизу вверх. Служит для взрыхления материала и его очистки от накопившегося осадка.

Операция 2 - прямоточная отмывка фильтрующего материала исходной водой для уплотнения слоя и удаления из него остатков промывной воды.

Фильтр обезжелезивания типа HFI-1044-263/742,NUB предназначен для удаления из воды соединений железа и марганца.

Фильтрующая загрузка:

а. Manganese Greensand (MGS) -168 л, биологически каталитический материал зеленый песок (Грин Занд), изготовлен на основе глауканитового песка, который способствует окислению Fe²⁺ растворенного в воде, в Fe³⁺ который выпадает в осадок, а также он способен удалять из воды марганец и сероводород в результате реакций окисления. При окислении эти соединения становятся водорастворимыми, осаждаются и отфильтровываются в процессе регенерации в фильтровальном слое, осаждаясь в виде хлопьевидного материала. Для восстановления окисляющих свойств цеолит обрабатывается раствором перманганата

ната калия. Для предотвращения слеживания MGS, необходимо не реже одного раза в неделю взрыхлять загрузку обратным течением воды.

Продукт содержит:

a) SiO_2 , Fe_2O_3 , Al_2O_3 , MgO , MnO_2 . Активная составляющая марганцевого цеолита - оксид марганца MnO_2 .

b) Кварцевый песок - 30 л.

c) Поддерживающий слой гравия - 30 л.

Технические характеристики фильтра обезжелезивания воды HFI-2162-MG,FA,962,NHB

Таблица №5.3

| № | Наименование | Обо- | Ед. изм. | Формула расчета | Значение | |
|-----|--|--|-----------------------|--|---|-----|
| 1. | Фильтр обезжелезивания | A | шт | - | 2 | |
| 2. | - диаметр | D | мм | - | 525,0 | |
| 3. | - высота | H | мм | - | 1780,0 | |
| 4. | - высота загрузки | $H_{\text{СД}}$ | мм | - | 764 | |
| 5. | - площадь фильтрования | f_{Na} | м^2 | $f_{\text{Na}}=3.14 \cdot D^2/4$ | 0,22 | |
| 6. | - объем МС8 | V_k | м^3 | $V_k= f_{\text{Na}} \cdot H_{\text{СД}}$ | 0,168 | |
| 7. | Железо общее | Fe | мг/л | Анализ исходной воды | 0,56 | |
| 8. | Марганец | Mn | мг/л | | 0,25 | |
| 9. | Скорость фильтрования | W_{Na} | м/час | $W_{\text{Na}}= Q_{\text{Na}} \cdot f_{\text{Na}}$ | 12,3 | |
| 10. | Производительность фильтра | Q_{Fe} | $\text{м}^3/\text{ч}$ | $Q_{\text{Fe}}= f_{\text{Na}} \cdot W_{\text{Na}}$ | 2,7 | |
| 11. | Емкость марганцевого цеолита: по железу по марганцу по сероводороду | E_{Fe} E_{MN} $E_{\text{H}_2\text{S}}$ | г/л г/л г/л | По данным завода изготовителя | 1,4 0,7 0.25-0.36 | |
| 12. | Ресурс фильтра обезжелезивания до регенерации | V_{Fe} | м^3 | | $V_{\text{Fe}}=E_{\text{Fe}} \cdot V_k \cdot 1000/ \text{Fe}$ | 420 |
| 13. | Среднее суточное потребление воды | $V_{\text{ср}}$ | м^3 | | Практика эксплуатации | 10 |
| 14. | Доза перманганата калия на регенерацию MGS | Q_c | г/л MGS | - | 3-4 | |
| 15. | Доза перманганата калия на одну регенерацию фильтра | $Q_{\text{сф}}$ | г | $Q_{\text{сф}}= V_k \cdot 3,5$ | 590-600 | |
| 16. | Периодичность процесса регенерации, сут | n | - | $n= V_{\text{Fe}}/ V_{\text{ср}}$ | 42 | |
| 17. | Фактическая периодичность процесса регенерации (согласно рекомендаций завода-изготовителя) | $n_{\text{ф}}$ | - | | 1 раз в неделю | |
| 18. | Число регенераций в месяц | $n_{\text{м}}$ | - | $n_{\text{м}}=30/ n_{\text{ф}}$ | 4,3 | |
| 19. | Число регенераций в год | $n_{\text{год}}$ | - | $n_{\text{г}}=360/ n_{\text{ф}}$ | 52,9 | |

| | | | | | |
|-----|---|---------------|---|--|-------|
| 20 | Месячный расход перманганата калия на регенерацию с учетом среднего водопотребления из практики | $Q_{тс·м}$ | Г | $Q_{тс·м} = n_{м} \cdot 600$ | 2580 |
| 21. | - то же, в год | $Q_{тс·год}$ | Г | $Q_{тс·год} = n_{год} \cdot 600$ | 31740 |
| 22. | 25% складских запасов | $Q_{тс·ск}$ | Г | $Q_{тс·ск} = Q_{тс·год} \cdot 0,25$ | 7935 |
| 23. | Общегодовой расход перманганата калия | $Q_{общ·год}$ | Г | $Q_{общ·год} = Q_{тс·год} + Q_{тс·ск}$ | 39675 |

Описание работы фильтра

- Режим ФИЛЬТРАЦИЯ (CONDITIONED WATER).

Вода, очищенная от взвешенных частиц на осадочных фильтрах, поступает в фильтра обезжелезивания, проходит через фильтрующую среду, при этом осаждавая растворенные соединения железа, марганца, сероводорода и, поднимаясь по водоподъемной трубке, выходит из фильтра обезжелезивания.

- Режим ОБРАТНАЯ ПРОМЫВКА (BACKWASH).

Когда электронный таймер управляющего клапана переведет колесо до дня регенерации, включается редуктор, вращающий программный вал с постоянной скоростью. В положении BACKWASH происходит переключение клапанов и меняется направление движения воды: вода из входного штуцера направляется в водоподъемную трубку, взрыхляя марганцевый цеолит, вымывает задержанные им примеси в канализацию. Продолжительность цикла обратной промывки - 20 минут.

- Режим ЗАСАЛИВАНИЕ И МЕДЛЕННАЯ ПРОМЫВКА (BRINE & RINSE).

Из реагентного бака засасывается насыщенный раствор марганцовки, смешивается с водой и проходя через фильтрующую загрузку восстанавливает химическую активность марганцевого цеолита. Продолжительность цикла - 60 минут.

- Режим ОТМЫВКА фильтрующей загрузки.

После того, как в реагентном баке закончится раствор перманганата калия, поток воды промывает марганцевый цеолит от остатков марганцов-

ки. Расход раствора марганцовки регулируется высотой поплавок солевого клапана и зависит от сечения реактивного бака. Продолжительность цикла-15 минут.

- Режим НАПОЛНЕНИЕ МАРГАНЦОВОЧНОГО БАКА.

Режим наполнения марганцовочного бака - завершающая стадия процесса регенерации фильтров обезжелезивания. Продолжительность цикла- 10 минут.

После завершения процесса регенерации установка умягчения автоматически включается в работу, либо находится в режиме ожидания.

Основные требования к качеству исходной воде:

- взвешенные вещества не более 5 мг/л;
- марганец не более 7,0 мг/л;
- водородный показатель Рн - 6,5;
- цветность не более 30 град;
- сероводород и сульфиты не более 5,0 мг/л;
- свободный активный хлор не более 1 мг/л;
- окисляемость перманганатная не более 5,0 мг O₂/л;
- нефтепродукты - отсутствие;
- железо общее - до 15 мг/л;
- температура - 5-35°C;

Основные условия применения фильтра:

- минимальное давление воды 2,5 атм;
- максимальное давление воды 6,0 атм;
- помещение должно быть оборудовано дренажной магистралью;
- температура воздуха в помещении -5 - 35 °С;
- влажность не более 70%;
- напряжение электрической цепи - 220 В, 50 Гц, сила тока до 3 А.

Механический фильтр с обратной промывкой типа Avanti RF предназначен для фильтрации питьевой и хозяйственной воды. Он защищает трубопроводы и присоединенные к ним системы от функциональных нарушений и

коррозии, вызываемых наличием в воде посторонних частиц, таких как ржавчина, пенька, опилки, песок и т.д. с макс. Ш 2мм.

Механический фильтр с обратной промывкой типа Avanti RF включает:

- Защитный корпус;
- Вращающийся колпачок;
- Штифт;
- Прозрачный цилиндр;
- Фильтрующий элемент;
- Кольцо с датой;
- Подсоединение для слива (для муфтового соединения или насадки для шланга);
- Предохранительный запорный кран;
- Декоративное кольцо;
- Необходимая принадлежность: соединительный модуль/соединительный элемент.

Технические характеристики механического фильтра

Таблица №5.4

| Фильтр с обратной промывкой Avanti RF Тип | ¾" | 1" | 1¼" | 1½" | 2" |
|---|-----------------------|-----|-------------------|-----|----|
| Номинальный размер подсоединения, DN | 20 | 25 | 32 | 40 | 50 |
| Производительность при D _p =0,2бар(без редуктора), м ³ /ч | 3,5 | 4,5 | 5 | 9 | 11 |
| Давление на выходе после редуктора, бар | 2-6 | | | | |
| Мин/макс размер ячеек, см | 90/110 | | | | |
| Номинальное давление (PM), бар | 16 | | | | |
| Рабочее давление мин/макс, бар | 2/16 | | | | |
| Температура воды/окружающей среды, макс, °C | 30/40 | | | | |
| Тип подсоединения | С помощью гидромодуля | | С помощью фланцев | | |
| Общая высота, А, мм | 460 | | | | |
| Мин. расстояние от середины трубы до пола, В, мм | 670 | | | | |

Описание работы фильтра.

Неочищенная вода входит через входное отверстие в фильтре, проходит через фильтрующий элемент и выходит через выходное отверстие для очищенной воды. При фильтрации на внутренней поверхности фильтровальной ткани остаются частицы размером > 90 мкм. В зависимости от веса и размера, эти ча-

стицы оседают в нижней части фильтрующего элемента или остаются на фильтровальной ткани. Фильтрующий элемент следует регулярно очищать с помощью обратной промывки.

Обратная промывка производится в ручную и работает по принципу отсасывания.

Процесс фильтрации продолжается без прерывания и во время обратной промывки, т.к. 90% фильтрующей поверхности постоянно работает на фильтрацию (непрерывная фильтрация).

Обратную промывку следует проводить, если из-за возрастающего загрязнения фильтрующего элемента падает давление воды, но самое позднее: 1 раз в 2 месяца.

Согласно инструкции завода-изготовителя рекомендуется проводить обратную промывку 1 раз в месяц, чтобы предотвратить закупорку фильтровальной ткани (а при сильном загрязнении чаще).

Последовательность обратной промывки:

- Повернуть штифт.
- Повернуть вращающийся колпачок против часовой стрелки прилб. на 3-4 оборота.
- И сразу же закрутить его назад до упора. При сильном загрязнении эти шаги можно повторить.

Пластмассовые части можно чистить только влажной мягкой салфеткой; нельзя использовать растворители, кислые моющие средства или чистящие средства.

Установка умягчения типа HFS-1044-263/742 предназначена для умягчения технической воды с целью защиты поверхностей нагрева от отложений извести.

В качестве фильтрующей загрузки используется Na-катионообменная смола (Dowes HSR-S/S), которая удаляет соли жесткости (кальций, магний). Смола регенерируется раствором поваренной соли в автоматическом режиме по программе установленной при пуско-наладке.

Установка умягчения воды непрерывного действия состоит из шести основных элементов - двух напорных баллонов, двух автоматических клапанов, один из которых ведущий, другой - ведомый и двух реагентных баков.

Состав фильтра умягчения:

- Корпус фильтра VAS 1865 - коррозиестойкий, высокопрочный пластик, армированный стекловолокном - 2 шт.;

- Автоматический управляющий клапан Autorol 278/964 RS (один ведущий, другой ведомый) - с контроллером программирования режимов работы - 2 шт.;

- Фильтрующий материал - Na-катионообменная смола Dowes HSR-S/S в объеме 150 л в каждом напорном баллоне (общее количество загрузки - 300л);

- Реагентный бак для приготовления и хранения солевого раствора - 2 шт. В солевом баке расположен колодец: пластиковая труба («солевая шахта»), внутри которой смонтирована засасывающая система, включающая поплавковый запирающий клапан и шариковый отсечной клапан. С помощью гибкой трубки засасывающая система солевого бака соединяется с клапанным механизмом фильтра умягчения;

- Дренажно-распределительная система состоит из вертикальной трубки и верхнего и нижнего щелевых колпачков, которые предотвращают вынос фильтрующей загрузки из корпуса при работе фильтра умягчения - 2 шт.

При работе попеременной Twin системы, модуль, находящийся в резерве, автоматически промывается перед включением в работу. Функции системы клапанов прямого действия не зависят от давления воды.

Пяти-цикловое управление обеспечивает:

- нисходящий поток умягченной воды;
- восходящий поток обратной промывки;
- нисходящий поток солевого раствора и медленной промывки;
- нисходящий поток быстрой промывки перед включением в работу резервного модуля;

- пополнение солевого бака.

В попеременной Twin системе после регенерации баллон остается в резерве до тех пор, пока не потребуются его включение в линию. Диски клапанов остаются закрытыми под действием водного давления, вследствие чего исключается утечка. Седла клапанов находятся в вертикальном положении, которое является наименее уязвимым к загрязнению. Для обратной промывки используется умягченная вода. Это предотвращает перенос жесткости и загрязнение смолы механическими примесями.

Регенерация в ручном режиме может быть проведена в любом баллоне нажатием кнопки REGEN на передней стороне контроллера. Возможно проведение последовательных регенераций в ручном режиме, не ожидая, пока первый модуль закончит регенерацию.

Каждый модуль может работать в одиночку, удовлетворяя потребность в умягченной воде, если другой модуль выключен из системы - для технического обслуживания или ремонта. Это достигается с помощью байпасного клапана

Технические характеристики установки умягчения воды HFS-1865-278/942 RS (таблица 5.5)

Таблица №5.5

| № | Наименование | Обо- | Ед. изм. | Формула расчета | Значение |
|-----|--|-------------------------------|-------------------|------------------------------------|----------|
| 1. | Натрий-катионитовый фильтр | A | шт. | - | 2 |
| 2. | - диаметр | D | мм | - | 450,0 |
| 3. | - высота | H | мм | - | 1825,0 |
| 4. | - высота загрузки | H _{СЛ} | мм | - | 940,0 |
| 5. | - площадь фильтрования | f _{Na} | м ² | $f_{Na}=3.14 \cdot D^2/4$ | 0,160 |
| 6. | - объем катеонита | V _k | м ³ | $V_k = f_{Na} \cdot H_{СЛ}$ | 0,150 |
| 7. | Жесткость исходной воды | Ж ₀ | мг-экв/л | Анализ исходной воды Протокол | 6,6 |
| 8. | Скорость фильтрования | W _{Na} | м/час | $W_{Na}=Q_{Na} \cdot f_{Na}$ | 15,6 |
| 9. | Производительность фильтра | Q _{Na} | м ³ /ч | $Q_{Fe}=f_{Na} \cdot W_{Na}$ | 2,5 |
| 10. | Рабочая обменная емкость при удельном расходе соли 150г/л смолы | E _p ^{Na} | г-экв/л | По данным завода изготовителя | 1,9 |
| 11. | Рабочая обменная емкость в фильтре при удельном расходе соли 150 г/л смолы | E _{pf} ^{Na} | г-экв | $E_{pf}^{Na} = E_p^{Na} \cdot V_k$ | 285 |
| 12. | Объем воды, который фильтр пропустит до истощения | V _B | м ³ | $V_B = E_{pf}^{Na} / Ж_0$ | 43,2 |

| | | | | | |
|-----|--|----------|----------------|---------------------------|------|
| 13. | Средне суточное потребление умягченной воды | V_{cp} | м ³ | Практика эксплуатации | 10 |
| 14. | Расход технической поваренной соли на одну регенерацию | $Q_{тс}$ | кг | $Q_{тс} = V_k \cdot 0,15$ | 22,5 |

Продолжение таблицы №5.5

| № | Наименование | Обознач | Ед. изм. | Формула расчета | Значение |
|-----|---|---------------|----------|--|-------------------------|
| 15. | Периодичность процесса регенерации, сут | n | - | - | 0,25 (1 раз в 4 дня) |
| 16. | Суточный расход соли на регенерацию с учетом среднего водопотребления из практики | $Q_{тс.сут}$ | кг | $Q_{тс.сут} = n \cdot 22,5$ | 5,625 |
| 17. | - то же, в месяц | $Q_{тс.м}$ | кг | $Q_{тс.м} = Q_{тс.сут} \cdot 30$ | 168,75 |
| 18. | - то же, в год | $Q_{тс.год}$ | кг | $Q_{тс.год} = Q_{тс.сут} \cdot 361$ | 2030,625 |
| 19. | 25% складских запасов | $Q_{тс.ск}$ | кг | $Q_{тс.ск} = Q_{тс.год} \cdot 0,25$ | 507,656 |
| 20. | Общегодовой расход соли | $Q_{общ.год}$ | кг | $Q_{общ.год} = Q_{тс.год} + Q_{тс.ск}$ | 2 538,3 |

Описание работы установки умягчения

- Режим ФИЛЬТРАЦИЯ (CONDITIONED WATER).

Вода, очищенная от взвешенных частиц, соединений железа и марганца, поступает на установку умягчения, проходит через фильтрующую загрузку, при этом происходит умягчение воды. Умягчение воды происходит за счет ионообменной реакции, т.е ионы кальция и магния содержащиеся в исходной воде улавливаются смолой, обменивая их на эквивалентное количество катионов натрия. Умягченная вода поднимается по водоподъемной трубке и выходит из фильтра умягчения.

- Режим ОБРАТНАЯ ПРОМЫВКА (BACKWASH).

Когда электронный таймер управляющего клапана переведет колесо до дня регенерации, включается редуктор, вращающий программный вал с постоянной скоростью. В положении BACKWASH происходит переключение клапанов и меняется направление движения воды: вода из входного штуцера направляется в водоподъемную трубку, взрыхляя Na-катионнообменную смолу. Продолжительность цикла обратной промывки - 20 минут.

-Режим ЗАСАЛИВАНИЕ И МЕДЛЕННАЯ ПРОМЫВКА (BRINE&RINSE).

Из реагентного бака засасывается насыщенный раствор соли, смешивается с водой и, проходя через фильтрующую загрузку, восстанавливает активность смолы (происходит процесс ионного обмена ионов кальция и магния, за-

держанных смолой в процессе умягчения, на ионы натрия, которые содержатся в регенерационном растворе). Продолжительность цикла - 50 минут.

- Режим ОТМЫВКА фильтрующей загрузки.

После того, как в реагентном баке закончится раствор соли, поток воды промывает катионнообменную смолу от продуктов регенерации. Продолжительность цикла -15 минут.

- Режим НАПОЛНЕНИЕ СОЛЕВОГО БАКА.

Режим, наполнения солевого бака - завершающая стадия процесса регенерации фильтров умягчения. Продолжительность цикла - 15 минут.

После завершения процесса регенерации установка умягчения автоматически включается в работу, либо находится в режиме ожидания.

Предложенный проектом метод обработки воды позволил получить качество питательной воды, удовлетворяющей требованиям РД 24.031.120-91 «Нормы качества сетевой и подпиточной воды водогрейных котлов, организация вводно-химического режима и химического контроля».

Предложенное оборудование (осадочные фильтры НФМ-1044-263/742,NUB, фильтры обезжелезивания НФИ-1044-263/742 и установка умягчения НФС-1044-263/742) работает с заданной производительностью и обеспечивает необходимым количеством и качеством подпиточной воды для бесперебойной работы котлового и сетевого контура котельной.

6. ГАЗОСНАБЖЕНИЕ

В качестве основного вида топлива по системе газопроводов подается природный газ по ГОСТу 5542-87 с теплотворной способностью 35,49 МДж/м³ и плотностью 0,743 кг/м³ при температуре 20°С и давлении не менее 0,10132 Мпа.

Наружная часть газопровода проектируется в соответствии с нормативными документами, регламентирующими надземную и подземную прокладку газопроводов. На основании СНиП 2.05.06-85 (подземная прокладка трубопроводов), ГОСТ 21.610-85 (газоснабжение, наружные газопроводы), СП 62.13330.2011 (газораспределительные системы) и др. документов, на генеральном плане территории предприятия указан способ доведения трубы газоснабжения от точки врезки до котельной.

6.1. Гидравлический расчет газопровода

Диаметры проектируемых газопроводов высокого и среднего давления определяем гидравлическим расчетом.

Гидравлический расчет газопроводов высокого и среднего давления производим по номограммам при максимальных расходах топлива.

Расход топлива определяем по формуле:

$$B = \frac{Q}{Q_p^H \cdot \eta}, \text{ нм}^3/\text{час}, \text{ где}$$

Q – теплопроизводительность установки, ккал/час;

Q_p^H - низшая теплотворная способность топлива, $Q_p^H = 8470$ ккал/нм³;

η – КПД котла, $\eta = 0,92$ (паспортные данные)

для котла «Турботерм» - 800:

$$B_{1,2} = \frac{1380000}{8470 \cdot 0,92} = 89 \text{ т.нм}^3 / \text{час}$$

для котла «Турботерм» - 500:

$$B_3 = \frac{430000}{8470 \cdot 0,92} = 55 \text{ т.нм}^3 / \text{час}$$

Максимальный часовой расход топлива по котельной:

$$B = 233 \text{ нм}^3/\text{час.}$$

Диаметры проектируемых газопроводов высокого и среднего давления определяем по пропускной способности исходя из условий обеспечения нормального и экономичного газоснабжения котельной при максимально-допустимых перепадах давления.

Чертим расчетную схему с нанесением расходов, диаметров, длин участков (приложение Е).

Потери давления складываются из линейных потерь и потерь местных сопротивлений. Потери давления в счетчиках, фильтре, арматуре берем по паспортным данным, линейных – по номограммам.

Газопровод высокого давления:

| | |
|----------------------------|--------------------------------|
| - давление на вводе | 0,48 МПа; |
| - потери: в фильтре | 0,01 МПа; |
| в счетчике | 0,0004 МПа; |
| в проходном клапане | 0,0001 МПа; |
| в электромагнитном клапане | 0,0002 МПа; |
| линейные | <u>0,04993 МПа</u> |
| итого: | $\Delta P' = 0,06 \text{ МПа}$ |

- давление на входе в ГРПШ 0,42 МПа.

Газопровод среднего давления:

| | |
|------------------------------|---------------------------------|
| - давление на выходе из ГРПШ | $P_1 = 0,0525 \text{ МПа};$ |
| - потери: в коллекторе | 0,0125 МПа; |
| в счетчике | 0,001 МПа; |
| линейные | <u>0,0099 МПа</u> |
| итого: | $\Delta P = 0,0225 \text{ МПа}$ |

давление перед горелкой 0,03 МПа.

6.2 Учет расхода газа

Для общего учета расхода газа принят ротационный счетчик RVG-G160 фирмы «Газ-электроника» с диаметром входного и выходного отверстия Ду80. Счетчик установлен на высоком давлении. Давление газа на входе – $P_{вх} = 0,469$ МПа.

Для поагрегатного учета расхода газа для котлов Турботерм-800 приняты турбинные счетчики СГ-16М-250 фирмы «Elster» с диаметром входного и выходного отверстия Ду80. Счетчики установлены на среднем давлении. Давление газа на входе – $P_{вх} = 0,040$ МПа.

Максимальный расход газа на котел Турботерм – 800 – $89,0 \text{ м}^3/\text{ч}$. Для котла Турботерм – 500 принят турбинный счетчик СГ-16М-100 фирмы «Elster» с диаметром входного и выходного отверстия Ду50.

Счетчик установлен на среднем давлении. Давление газа на входе – $P_{вх} = 0,039$ МПа. Максимальный расход газа на котел Турботерм – 500 – $55 \text{ м}^3/\text{ч}$.

6.3 Газорегуляторная установка

Газорегуляторная установка оборудована термозапорным и электромагнитным клапанами, установленными на вводе в котельную; газовым фильтром, установленным перед пунктом учета общего расхода газа; шкафной газорегуляторной установкой типа «ГРП-2» с одной линией редуцирования с регулятором РДБК1-50Н завода "Газпромаш" для понижения давления с высокого (II категории) $P = 0,4685$ МПа на среднее (III категории) $P = 0,042$ МПа.

Шкафная Газорегуляторная установка типа «ГРП-2» предназначена для редуцирования высокого давления газа до низкого и поддержания его на заданном уровне независимо от изменений расхода и входного давления.

Шкафная Газорегуляторная установка поступает с завода-изготовителя полностью укомплектованная оборудованием, арматурой, приборами и смонтирована по определенной схеме, т.е. изделие полной заводской готовности, испытанное на прочность, плотность и работоспособность в условиях завода – изготовителя.

Пропускная способность шкафной газорегуляторной установки при максимальных и минимальных давлениях перед ним и процент его загрузки с работой одного регулятора представлена в таблице №6.1.

Таблица №6.1.

| Давление газа на входе, МПа | Пропускная способность, м ³ /ч | Процент загрузки |
|-----------------------------|---|------------------|
| $P_{\max} = 0,6$ | 3178 | 42 |
| $P_{\text{раб}} = 0,4685$ | 2588 | 52 |
| $P_{\min} = 0,3$ | 1816 | 74 |

Для безаварийной работы газовых сетей в шкафной газорегуляторной установке предусмотрено:

- автоматическое прекращение подачи газа при понижении выходного давления до 0.0100 МПа и повышении выходного давления до 0.0525 МПа;
- сброс газа при повышении давления до 0.0483 МПа;
- арматура и другие приборы, необходимые для нормальной и безаварийной эксплуатации шкафной установки.

Размещение шкафной газорегуляторной установки предусмотрено в помещении котельной на опоре.

Продувочный и сбросной трубопроводы из «ГРП-2» вывести выше карниза крыши не менее чем на 1 м и заземлить.

6.4 Газооборудование

Подача газа к газовым котлам осуществляется по газопроводам среднего давления III категории с давлением $P = 0,030$ МПа. Газ используется для отопления. Для этой цели установлены газовые горелки в напольные отопительные котлы Турботерм-800 и Турботерм-500, тепловой мощностью 800 и 500 кВт соответственно. В котлы Турботерм-800 установлена горелка WM-G 10/4-

А(газовая). В котел Турботерм-500 установлена горелка WM-G 10/2-A (газовая). КПД горелок не менее 92%.

Каждый аппарат оснащен автоматикой регулирования и безопасности.

Горелки отвечают требованиям безопасности работы, простоты монтажа и надежности эксплуатации. Горелки работают экономично и экологически чисто. Горелки испытаны на конструктивных образцах согласно нормам ЕС. Горелки сертифицированы в России и имеют разрешение Госгортехнадзора на территории РФ и соответствуют ГОСТ 21204-97 "Горелки газовые промышленные".

Газопроводы среднего давления к котлам прокладываются на отдельно стоящих опорах.

После последнего отключающего устройства перед горелочным блоком проектом предусмотрена установка поворотной заглушки. Перед последним отключающим устройством, установленных у газовых котлов проектом предусмотрена установка продувочных свечей. Свечи должны быть выведены выше карниза крыши не менее чем на 1,0 м и заземлены.

На вводе в помещение котельной проектом предусмотрена установка термозапорного клапана КТЗ и электромагнитного клапана КЗГЭ.

Газопровод и отключающие устройства выполняются из стальных электросварных прямошовных труб по ГОСТ 10705-80* (группа В) "Технические условия" и ГОСТ 10704-91 "Сортамент", марка стали 10 по ГОСТ 1050-88*. Прочностные и расчетные характеристики стальных труб соответствуют заданным параметрам.

Удаление продуктов сгорания от котлов производится через газоходы и дымовую трубу. Газоходы оборудованы взрывными клапанами. На дымоходах от котлов штуцеры для подключения приборов контроля состава и температуры дымовых газов.

6.5. Расчет дымовой трубы

Расчет производится из расчета работы 3-х котлов в наиболее холодный период и работе одного котла в начальный отопительный период, т.к. котельная работает сезонно.

Максимальный часовой расход газа:

$$B = \frac{Q}{Q_p^H \cdot \eta}, \text{ нм}^3/\text{час}, \text{ где}$$

Q – теплопроизводительность установок, $Q = 10318$ ккал/час;

Q_p^H – низшая теплотворная способность топлива, $Q_p^H = 8470$ ккал/нм³;

η – КПД котлов, $\eta = 0,92$ (паспортные данные)

$$B = \frac{1810000}{8470 \cdot 0,92} = 233 \text{ т.нм}^3 / \text{час}$$

Максимальный часовой расход топлива по котельной:

$$B = 233 \text{ нм}^3/\text{час}.$$

Необходимая величина тяги в дымоходе:

$$h = \left(\frac{\gamma_{\text{воз}}}{1 + \frac{T_{\text{воз}}}{T}} - \frac{\gamma_{\text{ух}}^{\text{cp}}}{1 + \frac{T_{\text{ух}}^{\text{cp}}}{T}} \right) \cdot \frac{b}{760} \text{ мм вод.ст.}, \text{ где}$$

$\gamma_{\text{воз}}$ - плотность наружного воздуха при заданной температуре кг/м³;

$\gamma_{\text{ух}}^{\text{cp}}$ - плотность уходящих газов при средней температуре газов кг/м³;

$T_{\text{воз}}$ - абсолютная температура воздуха, К;

$T_{\text{ух}}^{\text{cp}}$ - абсолютная температура уходящих газов, К.

$\gamma_{\text{воз}}$ при -40°C – 1,515 кг/м³ (зима)

при $+20^\circ\text{C}$ – 1,205 кг/м³ (лето)

Средняя температура уходящих газов определяется из расчета падения температуры на 1°С на 1-м метре трубы.

$$t_{\text{ух}}^{\text{cp}} = \frac{170 + 148}{2} = 158^\circ\text{C}$$

γ_{yx}^{cp} при $t_{yx}^{cp} = 158^\circ\text{C} = 0,833 \text{ кг/м}^3$.

$$h_{\text{зим}} = \left(\frac{1,515}{1 + \frac{233}{273}} - \frac{0,833}{1 + \frac{431}{273}} \right) = 0,53 \text{ мм вод.ст.} = 5,3 \text{ Па}$$

$$h_{\text{лето}} = \left(\frac{1,205}{1 + \frac{233}{273}} - \frac{0,833}{1 + \frac{431}{273}} \right) = 0,333 \text{ мм вод.ст.} = 3,33 \text{ Па}$$

При принятой высоте трубы 24 м (из экологических соображений) величина тяги составит:

$$h = H \cdot (\gamma_{\text{воз}} - \gamma_{yx}^{cp}) - \frac{w_2^2 - w_1^2}{2g} \cdot \gamma_0 \cdot (1 + \beta \cdot t_{cp}) - \mu \cdot \frac{w_{cp}^2}{2g} \cdot \gamma_0 \cdot (1 + \beta \cdot t_{cp}) \cdot \frac{H}{d_{cp}}, \text{ где}$$

$\gamma_{\text{воз}}$ - объемный вес воздуха при заданной температуре и

атмосферном давлении 760 мм рт.ст. (лето), $\gamma_{\text{воз}} = 1,205 \text{ кг/м}^3$;

γ_{yx}^{cp} - объемный вес уходящих газов при средней температуре в трубе

и атмосферном давлении 760 мм рт.ст., $\gamma_{yx}^{cp} = 0,833 \text{ кг/м}^3$;

γ_0 - объемный вес уходящих газов при 0°C и атмосферном давлении

760 мм рт.ст., $\gamma_0 = 1,295 \text{ кг/м}^3$;

$(w_2^2 - w_1^2)$ - разность квадратов скоростей движения газов в устье и основании трубы, м/сек^2 ;

w_{cp}^2 - квадрат средней скорости дымовых газов, м/сек^2 ;

t_{cp} - средняя температура уходящих газов, $^\circ\text{C}$;

μ - коэффициент трения, принимаем $\mu = 0,05$;

$\beta = \frac{1}{273}$ - коэффициент объемного температурного расширения газов

Скорость газов определим по формуле:

$$w = \frac{B \cdot \left(1 + \frac{t_{yx}}{T}\right) \cdot V_2}{3600}, \text{ м / сек, где}$$

B - расход топлива, м³/час;

V_2 - объем уходящих газов

Расчет объемов дымовых газов

Теоретический объем воздуха

$$V_0 = 0,0889 \cdot (C_p + 0,375 \cdot S_p) + 0,265 \cdot H_p - 0,333 \cdot O_p, \text{ нм}^3 / \text{кг}$$

Теоретический объем азота

$$V_{аз} = 0,79 \cdot V_0 + 0,8 \cdot N_p / 100, \text{ нм}^3 / \text{кг}$$

Теоретический объем трехатомных газов

$$V_{тр} = 1,866 \cdot (C_p + 0,375 \cdot S_p) / 100, \text{ нм}^3 / \text{кг}$$

Теоретический объем водяных паров

$$V_{0вп} = 0,111 \cdot H_p + 0,0124 \cdot W_p + 0,0161 \cdot V_0, \text{ нм}^3 / \text{кг}$$

Объем водяных паров при избытке воздуха A_{yx}

$$V_{вп} = V_{0вп} + 0,0161 \cdot (A_{yx} - 1) \cdot V_0, \text{ нм}^3 / \text{кг}$$

Объем газов при избытке воздуха A_{yx}

$$V_{г} = V_{тр} + V_{аз} + V_{вп} + (A_{yx} - 1) \cdot V_0, \text{ нм}^3 / \text{кг}$$

Объем сухих газов при избытке воздуха A_{yx}

$$V_{с.г.1,1} = V_{тр} + V_{аз} + (A_{yx} - 1) \cdot V_0, \text{ нм}^3 / \text{кг}$$

$$V_2 = 11465 \text{ м}^3 \text{ газа.}$$

Тогда

$$\text{Зима } W_1 = \frac{0,233 \cdot 11,465 \cdot \left(1 + \frac{170}{273}\right)}{3,6} = 1,19 \text{ м / сек}$$

$$W_2 = \frac{0,233 \cdot 11,465 \cdot \left(1 + \frac{148}{273}\right)}{3,6} = 1,14 \text{ м / сек}$$

$$W_{cp} = \frac{1,19 + 1,14}{2} = 1,17 \text{ м / сек}$$

Лето $W_1 = 0,2 \text{ м/сек;}$

$$W_2 = 0,19 \text{ м/сек};$$

$$W_{cp} = 0,195 \text{ м/сек.}$$

$$h_{зима} = 24 \cdot (1,515 - 0,833) - \frac{1,14^2 - 1,19^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 1,295 \cdot \left(1 + \frac{158}{273}\right) -$$
$$- 0,05 \cdot \frac{1,17^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 1,295 \cdot \left(1 + \frac{158}{273}\right) \cdot 24 = 13,575 \text{ мм вод.ст} = 16,55 \text{ Па}$$

$$h_{лето} = 24 \cdot (1,205 - 0,833) - \frac{1,02^2 - 1,14^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 1,295 \cdot \left(1 + \frac{158}{273}\right) -$$
$$- 0,05 \cdot \frac{1,08^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 1,295 \cdot \left(1 + \frac{158}{273}\right) \cdot 24 = 8,812 \text{ мм вод.ст} = 8,78 \text{ Па}$$

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Для крупных промышленных предприятий затраты на теплоснабжение являются весомой статьей расходов на собственные нужды. Именно по этой причине поиск способов уменьшения затрат на теплопотребление является одной из приоритетных задач энергетической службы ТГУМП «ТТУ». Целью данного проекта была разработка газовой котельной, способной заменить предприятию центральное теплоснабжение и значительно уменьшить стоимость каждой гигакалории, улучшив тем самым экономическую ситуацию на производстве.

7.1. Капитальные затраты.

Поскольку на данный момент предприятие отапливается благодаря центральному теплоснабжению, к капитальным отнесем все затраты, связанные с проектированием, возведением и пуском газовой котельной, а также с проведением газопровода от точки врезки к системе внутреннего газоснабжения котельной.

Табл. 7.1 Стоимость строительства котельной и проведения газа

| № п/п | Затраты | Стоимость, руб |
|-------|---|---|
| 1 | Проектирование системы газоснабжения | 100000 |
| 2 | Экспертиза проекта | 25000 |
| 3 | Стоимость оборудования газовой котельной, мощностью 2,1 МВт | 3500000 |
| 4 | Стоимость трубы газоснабжения от точки врезки до котельной () | 116200 |
| 5 | Технический надзор при строительстве (3 % от стоимости материалов и оборудования) | $0,03 \cdot (3500000 + 116200) = 108486$ |
| 6 | Стоимость строительно-монтажных пуско-наладочных работ (принимаются в размере 35 | $0,35 \cdot (3500000 + 116200) = 1265670$ |

| | % от стоимости оборудования и материалов) | |
|---|--|---|
| 7 | Непредвиденные работы и затраты (2 % от стоимости оборудования и материалов) | $0,02 \cdot (3500000 + 116200) = 72324$ |
| 8 | ИТОГО | 5187680 |

Следовательно, суммарные капитальные затраты при строительстве котельной и проведении к ней газопровода составляют

7.2 Эксплуатационные затраты.

Годовые эксплуатационные затраты по источникам теплоснабжения, а также по системам отопления, вентиляции и горячего водоснабжения определяются по формуле:

$$Z_{\text{экс}} = Z_{\text{топ}} + Z_{\text{вод}} + Z_{\text{э}} + Z_{\text{а}} + Z_{\text{кр}} + Z_{\text{тр}} + Z_{\text{фзп}}$$

где $Z_{\text{топ}}$ - затраты на топливо; $Z_{\text{вод}}$ - затраты на воду; $Z_{\text{э}}$ - затраты на электроэнергию; $Z_{\text{а}}$ - амортизационные отчисления на восстановление первичной стоимости; $Z_{\text{кр}}$ - затраты на капитальный ремонт; $Z_{\text{тр}}$ - затраты на текущий ремонт; $Z_{\text{фзп}}$ - фонд заработной платы.

1. Затраты на топливо.

Затраты на топливо определяются по формуле:

$$Z_{\text{топ}} = B_{\text{топ}} \cdot C_m,$$

где $B_{\text{топ}}$ - годовой расход топлива, тыс.м³/год,

C_m - цена топлива, руб./тыс. м³.

Цена на природный газ поставляемый промышленным предприятиям Томской области на 1.01.2016 г. составила 4580 руб/тыс.м³. Цена на газ включает в себя оптовую цену и тариф на транспортировку газа по распределительным сетям.

Годовое потребление топлива (природный газ) составляет 367,442 тыс.м³

2. Затраты на воду.

$$Z_6 = B_6 \cdot C_6,$$

где $B_{мон}$ - годовой расход воды на подпитку тепловой сети, тыс.л/год,

C_m – тариф на воду, руб./тыс. л.

Для ТГУМП «ТТУ» в соответствии с постановлением РЭК по Томской области тариф на воду составляет 35 руб/тыс.л., 25 руб/тыс.л. стоки., т.е. 70 руб/тыс.л.

3. Затраты на электроэнергию.

Годовой расход электроэнергии потребляемого источником теплоснабжения определяется по формуле:

$$Э_{год} = Q_{сум} \cdot B_э,$$

где $Q_{сум}$ - суммарное годовое производство тепловой энергии источником теплоснабжения, МВт;

$B_э$ - удельное потребление электроэнергии, кВт/Мвт.

По паспортным данным завода изготовителя для котлов «Турботерм» удельное потребление электроэнергии составляет $B_э = 1,5$ кВт/Мвт (1,74 кВт·ч/Гкал).

Для ТГУМП «ГТУ» в соответствии с постановлением РЭК по Томской области тариф на электроэнергию составляет 4,4 руб/кВт·ч.

4. Амортизационные отчисления и затраты на текущий ремонт.

Амортизационные отчисления и затраты на текущий ремонт определяются в размере 5% от стоимости от капитальных затрат.

5. Капитальный ремонт.

Затраты на капитальный ремонт определяются в размере 20 % от амортизационных отчислений.

6. Фонд заработной платы.

Для определения затрат на заработную плату необходимо представить штатное расписание персонала по эксплуатации котельной.

Табл. 7.2. Штатное расписание

| Теплоснабжение от котельной | | Центральное теплоснабжение | |
|-----------------------------|-----------|----------------------------|-----------|
| Слесарь-сантехник | 2 ед. шт. | Слесарь-сантехник | 3 ед. шт. |
| Мастер котельной | 1 ед. шт. | | |
| Оператор котельной | 1 ед. шт. | | |

При отоплении комплекса зданий депо от котельной необходимо 2 слесаря-сантехника (цех обслуживания и ремонта трамваев – 1 слесарь-сантехник, здание управления и цех ревизии и ремонта – 1 слесарь-сантехник). При переходе на отопление котельной отпадает необходимость проверки теп-

ловых сетей, расположенных от тепловой камеры за территорией до ввода в центральный тепловой узел, следовательно возможно сократить 1 единицу сантехника и заменить ее оператором котельной.

Расчет годовых эксплуатационных затрат представлен в таблице 9.3

Таблица 7.3 - Расчет годовых эксплуатационных затрат

| № п/п | Исходные данные | Базовый вариант | Предлагаемый вариант (котельная) |
|-------|---|------------------------|----------------------------------|
| 1 | Годовая выработка тепловой энергии, МДж (Гкал) | 14863949,1 (3218,1) | 14863949,1 (3218,1) |
| 2 | Годовой расход топлива (природный газ), тыс. м ³ /год | | 367,797 |
| 3 | Тариф (Гкал/газ) | 1446,7р./Гкал | 4580р./1000 нм ³ |
| 4 | Стоимость затрат на топливо, тыс. руб | | 1684,5 |
| 5 | Стоимость затрат на Гкал при центральном теплоснабжении | 4655,6 | |
| 6 | Годовой расход электроэнергии, кВт·ч | 5200 | 15800 |
| 7 | Стоимость электроэнергии, руб/кВт·ч | 4,4 | |
| 8 | Стоимость затрат на электроэнергию, тыс. руб | 22,88 | 69,5 |
| 9 | Годовой расход воды, м ³ | 300 | 2520 |
| 10 | Стоимость воды, руб/м ³ | 70 | |
| 11 | Стоимость затрат на воду, тыс. руб | 21 | 175,1 |
| 12 | Сметная стоимость, тыс. руб | 2500 | 5188 |
| 13 | Амортизация и капитальный ремонт (5 % от сметной стоимости), тыс. руб | 125 | 259,4 |

| | | | |
|----|--|---------------------------------|--|
| 14 | Количество обслуживаемого персонала | Слесарь-сантехник – 3 шт. един. | Мастер котельной – 1 шт. ед; Оператор – 1 шт. ед.; Слесарь-сантехник – 2 шт. един. |
| 15 | Должностные оклады (с учетом районного коэффициента 1,3), тыс. руб | Слесарь-сантехник – 15 т.р. | Мастер – 20 т.р.; Оператор – 20 т.р. Слесарь-сантехник – 15 т.р. |
| 16 | Сумма должностных окладов, тыс. руб | 45 | 70 |
| 17 | Годовой фонд заработной платы, тыс. руб | 540 | 840 |

Сводные данные по годовым эксплуатационным затратам представлены в табл. 9.4.

Таблица 7.4 - Расчет годовых эксплуатационных затрат

| № п/п | Статьи эксплуатационных затрат | Базовый вариант | Предлагаемый вариант |
|-------|---|-----------------|----------------------|
| 1 | Стоимость затрат на топливо, тыс. руб | | 1684,5 |
| 2 | Стоимость затрат на Гкал при центральном теплоснабжении | 4655,6 | |
| 3 | Стоимость затрат на электроэнергию, | 22,88 | 69,5 |

| | | | |
|---|---|--------|--------|
| | тыс. руб | | |
| 4 | Стоимость затрат на воду, тыс. руб | 21 | 175,1 |
| 5 | Амортизация и капитальный ремонт (5 % от сметной стоимости), тыс. руб | 125 | 259,4 |
| 6 | Годовой фонд заработной платы, тыс. руб | 540 | 840 |
| | ИТОГО в год, тыс. руб. | 5341,6 | 3028,5 |

7.3 Оценка эффективности капитальных вложений

Сокращение годовых эксплуатационных затрат в случае постройки газовой котельной составляет $\Delta Z_{\text{ЭКСП}} = 2313,1$ тыс. руб/год.

Следовательно, срок окупаемости газовой котельной равен:

$$T_{\text{ок}} = \frac{S_{\text{К.З.}}}{\Delta Z_{\text{ЭКСП}}} = \frac{5187,7}{2313,1} = 2,24 \text{ года.}$$

Вывод:

На основании технико-экономического анализа двух вариантов определено, что экономически целесообразным является предлагаемый вариант отопления зданий производственной базы депо от собственной котельной. Несмотря на значительные для предприятия капитальные затраты на возведение котельной и проведение газопровода, эксплуатационные затраты становятся настолько более выгодными, что срок окупаемости новой котельной равен 2,24 года. Таким образом приходим к выводу, что отключение от центральных тепловых сетей и переход на автономную выработку тепловой энергии является весьма перспективным направлением для сбережения финансовых средств предприятия.

8. КОНТРОЛЬНО - ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА НА ПРЕДПРИЯТИИ

8.1. Обоснование необходимости автоматизации процессов

Автоматизация различных производственных процессов имеет в современном мире большое значение. В целом, автоматизацией называется применение целого комплекса средств, способных осуществлять производственные процессы без непосредственного участия человека, но подконтрольно ему. Автоматизация производственных процессов неизбежно приводит к увеличению выпуска, к снижению себестоимости и улучшению качества выпускаемой продукции, уменьшает численность обслуживающего персонала, повышает надежность и долговечность машин, позволяет экономить материалы, а также улучшает условия труда и увеличивает степень безопасности при производстве.

Благодаря автоматизации человек освобождается от необходимости управления механизмами вручную. В автоматизированном производственном процессе роль человека сводится в основном к наладке, регулировке, а также к обслуживанию средств автоматизации и наблюдению за их работой. Вместе с тем, эксплуатация средств автоматизации, как правило, требует высокой квалификации от обслуживающего персонала.

Теплоэнергетические установки занимают одно из ведущих мест среди других отраслей промышленности по уровню автоматизации. Это связано с тем, что теплоэнергетические установки характеризуются непрерывностью протекающих в них процессов. При этом выработка тепловой и электрической энергии в любой момент времени должна соответствовать необходимому потреблению (нагрузке). Почти все операции на теплоэнергетических установках механизированы, а переходные процессы в них развиваются сравнительно быстро, чем и объясняется высокая степень развития автоматизации в теплоэнергетике.

При центральном теплоснабжении производится автоматизация тепловых пунктов, которая позволяет не только учитывать температуру, давление и

другие показатели системы теплоснабжения, но и регулировать расход в зависимости от параметров окружающей среды. Такие системы весьма полезны с экономической точки зрения, так как позволяют более эффективно использовать энергоресурсы, тем более учитывая динамику ежегодного роста тарифов.

Также следует отметить, что действительно необходимы устройства автоматизации процессов в собственной котельной на предприятии. Так как котельная является опасным производственным объектом и во время отопительного периода работает круглосуточно, за ней необходим постоянный контроль персонала. Это не всегда осуществимо из-за ограниченных финансовых возможностей организации. Вместе с тем, даже если в организации имеется аварийно-диспетчерская служба и персонала для обслуживания котельной достаточно, человеческий фактор зачастую не позволяет достаточно грамотно и оперативно среагировать на нештатную ситуацию и предупредить аварию. Это справедливо также и для газовой котельной, которая рассматривается в данном проекте. Учитывая, что неисправность в работе газового оборудования может повлечь за собой тяжелые последствия для предприятия и его сотрудников, безопасность эксплуатации такой котельной имеет определяющее значение. В таких условиях наличие автоматики особенно актуально. Грамотно отлаженная система вовремя произведет аварийный останов котла в случае выхода параметров системы за нормируемые пределы и тем самым предотвратит разрушение оборудования и несчастные случаи. Таким образом, надежная, экономичная и безопасная работа котельной предприятия с минимальным числом обслуживающего персонала может быть осуществлена только при условии наличия систем, контролируемых следующие параметры:

- 1) Отклонение давления газа;
- 2) Отклонение давления воды на выходе из котла;
- 3) Уменьшение расхода воды через котел;
- 4) Повышение температуры воды за котлом;
- 5) Погасание факела в топке;
- 6) Уменьшение тяги;

- 7) Снижение давления воздуха;
- 8) Аварийная остановка дымохода;
- 9) Неисправности цепей или исчезновении напряжения в схеме автоматике безопасности.

Теплотехнический контроль включает в себя:

- 1) Контроль температуры воды после котла;
- 2) Контроль температуры воды перед котлом;
- 3) Контроль температуры дымовых газов за котлом;
- 4) Контроль давления воды после котла;
- 5) Контроль разряжения в топке.

8.2. Контроллер автоматизации процессов

Автоматизация газовой котельной выполняется на базе логических программируемых контроллеров, имеющих модули расширения, связанные между собой по встроенному интерфейсу. В проекте предусматривается установка программируемого контроллера на каждый водогрейный котел, а также установка одного общего контроллера для управления работой всего котельного оборудования.

При сборе информации об объекте автоматизации (оборудование котельной) используют аналоговые (4.....20 мА) и дискретные (+ 24В) датчики. Контроллер обеспечивает сбор информации с дискретных и аналоговых датчиков. Далее он обрабатывает и отображает информацию на собственном дисплее, обеспечивает формирование управляющих сигналов на исполнительных устройствах.

Общий контроллер для котлов может выполнять следующие функции:

- выполняет автоматическое управление оборудованием котельной в режиме только ГВС;
- выполняет автоматическое управление оборудованием котельной в режиме только отопления;
- выполняет автоматическое управление оборудованием котельной в ре-

жиме ГВС и отопления;

- производит автоматическое включение резервного котла при отключении работающего по аварийному параметру;

- производит автоматическое включение резервного насоса при аварийном отключении работающего насоса;

- производит автоматическое отключение подачи газа на узле ввода в котельной при возникновении следующих аварийных ситуаций:

- производит аварийное срабатывание датчика загазованности метаном СГГ-6М;

Контроллер обеспечивает автоматическое отключение работающих котлов при возникновении следующих аварийных ситуаций:

- остановка подачи газа;

- срабатывание аварийного датчика загазованности окисью углерода СОУ-1;

- аварийное отключение двух сетевых насосов;

Насосы ГВС отключаются при следующих ситуациях:

- достижение аварийного нижнего уровня в баке-аккумуляторе ГВС;

Отключение насоса рециркуляции и закрытие заслонки на перепускной линии происходит в случаях, когда:

- давление воды в трубопроводе после насосов рециркуляции ниже 1 кгс/см²;

- давление воды в трубопроводе после насосов рециркуляции выше 7 кгс/см²;

- произошло отключение теплового выключателя насоса рециркуляции;

Отключение всего оборудования котельной выполняется при:

- срабатывании пожарной/охранной сигнализации;

- отключении питающего напряжения;

- нажатия кнопки "АВАРИЯ"

В котельной обеспечивается регистрация следующих параметров:

а) температуры:

- прямой и обратной сетевой воды;
- воды до входа в котлы и за котлами;
- воды для нужд ГВС;
- воды после теплообменника;
- наружного воздуха.

б) давления:

- воды в подающей и обратной трубе;
- воды после сетевых насосов, насосов рециркуляции и ГВС;
- питательной воды;
- газа;

в) расхода:

- сетевой воды;
- подпиточной сетевой воды;
- холодной воды.

Контроллер располагается в непосредственной близости от котла, также как и схемы питания и коммутации, смонтированные в щите управления. Аварийные датчики, первичные преобразователи температуры и давления устанавливаются непосредственно на трубопроводах.

Контроллер котла способен выполнить следующие функции:

- запустить котлы по команде оператора или общекотельного контроллера;
- автоматически разжечь горелки с автоматической проверкой плотности газовой арматуры при пуске и при останове котла;
- автоматически регулировать температуру воды на выходе из котла в соответствии с программируемым заданием;
- автоматически регулировать соотношения "Газ-воздух";
- автоматически регулировать разрежение в топке котла;
- автоматически управлять работой вентилятора;
- автоматически вывести котел в резерв (вывод котла из резерва) при по-

вышении (понижении) температуры воды на выходе из котла на 4°С и более.

Контроллер может автоматически остановить работу котла при возникновении аварийных ситуаций с запоминанием первопричины аварии в журнале событий контроллера в следующих случаях:

- падение давления газа на горелке ниже 0,5 кПа;
- повышение давления газа на горелке выше 10 кПа;
- падение давления воздуха на горелке ниже 0,08 кПа ;
- повышение давления в топке выше 20 Па;
- повышение давление воды на выходе из котла выше 5,5 кгс/см²;
- повышение температуры воды после котла выше 95°С;
- останов дутьевого вентилятора;
- нарушение герметичности газового оборудования;
- погасание пламени горелки;
- отказ какого-либо исполнительного механизма или электрической за-
движки;
- неисправность датчиков (аналоговых или дискретных);
- отсутствие питающих напряжений.

При возникновении нештатной ситуации в котельной причина возникновения аварии фиксируется в памяти контроллера верхнего уровня с обязательным указанием даты и времени произошедшего события.

8.3. Автоматизация котлов типа «Турботерм-800» и «Турботерм-500»

Краткое описание технологического оборудования приводится в разделе «Расчет тепловой схемы котельной и выбор оборудования» пояснительной записки.

Проект автоматизации выполнен в соответствии с действующими нормами и правилами.

Настоящий проект выполнен для котлов «Турботерм-800» и «Турботерм-500» оборудованных горелками WM-G 10/4-A и WM-G 10/2-A производства Weishaupt (Германия).

Процесс сжигания топлива осуществляется без постоянного присутствия обслуживающего персонала в автоматическом режиме.

В автоматическом режиме горелка с комплектом автоматики обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматический розжиг;
- автоматическое отключение при возникновении аварийных ситуаций;
- автоматическое регулирование теплопроизводительности.

Горелка обеспечивает также следующие операции:

- большой диапазон мощности и области применения;
- автоматический процесс работы;
- предварительная продувка топочной камеры;
- надежный контроль пламени;
- стабильная характеристика вентилятора - хорошие условия сгорания;
- регулирование воздуха со стороны нагнетания;
- автоматическая блокировка подачи топлива при остановке горелки.

Комплект автоматики безопасности котла и горелки выполняют защиты, срабатывание которых приводит к отключению горелки и прекращению подачи топлива к котлу при наличии следующих аварийных условий:

- понижении давления воздуха ниже допустимого;
- повышении давления в топке выше допустимого (для котлов, работающих под давлением);
- погасании пламени в топке котла;
- отклонении давления воды на выходе из котла от допустимого значения;
- повышении температуры воды на выходе из котла выше допустимой;
- неисправности системы автоматики безопасности;
- отключении электроэнергии.

Реле минимального и максимального давления воды от котла, реле максимального давления в топке входят в комплект щита Щ-К2/3. Так же на щите Щ-К2/3 установлены:

1. измеритель-регулятор двухканальный - 2ТРМ-1.Щ1.ТС для измерения температуры уходящих газов и воды на входе в котел, аварийный останов котла при превышении температуры воды в котле выше допустимого предела.

2. измеритель-регулятор 2ТРМ-1.Щ1.ТС для измерения и регулирования температуры воды от котла.

При отклонении одного из параметров от нормы аварийная сигнализация выдает световой и звуковой сигнал с запоминанием причины на щите Щ-К2/3, а так же звуковой сигнал к дежурному.

Контроль за состоянием общекотельных параметров осуществляется щитом ШУ-1:

- авария котла;
- противопожарная безопасность;
- содержание СО и СН₄ в помещении котельной.

Осуществляется автоматическое, с возможностью перехода на ручное управление, регулирование температуры воздуха в котельной в зависимости от температуры наружного воздуха.

8.4 Теплотехнический контроль

Теплотехнический контроль выполнен в объеме, необходимом для наблюдения за технологическим процессом котлоагрегатов.

Для учета тепла, измерения и регулирования температуры, давления, расхода воды в проекте приняты:

- расходомеры электромагнитные ПРЭМ2-20, ПРЭМ2-150, ПРЭМ3-80, ПРЭМ3-100;
- манометры МПЗ У-160;
- термометры технические,
- термометры сопротивления Pt 100
- термометры сопротивления ТПТ-15-2,ТМТ-15-2;

- тепловычислители СПТ941, СПТ961;
- измерители-регуляторы 2ТРМ-1, ТРМ-32.
- электроприводы «ESBE» для трехходовых клапанов.

Для передачи sms-сообщений об аварийных ситуациях по gsm-каналу принят контроллер «МИРАЖ-GSM-C4/Q2400»

8.5 Автоматическое регулирование

В котельной предусматриваются системы автоматического регулирования температуры воды на выходе котлоагрегатов. В схемах автоматического регулирования в качестве аварийной защиты применены микропроцессорные измерители-регуляторы 2ТРМ-1. В качестве регулятора температуры сетевой воды применен измеритель-регулятор ТРМ32. Датчиками являются термометры сопротивления ТСМ-50М, установленные на технологическом оборудовании согласно требованиям проекта. Горелки типа WM-G 10/4-A и WM-G 10/2-A оснащены автоматикой безопасности и управления «Weishaupt». Регулятор нагрузки котла в зависимости от текущей температуры (и уставки) воздействует на привод воздушной заслонки горелки и газовый дроссель посредством сервопривода, меняя, тем самым, расход воздуха и таза в определенном соотношении.

Контроллер температуры теплосети ТРМ-32 управляет работой электропривода трехходового клапана, осуществляя регулирование температуры в соответствии с температурой наружного воздуха и соответствующей уставкой (по температурному графику).

8.6 Автоматика безопасности и сигнализации

При работе котлоагрегатов в соответствии с СНиП П-37-76 проектом предусматривается автоматическое прекращение подачи топлива при наличии следующих аварийных условий: давление воздуха на горелке низкое;

- давление в топке высокое; погасании факела;
- температура воды на выходе котла аварийно высока;
- давление воды аварийно низкое;
- давление воды аварийно высокое;

- отключения электропитания;
- давление газа высокое;
- давление газа низкое.

В качестве сигнализаторов давления воздуха и напора в топке приняты тягонапоромеры ТНМП-52-М2-У3. Защита по повышению температуры на выходе котла осуществляется микропроцессорным измерителем-регулятором 2ТРМ-1.

В качестве датчиков понижения/повышения давления воды на выходе котла приняты электроконтактные манометры ДМ 2010.

Контроль погасания факела для горелок WM-G 10/4-A и WM-G 10/2-A , осуществляется УФ-датчиком пламени, расположенном на горелке. Проектом предусматривается автоматический розжиг котла.

Функциональные схемы являются основным техническим документом, определяющим функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, управления и регулирования технологического процесса и оснащения объекта управления приборами и средствами автоматизации.

При разработке функциональной схемы автоматизации были поставлены и решены следующие задачи:

- изучена технологическая схема объекта автоматизации;
- составлен перечень контролируемых параметров технологического процесса;
- на технологической схеме объекта автоматизации определены местоположения точек отбора измерительной информации;
- определены предельные рабочие значения контролируемых параметров;
- выбрана структура измерительных каналов;
- выбраны методы и технические средства получения, преобразования, передачи, представления и регистрации измерительной информации.

Спецификация автоматики безопасности представлена в приложении Ж.

**КАРТА ПАРАМЕТРОВ НАСТРОЙКИ АВТОМАТИКИ
БЕЗОПАСНОСТИ КОТЛА НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ**

| № п/п | Наименование параметра | Единица измерения | Предельно допустимое значение | Время срабатывания защиты | Примечание |
|-------|--|---------------------|-------------------------------|---------------------------|---------------------|
| 1 | Давление воды «высокое» | кгс/см ² | 6,0 | 1 с | ДМ 2010 |
| 2 | Давление воды «низкое» | кгс/см ² | 1,5 | 1с | ДМ 2010 |
| 3 | Температура воды аварийно «высока» | °С | 115 | 1с | 2ТРМ-1 |
| 4 | Давление в топке котла «высокое» | mbar | 25 | 1с | DG-50 |
| 5 | Давление воздуха перед горелкой «низкое» | mbar | 10 | 1с | LGW 50A |
| 6 | Исчезновение пламени | - | Нет пламени | мгновенно | УФ - датчик пламени |
| 7 | Давление газа «высокое» | mbar | 130 | 1 с | GW 50A |
| 8 | Давление газа «низкое» | mbar | 5 | 1 с | GW 50A |

**КАРТА ПАРАМЕТРОВ НАСТРОЙКИ АВТОМАТИКИ
БЕЗОПАСНОСТИ КОТЛА НА ДИЗЕЛЬНОМ ТОПЛИВЕ**

| № п/п | Наименование параметра | Единица измерения | Предельно допустимое значение | Время срабатывания защиты | Примечание |
|-------|--|---------------------|-------------------------------|---------------------------|---------------------|
| 1 | Давление воды «высокое» | кгс/см ² | 6,0 | 1 с | ДМ2010 |
| 2 | Давление воды «низкое» | кгс/см ² | 1,5 | 1 с | ДМ2010 |
| 3 | Температура воды аварийно «высока» | °С | 115 | 1 с | 2ТРМ-1 |
| 4 | Давление в топке котла «высокое» | mbar | 25 | 1 с | DG-50 |
| 5 | Давление воздуха перед горелкой «низкое» | mbar | 10 | 1 с | LGW 50A |
| 6 | Исчезновение пламени | - | Нет пламени | мгновенно | УФ - датчик пламени |
| 7 | Давление топлива «высокое» | кгс/см ² | 30 | 1 с | SAUTER |

9. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

9.1 Анализ потенциально опасных и вредных факторов на производстве

При эксплуатации различного основного и вспомогательного оборудования в планируемой котельной могут возникнуть различные опасные и вредные производственные факторы (ОВПФ), которые способны вызвать у человека различные заболевания, создают травмоопасные, а иногда и аварийные ситуации.

Производственный фактор, воздействие которого на работающего в определённых условиях приводит к травме и другому внезапному резкому ухудшению здоровья, является опасным. Если же производственный фактор приводит к заболеванию или снижению работоспособности, то он считается вредным.

В зависимости от уровня и продолжительности воздействия вредный производственный фактор может стать опасным.

ОВПФ разделяются на четыре группы по роду действия:

- физические;
- химические;
- биологические;
- психофизические.

Физические ОВПФ:

а) Избыточное тепловыделение, главными источниками которого являются нагретые поверхности трубопроводов и котлов, излучающих инфракрасный спектр;

б) Аэродинамические шумы;

в) Вибрационный фактор, источником которого являются работающие дымососы, вентиляторы, насосы.

- г) Трубопроводы пара и воды, находящиеся под избыточным давлением;
- д) Различные механические опасности, возникающие при эксплуатации подъёмно-транспортного оборудования.

При совокупном воздействии на человека всех опасных и вредных производственных факторов возникают психофизиологические факторы. Результатом их воздействия может являться усталость и перегрузка.

Учитывая направленность деятельности электротранспортного предприятия, имеются определенные специфические вредные и опасные производственные факторы. Из-за движения подвижного состава по рельсам имеют место значительные шумы и вибрации, которые воздействуют на персонал цехов при заезде и выезде трамваев. Так как для этого необходимо открывать ворота цехов, в зимний период возможно резкое понижение температуры в цехе, что приходится учитывать при расчете системы отопления и инфильтрации воздуха в помещении. Следует также добавить, что в значительной степени имеет место электробезопасность персонала, так как практически каждый работник цеха относится к электротехническому персоналу (опять же ввиду специфики деятельности предприятия), следовательно необходимо иметь большое количество СИЗ для работ с электрооборудованием.

Движение подвижного состава внутри помещения также порождает опасный производственный фактор, поэтому во избежание столкновений и наездов трамваев на работников, все заезды-выезды производятся только под контролем ответственного персонала.

Наконец, из-за наличия в цехе проводов контактной сети, при включенном напряжении на сотрудников воздействует электромагнитное поле. Поэтому для минимизации вредности следует отключать напряжение внутри цеха, когда заезд-выезд трамвая завершен.

Рис. 9.1 Опасные и вредные производственные факторы



9.2 Воздействие опасных и вредных факторов на человека и оборудование при работе на производстве

При выделении тепла в окружающую персонал среду, создаются условия, в которых человеку приходится затрачивать дополнительную энергию на компенсацию воздействия внешней среды. Это обычно приводит к замедлению двигательных реакций, к снижению трудовой активности и производительности труда на 6% за каждый градус повышенной температуры окружающего воздуха при условии, что нормальная температура воздуха в помещении не должна превышать +22°C. Тепловое воздействие способно вызвать тепловой удар, ожог, катаракту глаза и т.д.

Шумы, длительно воздействующие на человека, приводят к понижению остроты слуха, а впоследствии и к развитию профессиональной глухоты. Шум, в зависимости от своей интенсивности, в той или иной степени отрицательно влияет на работу физиологических органов человека. Также шум является раз-

дражителем коры головного мозга. Он приводит к излишнему напряжению центральной нервной системы и к расстройству внутренних органов человека.

Вибрации отрицательно влияют на нервную систему, мышцы, суставно-костный аппарат, зрение, слух, желудочно-кишечный тракт. Ее длительное воздействие приводит к трудноизлечимой болезни, называемой вибрационной. Болезнь выражается в стойком нарушении физиологических функций организма в целом. Особенно опасна вибрация с частотой, близкой к собственной частоте человеческого тела и отдельных его органов (6-9 Гц).

При использовании подъемно-транспортного оборудования возможны аварии при столкновении, механические травмы человека, «прихват» грузом.

При длительной эксплуатации трубопроводов уменьшается толщина стенки. Происходит это из-за коррозии и может привести к аварии на тепломагистрали. При повышении давления среды внутри сосудов, трубопроводов выше допустимого возможен выброс среды в помещение, что часто приводит к ожогам, отравлениям.

9.3. Формы организации труда

Для объектов, вырабатывающих тепловую энергию, форма организации труда определена необходимостью бесперебойной выработки и отпуска тепловой энергии в отопительный период, т.е. круглосуточная работа, в вечернее и ночное время режим работы котельной ведет сменный оперативный персонал.

Эксплуатация котельной осуществляется подготовленным персоналом. Специалисты должны иметь соответствующие их должности образование, а рабочие - подготовку в объеме требований квалификационных характеристик.

С целью предупреждения аварийности и травматизма в организации систематически проводится работа с персоналом, направленная на повышение его производственной квалификации. Необходимый уровень квалификации персонала организации определяют ее руководители.

Котельная работает круглосуточно без остановки на выходные и праздничные дни. Операторы котельной работают в три смены по 8-ми часовому

графику. Поддержания оборудования котельной и коммуникаций в постоянной работоспособности осуществляется слесарями. Эти работы проводятся в дневную смену.

9.4. Оснащение рабочих мест

Основной объем работы в котельной связан с оперативным управлением технологическим процессом выработки тепловой энергии. Организационной оснасткой в нашем случае является собственно компоновка котельной, т.е. оборудование привязано с учетом возможности его безопасного обслуживания с учетом требований нормативной документации, обеспечивается удобный доступ к органам управления оборудованием.

Перед фронтом котлов и за теплообменниками предусматривается свободная зона, позволяющая проводить выполнять ремонтные работы. Для перемещения сетевых насосов предусмотрена ручная таль. В здании котельной предусмотрены два входа, которые являются постоянным.

9.5. Обслуживание рабочих мест

К основным функциям обслуживания водогрейной котельной относятся эксплуатационные и ремонтные работы.

Обслуживание основного производственного процесса выполняется по следующим функциям:

- эксплуатация основного газоиспользующего и теплогенерирующего оборудования;
- эксплуатация вспомогательного оборудования котельной.

Ремонтные работы делятся на текущие, планово-предупредительные и капитальные, все виды ремонтов могут проводиться силами эксплуатации в летний период, также и с помощью привлекаемого персонала специализированных организаций.

9.6. Электробезопасность

Степень надежности электроснабжения принято по 2-й категории, питание осуществляется двумя водями кабеля АБШВш 4х120, прокладываемого в земле, и запитанного от подстанции существующей котельной. Основными потребителями электропитания являются технологические насосы на напряжение 380 В.

Питающие сети к электрооборудованию выполнены кабелем АВВГ, ВВГ по кабельным конструкциям, спуски и подводы защищаются гибким металлорукавом и пластиковой гофротрубой.

Заземление электрооборудования выполнено по системе ТМ-С-8, Главная Заземляющая Шина расположена в шкафу ВРУ, система уравнивания потенциалов предусматривает подсоединение всех нетокопроводящих частей электрооборудования к заземляющему устройству.

Молниезащитой котельной являются дымовая труба, которые соединена с заземляющим устройством, к которому так же присоединяется стальной полосой металлический корпус котельной, молниезащита дыхательных клапанов топливных баков резервного топливоснабжения выполнена согласно СО 153-34.21122-2003.

9.7. Пожаробезопасность

Степень огнестойкости здания котельной - IV. В целях противопожарной безопасности предусмотрены:

- оснащение котельной противопожарной сигнализацией и помещения расходной емкости - автоматической установкой порошкового пожаротушения;
- внутренняя отделка помещения из негорючих материалов;
- котельная и склад топлива располагаются на безопасном расстоянии от жилого фонда;
- в местах возможного разлива топлива (в складе топлива, под

горелками, вокруг насосов топлива) предусмотрена установка металлических поддонов с песком;

- существующие гидранты расположены в непосредственной близости от здания котельной;

- на территории котельной установлен пожарный щит;

- котельная категории Г оснащена первичными средствами пожаротушения в соответствии с требованиями НПБ 105-03 для тушения пожара класса В: ящик с песком + лопата и ведро, 2 порошковых огнетушителя с зарядом ВС(Е) или АВС(Е) емкостью по 5л.

9.8. Производственная санитария в котельной установке

Принятое к установке оборудование, котлы, теплообменники, насосы и их основные части сертифицированы, технические условия на их изготовление согласованы и утверждены в установленном порядке.

Оборудование конструктивно обеспечивают безопасную эксплуатацию на расчетных параметрах в течение расчетного ресурса безопасной работы, принятого в технических условиях, а также возможность технического освидетельствования, очистки, промывки и ремонта. Каждый котел, а также отводящий газход от каждого котла, имеют взрывные предохранительные клапана, которые размещены в безопасных для обслуживающего персонала местах. Элементы котла, внутренний объем которых ограничен запорными органами, защищены предохранительными устройствами, автоматически предотвращающими повышение давления сверх допустимого путем выпуска рабочей среды в атмосферу.

Участки элементов котлов и трубопроводов с повышенной температурой поверхности, доступные для обслуживающего персонала, имеют тепловую изоляцию, обеспечивающую температуру наружной поверхности не более 45°С.

Микроклимат СанПиН 2.2.4.548-69 категории Ib к которой относятся работы с интенсивностью энерготрат 121 - 150 ккал/ч (140 - 174 Вт), производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением (ряд профессий в полиграфической промышленности, на предприятиях связи, контролеры, мастера в различных видах производства и т.п.).

Для работы аварийной бригады при проведении профилактических и ремонтных работ созданы необходимые условия: вентиляция, отопление, естественное и искусственное освещение. Вся арматура расположена в местах удобных для обслуживания и ремонта. Все шкалы показывающих приборов размещены в освещенных местах, либо имеют собственную подсветку. Предусмотрено автоматическое регулирование, блокировка контроль и управление технологическими процессами, сигнализацией и защитой, предупреждения аварийной ситуации.

Защита от шума заключается в том, что устанавливаемые горелки, как и насосное оборудование, по паспортным данным имеют максимальный уровень шумового воздействия не более 80 дБА.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 (с изменением 1999 г.) уровень шума в помещении котельной не должен превышать 80 дБА.

Вентиляция котельной естественная. Вытяжная вентиляция котельного зала естественная, рассчитана на 3-х кратный воздухообмен.

В котельной выполнено три вида освещения:

рабочее напряжением 380/220 В;

аварийное напряжением 220 В;

ремонтное напряжением 12 В.

В котельной приняты светильники с люминисцентными лампами согласно СНиП 23-05-95.

Таблица №9.1

| Характери- терий | Наимен- ый | Разряд | зри- | Под разряд | Кон- такт | Харак- терий | Искусственное освещение | | Естественное освещение | Совмещенное освещение |
|---------------------|---------------|--------|------|---------------|--------------|-----------------|----------------------------|----------------------------|---------------------------|--------------------------|
| | | | | | | | Освещен-ность, лк | Со- чета- та- ние | | |
| | | | | | | | КЕО, еН, % | | | |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | при системе комбинированного освещения | при системе обще- го освещения | 9 | 10 | при верхнем или комбинированном освещении | при боковом освещении | при верхнем или комби- нированном освещении | | 15 |
|------------------|----------------|----|---|-----------------------------|------------------------------|--|-----------------------------------|-----|----|---|--------------------------|--|-----|-----|
| | | | | | | всего | в том числе | | | Р | К _п , % | | | |
| Средней точности | Св. 0,5 до 1,0 | | а | Малый | Темный | 750 | 200 | 300 | 40 | 20 | | | | |
| | | | б | Малый Средний | Средний Темный | 500 | 200 | 200 | 40 | 20 | 4 | 1,5 | 2,4 | 0,9 |
| | | IV | в | Малый Средний Большой | Светлый Средний Темный | 400 | 200 | 200 | 40 | 20 | | | | |
| | | | г | Средний Большой « | Светлый « Средний | — | — | 200 | 40 | 20 | | | | |

Осветительная проводка выполнена кабелем ВВГ по лоткам, потолку и стенам.

К строительству и эксплуатации систем газоснабжения допускаются специализированные организации, имеющие разрешение (лицензию) Госгортехнадзора России на проведение вышеуказанных работ.

Работа котельной контролируется дежурной службой предприятия, осуществляющего обслуживание котельной. Котельная работает в полностью автоматическом режиме. Постоянных рабочих мест в котельной не предусмотрено.

Административно-управленческий, а так же младший обслуживающий персонал котельной относится к штату основного обслуживающего предприятия.

В планируемой котельной должны быть выполнены мероприятия по предупреждению и снижению воздействия ОВПФ и обеспечению оптимальных условий труда.

С целью защиты персонала от воздействия теплового излучения должна быть использована теплоизоляция горячих поверхностей. Изоляцию газоходов за котлами следует выполнять из минераловатных плит (ГОСТ 10499-75) в соответствии со СНиП 2-35-76 «Котельные установки» с коэффициентом теплопроводности $\lambda=0,056$ Вт/(м*град).

Вентиляция и отопление котельной будут обеспечивать удаление излишков влаги, вредных газов, пыли, поддерживать следующие температурные условия:

- а) Зимой в зоне постоянного пребывания персонала температура не ниже $+16^{\circ}\text{C}$;
- б) Летом температура в помещении не будет превышать температуру наружного воздуха более чем на 5°C ;

в) В остальных местах пребывания персонала температура воздуха не будет превышать температуру воздуха в основной зоне более чем на 15°C .

Для аэрации устанавливают отверстия в продольных стенах здания: нижний ряд служит для притока воздуха в тёплый период года, устанавливается на уровне 1,8 м; верхний ряд (для притока воздуха зимой и летом) на уровне 4 м. Такое размещение отверстий необходимо для увеличения воздухообмена летом (путём открывания обоих рядов отверстий), а зимой, закрыв нижние проёмы, уменьшает его и обеспечивает подогрев поступающего воздуха за счёт тепла помещения, прежде чем он дойдёт до рабочих мест.

Эффективность аэрации будет зависеть от правильности расчёта, устройства аэрационных проёмов, а также от его расположения и строительно-архитектурного оформления здания (высоты, формы, профиля крыши и т.д.).

Шум в котельной является постоянно действующим вредным фактором. Снижение вредного воздействия шума на человека будет достигнуто благодаря применению следующих средств: звукоизолирующих кожухов, рационального размещения оборудования, дистанционного управления оборудованием.

Колебания при низких частотах от 3 до 100 Гц с амплитудами от 0,5 до 0,003 мм воспринимаются человеком как вибрация. Амплитуда вибрации дымоходов и вентиляторов не должна превышать 0,1 мм. При амплитуде равной 0,2 мм будет произведен аварийный останов оборудования. Уменьшение вибрации достигается применением виброизоляции, что значительно снижает передачу вибрации от источника к фундаменту и полу. Виброизоляторы изготавливаются из материалов с большим внутренним трением: резины, пробки; применяются также пружинные амортизаторы. В соединениях трубопроводов и воздухопроводов установлены также виброизоляторы в виде гибких вставок.

В помещении котельной должна находиться аптечка с перевязочным материалом и медикаментами. Аптечка должна содержаться в чистоте и порядке, а расходные материалы и медикаменты следует систематически пополнять согласно установленному списку.

Котельная должна обеспечиваться питьевой водой, отвечающей санитарным требованиям. Температура её должна быть не выше 20°C и не ниже 10°C.

В помещении котельной организуется надлежащее хранение спецодежды, её периодический ремонт и стирка.

9.9. Техника безопасности при эксплуатации системы газоснабжения котельной

Опасным производственным объектом при транспортировании природного газа являются сами газопроводы низкого и среднего давлений. Опасным веществом, транспортируемым по магистральному газопроводу, является природный газ. Самое большое содержание в газе метана – 93%. Метан обладает слабым наркотическим действием.

Первые признаки отравления – это учащение пульса, увеличение объема дыхания, ослабление внимания и координации мышечных движений. Признаки отравления у человека начинают обнаруживаться, когда содержание кислорода начинает уменьшаться на 25 – 30%. При концентрации метана 10% уже наблюдается рвота, головная боль, слабость, бледность, потеря сознания, низкое кровяное давление. Остальные 7% веществ (бутан, пентан, азот, пропан, этан, двуокись углерода, И – пентан) при больших концентрациях вызывают наркотическое действие, удушье, при попадании в глаза может произойти потеря зрения, при попадании на кожу вызывает экземы, психические нарушения.

Наиболее опасными местами, с точки зрения газоопасности, на рассматриваемом объекте является газопровод, во время работы и пуска, дренирования и ремонта, отключающая арматура, места входа и выхода газопровода из земли. Это создаёт условия, в случае нарушения герметичности оборудования, к выбросу и истечению наружу природного газа и образованию зоны загазованности газовойдушной смесью, инициирование которой случайными или технологическими источниками зажигания может привести к возникновению аварийной опасности, газового взрыва на открытом пространстве. Исходя из вышеперечисленного, можно выделить несколько событий и дестабилизирующих факторов, ведущих к повышению аварийности и тяжести их последствий на эксплуатируемом оборудовании:

- неисправность в контуре заземления и электрохимзащиты;
- нарушение правил эксплуатации взрывозащитного оборудования;
- ошибочные действия персонала при выполнении технологических операций;
- диверсия

Наибольшую опасность возникновения и развития аварийных ситуаций при эксплуатации объектов газового хозяйства представляют действия физических лиц, направленные на умышленное разрушение элементов системы газоснабжения, либо же постороннее вмешательство в технологические процессы

использования газа, в результате которых возникают утечки, создаются зоны его взрывоопасной концентрации, которые ведут к разрушению зданий, гибели людей, прекращению подачи газа потребителям.

9.10 Расчет выбросов загрязняющих веществ при возможной аварии.

Наиболее вероятными неисправностями при эксплуатации газопроводов являются:

-коррозия металла трубы газопровода после длительной эксплуатации, либо в результате электрического (химического) воздействия;

-повреждение сварного стыка.

Расчет выполняется при возможной аварийной ситуации повреждения сварного стыка и при худших условиях, т.е. на низкое давление (0.002 МПа) и диаметр газопровода $\text{Ø}57 \times 3\text{мм}$.

Просчитаем выбросы загрязняющих веществ при частичном разрушении сварного стыка газопровода.

Удельное количество выбросов газа, истекающего в атмосферу из щели в сварном шве газопровода G_r , г/сек, определяется по формуле:

$$G_r = \varphi \cdot f \cdot W_{кр} \cdot \rho_z \cdot 1000,$$

где, $\varphi = 0,97$ – коэффициент, учитывающий снижение скорости, при ширине щели мм;

f – площадь отверстия, м^2 , определяется по формуле

$$f = n \cdot \pi \cdot d \cdot \delta,$$

где, n – длина линий разрыва наружного периметра трубы газопровода, % от общего периметра = 0.5%;

d – диаметр газопровода, мм; (57мм);

δ – ширина щели, м (0.001);

$$f = 0,5 \cdot 3,14 \cdot 0,057 \cdot 0,001 = 0,00009 \text{ м}^2.$$

Скорость выброса газа из щели сварного шва $W_{кр}$, м/сек, будет равна критической и определяется по формуле:

$$W_{кр} = 20,5 \cdot (T_0 / \rho_{ог})^{0,5}, \text{ кг/м}^3;$$

где, T_0 – абсолютная температура газа в газопроводе;

$\rho_{ог}$ - плотность газа при нормальных условиях.

$$W_{кр} = 20,5 \cdot (293 / 0,760)^{0,5} = 402,51 \text{ м/с}.$$

Плотность газа перед отверстием в газопроводе ρ_2 , кг/м, определяется по формуле:

$$\rho_2 = (T_1 / T_0) \cdot (P_0 / P_1) \cdot \rho_{ог},$$

T_1 – абсолютная температура окружающей среды, 273К;

T_0 - абсолютная температура газа в газопроводе, 293К;

P_0 – абсолютное давление газа в газопроводе в месте расположения сварного стыка, Па; 2000Па;

P_1 – атмосферное давление, при расчетах принимается 101325 Па;

$$\rho_2 = (273 / 293) \cdot (2000 / 101325) \cdot 0,760 = 0,014 \text{ кг/м}^3.$$

Определяем удельное количество выбросов газа:

$$G = 0,97 \cdot 0,00018 \cdot 402,51 \cdot 0,014 \cdot 1000 = 246,6 \text{ г/сек}.$$

Расчет дальности распространения взрыва при аварийной разгерметизации газопровода

В местах повреждения газопровода происходит истечение газа под давлением в окружающую среду. На месте разрушения в грунте образуется воронка. Метан поднимается в воздух (т.к. легче воздуха), а другие газы и их смеси оседают в приземном слое. Смешиваясь с воздухом газы, образуют, облако взрывоопасной смеси. Возгорание происходит в результате искры, возникающей при ударе металла о металл или грунт. Обычное горение может трансформироваться во взрыв за счет самоускорения пламени при его распространении по рельефу и в лесу.

Дальность распространения облака взрывоопасной смеси в направлении ветра определяется по эмпирической формуле:

$$L=25 \cdot \sqrt{(M/W)}, \text{ м}$$

где $M=0,00245$ кг/с – массовый расход газа;

25 – коэффициент пропорциональности, $\text{м}^{3/2}/\text{кг}^{1/2}$;

$W=12$ м/с – скорость ветра, м/с.

$$L=25 \cdot \sqrt{0,00245/12} = 1,1 \text{ м.}$$

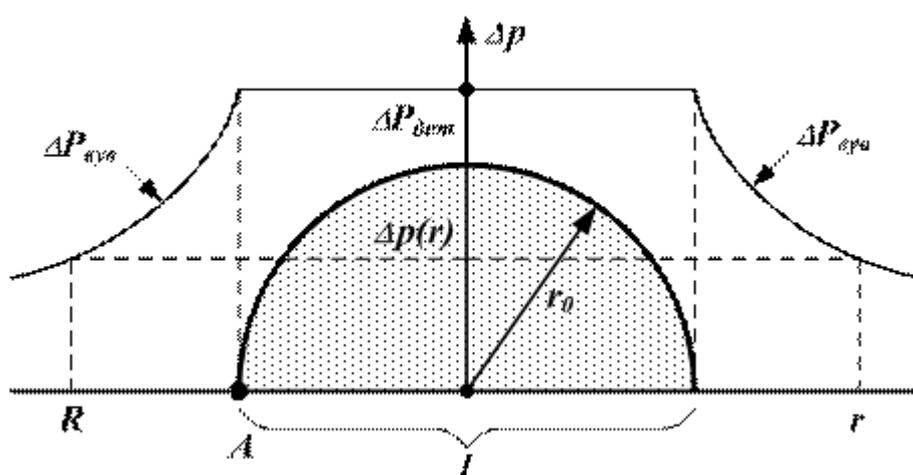
Граница зоны взрыва, ограниченная радиусом r_0 , в результате истечения газа за счет нарушения герметичности газопровода, может быть определена по формуле:

$$r_0=12,5 \cdot \sqrt{M/W}, \text{ м}$$

$$r_0 = 12,5 \cdot \sqrt{0,00245/12} = 0.17 \text{ м.}$$

При прогнозировании последствий произошедшей аварии на газопроводе, зону взрыва и зону действия воздушной ударной волны принимаем с учетом направления ветра. Граница зоны взрыва распространяется от трубопровода по направлению ветра на расстоянии 0.17 м.

Рис. 7.2 Схема взрыва на газопроводе по детонационному механизму



9.11 Мероприятия по охране труда и технике безопасности при обслуживании газопроводов

Все работы по техническому обслуживанию газопроводов выполняются в соответствии с ПБ 12-529-03 «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления», а также производственными инструкциями, разработанными и утвержденными в установленном порядке.

Испытание газовых систем под давлением воздуха необходимо производить с особой осторожностью в соответствии с ПБ 12-529-03 «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления». Давление в испытываемой системе повышается равномерно, без пневматических ударов, при непрерывном контроле показаний манометров. Никаких исправлений обнаружен-

ных при испытании дефектов системы газопровода, находящегося под давлением, производить нельзя, давление должно быть снижено до атмосферного. До начала испытаний на герметичность газопроводы выдерживаются под испытательным давлением.

Во время эксплуатации газового хозяйства необходимо организовать следующее:

- контроль за исправным состоянием газовых сетей, инструмента, приспособлений, индивидуальных средств, обеспечивающих безопасные условия труда;

- допуск к обслуживанию сетей газового хозяйства работников, в обязательном порядке имеющих удостоверение о доступе к данному виду работ;

- обеспечение работников газового хозяйства спецодеждой, обувью, индивидуальными средствами защиты;

- контроль при работе техники безопасности, охраны труда, производственной санитарии должны возлагаться на инженера по технике безопасности котельной (либо предприятия в целом).

Пуск газа в систему допускается только специально обученными и подготовленными для этих видов работ лицами. При техническом обслуживании на газопроводе выполняются следующие работы:

- наблюдение за состоянием газопроводов, сооружений на них, а также устранение неисправностей, возникающих в процессе эксплуатации;

- проверка состояния опор и т.д.

Перед допуском к работе рабочие проходят инструктаж по безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004-90 и необходимое обучение методам и приемам безопасного ведения работ.

Работы необходимо проводить в специальной одежде из несинтетического материала. В сырую погоду необходимо пользоваться прорезиненной обувью и изолирующими перчатками во избежание поражения электрическим током. Все электрическое оборудование с напряжением выше 42В должно

иметь первый класс защиты от поражения электрическим током и подключаться к источнику электропитания через розетку с заземляющим контактом.

При производстве сварочных работ учитывается, что длительное воздействие на органы дыхания продуктов термоокислительной деструкции полиэтилена приводит к раздражению верхних дыхательных путей и в последующем нарушает функции дыхания.

9.12. Локализация и ликвидация аварийных ситуаций.

Для локализации и ликвидации аварийных ситуаций в газовых хозяйствах городов и населенных пунктов необходимо организовать единые аварийно – диспетчерские службы (АДС).

При извещении о взрыве, пожаре, аварийная бригада должна выехать не позднее 5 минут.

Участие в этих работах АДС определено планом по локализации и ликвидации аварий. Деятельность бригад по локализации и ликвидации аварийных ситуаций определяется планом взаимодействия служб различных ведомств, который должен быть разработан с учетом местных условий предприятия.

Аварийная бригада выезжает на специальной автомашине, оборудованной радиостанцией, сиреной, проблесковым маячком и укомплектованной инструментом, материалами, приборами контроля, оснасткой и приспособлениями для своевременной локализации аварийных ситуаций.

Ответственность за своевременное прибытие аварийной бригады на место аварии и выполнение работ в соответствии с планом локализации и ликвидации аварий лежит на ее руководителе.

На поврежденный стальной газопровод для временного устранения утечки допускается накладывать бандаж или хомут при постоянном наблюдении за этим участком. Поврежденные сварные стыки (разрывы, трещины) ремонтируются вваркой катушек длиной не менее 200 мм или установкой лепестковых муфт.

Сварные стыки стальных газопроводов с другими дефектами (шлаковые включения, непровар и поры сверх допустимых норм), а также каверны на теле трубы глубиной свыше 30% от толщины стенки усиливаются установкой муфт с гофрой (либо лепесковых муфт) с последующей их опрессовкой. Работы по ликвидации аварий или аварийной ситуации АДС следует передавать эксплуатационным службам после того, как будут приняты все меры, исключающие возможность взрывов, пожаров, отравлений.

9.13. Мероприятия по снижению опасности аварий на газопроводах.

В соответствии с законодательством Российской Федерации газораспределительные сети относят к категории опасных производственных объектов. В соответствии с Федеральным законом №878 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и «Правилами охраны газораспределительных сетей» от 20 ноября 2000г., при проектировании и эксплуатации газораспределительных сетей для снижения опасности аварий на газопроводах в данном проекте предусматривают следующие мероприятия:

1. Любые работы в охранных зонах газораспределительных сетей производятся при строгом выполнении требований по сохранности вскрываемых сетей и иных инженерных коммуникаций.

2. Вдоль трасс наружных газопроводов необходимо предусмотреть охранную зону в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 2 метров с каждой стороны газопровода.

3. Охранная зона ГРПШ представляет собой территорию, ограниченную замкнутой линией, проведенной на расстоянии 10м.

4. Трасса подземного газопровода обозначается опознавательными знаками, нанесёнными на постоянные ориентиры или железобетонные столбики высотой 1.5м. На опознавательных знаках указывается расстояние от газопровода, глубина его заложения и телефон аварийно-диспетчерской службы.

5. В охранной зоне газопровода запрещается без письменного уведомления организации, в собственности которой находится этот газопровод, следующее:

а) строить объекты жилищно-гражданского и производственного назначения;

б) перемещать, засыпать, повреждать или уничтожать опознавательные знаки, контрольно-измерительные пункты и иные устройства газораспределительных сетей;

в) разводить огонь и размещать на близком расстоянии источники огня;

г) устраивать свалки и склады, разливать растворы кислот и т.д.;

д) огораживать и перегораживать охранные зоны, препятствовать доступу персонала эксплуатирующей организации к газораспределительным сетям;

е) копать и обрабатывать почву сельскохозяйственными и мелиоративными орудиями, механизмами на глубину более 0,3м;

ж) самовольно (без согласования) подключаться к газораспределительным сетям;

з) использовать надземные газопроводы и их опоры в качестве креплений и опор для других коммуникаций и посторонних предметов;

и) при складировании полиэтиленовых труб выбираются площадки с уклоном не более 5°. Полиэтиленовые трубы и детали следует хранить не ближе 1м от нагревательных приборов во избежание их теплового деформирования. Для предотвращения возгорания труб и деталей из полиэтилена, относящихся к группе горючих материалов, запрещено пользоваться открытым пламенем вблизи мест их хранения и производства работ;

к) на время испытаний на прочность вокруг трубопроводов устанавливается охранная зона путём установки предупреждающих знаков и постов наблюдения. Осмотр трубопроводов на предмет обнаружения дефектов производится только на стадии его испытания на герметичность, а устранять обнаруженные дефекты допускается только после снижения давления до атмосферного;

л) при продувке трубопровода необходимо предусматривать мероприятия для исключения возможности травмирования людей твёрдыми частицами. Для этой цели используется защитная сетка, закрепляемая на фланце открываемой задвижки, допускается перекрытие траншеи в месте расположения задвижки деревянными щитами.

6. Лесохозяйственные, сельскохозяйственные и другие работы, не связанные с нарушением земельного горизонта и обработкой почвы на глубину более 0.3м, производятся собственниками, владельцами или пользователями земельных участков в охранной зоне газораспределительной сети при условии предварительного письменного уведомления и согласования с эксплуатационной организацией не менее чем за 3 дня до начала работ.

Хозяйственная деятельность в охранных зонах газораспределительных сетей, при которой производится нарушение поверхности земельного участка и обработка почвы на глубину более 0.3м, может осуществляться на основании письменного разрешения эксплуатационной организации газораспределительных сетей.

Утверждение границ охранных зон газораспределительных сетей и наложение ограничений на входящие в них земельные участки, производится на основании материалов по межеванию границ охранной зоны органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, обязательно по согласованию с собственниками, владельцами или пользователями земельных участков для существующих газораспределительных сетей.

7. Разрешение на производство работ в охранной зоне газораспределительной сети содержит информацию о характере опасных производственных факторов, расположении трассы газопровода, условиях, в которых будут производиться работы, мерах предосторожности, наличии и содержании инструкций, которыми работникам необходимо пользоваться при выполнении работ.

8. При обнаружении на месте производства работ подземных коммуникаций и сооружений, не указанных в технической документации, работы должны быть немедленно остановлены. Далее должны быть приняты меры по обес-

печению сохранности обнаруженных подземных коммуникаций и сооружений, по вызову представителя соответствующей эксплуатационной организации.

9. Работы по предотвращению аварий или ликвидации их последствий на газопроводах производятся эксплуатационной организацией газораспределительной сети в любое время года без согласования с собственниками, владельцами или пользователями земельных участков, однако с уведомлением их о проводимых работах.

10. Организации и лица, получившие разрешение на ведение указанных работ в охранной зоне газопровода, должны выполнять их с соблюдением мероприятий по его сохранности.

11. Строения и сооружений, построенные ближе установленных строительными нормами и правилами минимальных расстояний до объекта системы газоснабжения, подлежат немедленному сносу за счет средств юридических и физических лиц, допустивших нарушения.

12. Земельные участки, расположенные в охранных зонах газораспределительных сетей, у их собственников, владельцев или пользователей не изымаются у них и могут быть использованы ими с учетом ограничений, устанавливаемых «правилами охраны газораспределительных сетей» и налагаемых на земельные участки в установленном порядке.

13. Органы исполнительной власти, должностные лица, граждане, виновные в нарушении правил охраны газораспределительных сетей при строительстве строений и сооружений без соблюдения безопасных расстояний до объекта системы газоснабжения, либо в их умышленном блокировании или повреждении, иных, нарушающих бесперебойную и безопасную работу объекта системы газоснабжения незаконных действиях, несут ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

14. Убытки, причиненные организации – собственнику газораспределительной сети или эксплуатационной организации в результате блокирования или повреждения газораспределительной сети, или же в результате других действий, нарушающих бесперебойную и безопасную работу газораспределитель-

ной сети, исчисляются и взыскиваются в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

9.14. Характеристика объекта, как источника загрязнения окружающей среды

Площадка, на которой расположена проектируемая котельная, находится в центральной части г. Томска.

Котельная располагается на ул. Енисейской, на площадке ТГУМП «Трамвайно-троллейбусное управление», на территории промзоны. Котельная расположена в отдельном строении.

С северной, западной и южной сторон от котельной находится незастроенная производственная территория. С восточной стороны в непосредственной близости находится производственный корпус.

Ближайшая жилая застройка находится на расстоянии более 500 м в юго-западном направлении.

Уровень загрязнения атмосферного воздуха в районе размещения проектируемой котельной по данным Томского областного центра по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды, характеризуется следующими показателями представленными в таблице №17

Таблица №9.2

| Примесь | Значение концентраций, мг/м ³ | | | | |
|----------------|--|---|------|------|------|
| | При скорости ветра 0-2 м/сек | При скорости ветра 3-12 м/сек и направлении | | | |
| | | С | В | Ю | З |
| Диоксид азота | 0.08 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.08 |
| Оксид углерода | 3 | 3 | 2 | 2 | 2 |

В период эксплуатации котельная является источником выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

Согласно заданию на проектирование в котельной предусматривается установить 1 автоматизированный котел «Турботерм - 800» с газовой горелкой WM-G 10/4-A,

2 автоматизированный котел «Турботерм - 800» с газовой горелкой

WM-G 10/4-A и 3 автоматизированный котел «Турботерм - 500» с газовой горелкой WM-G 10/2-A. Котлы «Турботерм», производства фирмы ЗАО «РэмЭкс - Сибирь», горелки германской фирмы «Weishaupt».

Установленная тепловая мощность котельной составит 2,1 МВт.

Проектом предусматривается работа котельной на газообразном топливе по ГОСТ 5542-87, в качестве резервного предусмотрено использование стандартного дизельного топлива по ГОСТ 305-82.

Удаление дымовых газов от котлов предусмотрено через газоходы, которые подсоединены к дымовой трубе высотой 24 м и диаметром 1020 мм.

КПД котлов составляет 92 % на природном газе и на дизельном топливе.

Расход газообразного топлива на котел мощностью 800 кВт при максимальной нагрузке составляет 85 м³/час при калорийности 8340 ккал/м³, на котел мощностью 500 кВт при максимальной нагрузке составляет 55 м³/час, на котельную 233 м³/час. Годовой расход газа на котельную 650 тыс. м³.

При прекращении подачи газа предусмотрена работа котельной на дизельном топливе. Расход дизельного топлива на котел «Турботерм 800» при максимальной нагрузке составляет 460 кг/час при калорийности 10180 ккал/кг. Расчетный годовой расход дизтоплива на котельную 55,2 т.

При сжигании газа в дымовых газах котлов, содержится оксид углерода, оксид и диоксид азота и бенз(а)пирен.

При сжигании дизтоплива в котлах в атмосферу выделяются диоксиды азота и серы, оксиды азота и углерода, сажа и бенз(а)пирен.

Количество выделяющихся окислов азота от котлов «Турботерм», зависит в определенной мере от организации топочного процесса и фирмой-изготовителем гарантируется содержание загрязняющих веществ в сухих дымовых газах котла «Турботерм 500» при $\alpha = 1,0$ при работе на газе и дизельном топливе на следующем уровне:

- диоксид азота - 110 мг/м³;
- оксид углерода - 11 мг/м³.

Фирмой-изготовителем гарантируется также содержание загрязняющих веществ в сухих дымовых газах котла «Турботерм 800» при $\alpha = 1,0$ при работе на газе и дизельном топливе на следующем уровне:

- диоксид азота - 180 мг/м^3 ;
- оксид углерода - 20 мг/м^3 .

Расчет количества вредных веществ, содержащихся в дымовых газах, выполнен в соответствии с «Методикой определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 20 Гкал/час» с учетом указанных выше показателей по содержанию диоксида азота и углерода в уходящих газах при работе котельной на проектном топливе - природном газе и резервном топливе - дизельном.

9.15. Расчет выбросов из дымовой трубы котельной при работе на природном газе

Методические указания к расчетам.

- Расчет выполняется по «Методике определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 20 Гкал/час», 1999 г.

Принятые обозначения: CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , N_2 - содержание газов в газообразном топливе на рабочую массу;

A_{yx} - коэффициент избытка воздуха в дымовых газах

T_{yx} - температура газов за котлом;

V - расход топлива на котел, м^3 .

Расчет объемов дымовых газов

Параметр E

$$E = 2 \cdot \text{CH}_4 + 3.5 \cdot \text{C}_2\text{H}_6 + 5 \cdot \text{C}_3\text{H}_8 + 6.5 \cdot \text{C}_4\text{H}_{10} + 8 \cdot \text{C}_5\text{H}_{12}$$

Теоретический объем воздуха

$$V_0 = 0,0476 \cdot (0.5 \cdot \text{CO} + 0.5 \cdot \text{H}_2 + 1.5 \cdot \text{H}_2\text{S} + E - \text{O}_2), \text{ нм}^3 / \text{кг}$$

Теоретический объем азота

$$V_{аз} = 0.79 \cdot V_0 + 0.8 \cdot N_2 / 100, \text{ нм}^3/\text{кг}$$

Параметр L

$$L = \text{CH}_4 + 2 \cdot \text{C}_2\text{H}_6 + 3 \cdot \text{C}_3\text{H}_8 + 4 \cdot \text{C}_4\text{H}_{10} + 5 \cdot \text{C}_5\text{H}_{12}$$

Теоретический объем трехатомных газов

$$V_{тр} = 0.01 \cdot (\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{H}_2\text{S} + L), \text{ нм}^3/\text{кг}$$

Параметр P

$$P = 2 \cdot \text{CH}_4 + 3 \cdot \text{C}_2\text{H}_6 + 4 \cdot \text{C}_3\text{H}_8 + 5 \cdot \text{C}_4\text{H}_{10} + 6 \cdot \text{C}_5\text{H}_{12}$$

Теоретический объем водяных паров

$$V_{0 \text{ вп}} = 0.01 \cdot (\text{H}_2\text{S} + \text{H}_2 + P) + 0.0161 \cdot V_0, \text{ нм}^3/\text{кг}$$

Объем водяных паров при избытке воздуха A_{yx}

$$V_{вп} = V_{0 \text{ вп}} + 0.0161 \cdot (A_{yx} - 1) \cdot V_0, \text{ нм}^3/\text{кг}$$

Объем газов при избытке воздуха A_{yx}

$$V_{г} = V_{тр} + V_{аз} + V_{вп} + (A_{yx} - 1) \cdot V_0, \text{ нм}^3/\text{кг}$$

Объем сухих газов при избытке воздуха A_{yx}

$$V_{сгA_{yx}} = V_{тр} + V_{аз} + (A_{yx} - 1) \cdot V_0, \text{ нм}^3/\text{кг}$$

Объем уходящих газов котла

$$W_2 = \frac{B_{час} \cdot V_2 \cdot (1 + T_{yx} / 273)}{3.6}, \text{ м}^3/\text{с}$$

Объем уходящих сухих газов котла при избытке воздуха A_{yx}

$$W_{сгA_{yx}} = B_{час} \cdot V_{сгA_{yx}} / 3.6 \text{ нм}^3/\text{с}$$

Выброс окислов азота

задано содержание окислов азота в сухих уходящих газах, приведенное

к избытку воздуха α_{yx} (C_{NO} , мг/нм³ сг)

$$M_{NOx} = C_{NO} \cdot V_{сг} \cdot B_p \cdot 0.278 \cdot 10^{-3} \text{ г/с}$$

$$M_{NOx \text{ год}} = C_{NO} \cdot V_{сг} \cdot B_p \cdot 10^{-6}, \text{ т/год}$$

В том числе

$$M_{NO_2} = 0.8 \cdot M_{NOx}$$

$$M_{NO} = 0.13 \cdot M_{NOx}$$

Выброс оксида углерода

Выполняется по формуле:

$$M_{CO} = 10^{-3} \cdot B \cdot q_3 \cdot R \cdot Q_H^p \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \text{ г/с, т/год}$$

Где: B - фактический расход топлива на котел, л/с, тыс. $\text{нм}^3/\text{год}$;

q_3 - потери тепла от химической неполноты сгорания топлива, %;

R - коэффициент, учитывающий долю потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную наличием в продуктах неполного сгорания окиси углерода, принимается для газа 0,5;

Q_H^p - низшая теплота сгорания топлива, $\text{МДж}/\text{нм}^3$;

q_4 - потери тепла от механической неполноты сгорания топлива, %.

Расчет выбросов бенз(а)пирена

Масса выброса бенз(а)пирена $M_{\text{бп}}$ (г/с и т/год) рассчитывается по формуле $M_{\text{бп}} = B_p \cdot V_{\text{сг}} \cdot C_{\text{бп}} \cdot K_p$,

Где: $C_{\text{бп}}$ - массовая концентрация загрязняющего вещества в сухих дымовых газах при стандартном коэффициенте избытка воздуха 1,1 и нормальных условиях, $\text{мг}/\text{нм}^3$

$V_{\text{сг}}$ - объем сухих дымовых газов, образующихся при полном сгорании 1 кг (1нм^3) топлива, при $\alpha_0 = 1,1 \text{ нм}^3/\text{кг}$ топлива,

B_p - расчетный расход топлива т/час, т/год, ($\text{м}^3/\text{час}$, тыс. $\text{м}^3/\text{год}$)

K_p - коэффициент пересчета

при определении выбросов в граммах в секунду $K_p = 0,278 \cdot 10^{-3}$;

при определении выбросов в тоннах в год $K_p = 10^{-6}$

Расчет концентрации бенз(а)пирена в дымовых газах водогрейных котлов

Концентрация бенз(а)пирена в сухих дымовых газах котлов при сжигании природного газа C^r ($\text{мкг}/\text{м}^3$) рассчитывается по формуле:

$$\alpha_m'' = 1,05 \div 1,025 \text{ и } q_v = 250 \div 500 \text{ кВт}/\text{м}^3$$

$$C_{\text{бп}}^r = 10^{-6} \cdot \frac{0,11 \cdot q_v - 7,0}{e^{3,5(\alpha_m'' - 1)}} \cdot K_{\partial} \cdot K_p \cdot K_{\text{см}}$$

$$q_v = B_p \cdot Q_i^2 / V_m, \text{ где}$$

q_v - теплонапряжение топчного объема, кВт/м ;

V_p - расчетный расход топлива на номинальной нагрузке, кг/с; (м /с);

Q_i^2 - низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг, кДж/м ;

V_T - объем топчной камеры, м , берется из техдокументации на котел.

Коэффициенты K_d , K_p , $K_{сн}$ принимаются по графикам рисунков Е1-Е3

$K_{оч}$ - коэффициент, учитывающий увеличение выброса бенз(а)пирена при очистки конвективных поверхностей нагрева на работающем котле.

Котлы «Турботерм-800»

$$B_{час} = \frac{Q}{Q_H^p \cdot \eta} = \frac{1,81 \cdot 10^6}{8340 \cdot 0,92} = 89 \quad \text{м}^3/\text{час}, \quad \text{всего} \quad \text{КОТЛОВ} \quad 2 \quad \text{шт.}$$

Котел «Турботерм-500»

$$B_{час} = \frac{Q}{Q_H^p \cdot \eta} = \frac{0,43 \cdot 10^6}{8340 \cdot 0,92} = 55 \quad \text{м}^3/\text{час}$$

$$B = \frac{Q_{оив} \cdot 5664 \cdot 0,47 \cdot B_{час}}{Q_{уст}} = \frac{9,996 \cdot 5664 \cdot 0,47 \cdot 250}{10,32 \cdot 10^{-6}} = 645 \quad \text{тыс.м}^3$$

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

| | | | |
|---------------------------------------|---------------------------|-------|-------|
| № источника | - | 0001 | 0001 |
| № котла | - | 1 – 2 | 3 |
| Топливо | - | газ | газ |
| A_p (CH ₄) | % | 96,09 | 96,09 |
| W (C ₂ H ₆) | % | 0,89 | 0,89 |
| S (C ₃ H ₈) | % | 0,22 | 0,22 |
| C (C ₄ H ₁₀) | % | 0,02 | 0,02 |
| O (N ₂) | % | 0,77 | 0,77 |
| N (CO ₂) | % | 0,01 | 0,01 |
| Q_H^p | Ккал/нм ³ | 8340 | 8340 |
| Q_H^p | мДж/нм ³ | 34,89 | 34,89 |
| Ном. загрузка котла | Гкал/час | 4,3 | 1,72 |
| Факт. загрузка котла | Гкал/час | 4,3 | 1,72 |
| Изб. возд. в ух. газах | - | 1,1 | 1,1 |
| Темп-ра уход. газов | °С | 170 | 170 |
| $V_{\text{час}}$ | тыс. нм ³ /час | 1,12 | 0,225 |
| V | л/с | 311 | 62,5 |
| $V_{\text{год}}$ | тыс. нм ³ /год | 2880 | 580 |

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

| № источника | - | 0001 | 0001 | Всего |
|----------------------|-----------------------|-------|--------|--------|
| W_{Γ} | $\text{м}^3/\text{с}$ | 5,79 | 1,143 | 6,953 |
| Выбросы | | | | |
| NO_2 | г/с | 0,762 | 0,094 | 0,856 |
| NO | г/с | 0,124 | 0,0152 | 0,1392 |
| CO | г/с | 0,106 | 0,0117 | 0,1177 |
| Бенз(а)пирен | мкг/с | 0,14 | 0,021 | 0,161 |
| Выбросы в год | | | | |
| NO_2 | т/год | 7,04 | 0,87 | 7,91 |
| NO | т/год | 1,144 | 0,14 | 1,284 |
| CO | т/год | 0,978 | 0,108 | 1,095 |
| Бенз(а)пирен | г/год | 1,33 | 0,197 | 1,527 |

Расчет

Расчет выбросов вредных веществ от котлов «Турботерм 800»

мощностью 800 кВт

Объемный расход уходящих газов

$$E = 2 \cdot 96,09 + 3,5 \cdot 0,89 + 5 \cdot 0,22 + 6,5 \cdot 0,02 + 8 \cdot 0,00 = 196,53$$

$$V_0 = 0,0476 \cdot (0,5 \cdot 0,00 + 0,5 \cdot 0,00 + 1,5 \cdot 0,00 + 196,53 - 0,00) = 9,35 \text{ нм}^3/\text{м}^3$$

$$V_{\text{аз}} = 0,79 \cdot 9,35 + 0,77 \cdot 0,01 = 7,40 \text{ нм}^3/\text{м}^3$$

$$L = 96,09 + 2 \cdot 0,89 + 3 \cdot 0,22 + 4 \cdot 0,02 + 5 \cdot 0,00 = 98,61$$

$$V_{\text{тр}} = 0,01 \cdot (0,01 + 0,00 + 0,00 + 98,61) = 0,99 \text{ нм}^3/\text{м}^3$$

$$P = 2 \cdot 96,09 + 3 \cdot 0,89 + 4 \cdot 0,22 + 5 \cdot 0,02 + 6 \cdot 0,00 = 195,83$$

$$V_{\text{0вп}} = 0,01 \cdot (0,00 + 0,00 + 195,83) + 0,0161 \cdot 9,35 = 2,11 \text{ нм}^3/\text{м}^3$$

$$V_{\text{вп}} = 2,11 + 0,0161 \cdot (1,100 - 1) \cdot 9,35 = 2,125 \text{ нм}^3/\text{м}^3$$

$$V_{\Gamma} = 0,99 + 7,40 + 2,14 + (1,100 - 1) \cdot 9,35 = 11,465 \text{ нм}^3/\text{м}^3$$

$$V_{\text{сг1,4}} = 0,99 + 7,40 + (1,40 - 1) \cdot 9,35 = 12,13 \text{ нм}^3/\text{м}^3$$

$$W_2 = \frac{1,12 \cdot 11,465 \cdot \left(1 + \frac{170}{273}\right)}{3,6} = 5,79 \text{ м}^3/\text{с}$$

Выброс оксидов азота

$$C_{\text{Nox}} = 180 \text{ мг/нм}^3 \text{ с.г. при } \alpha = 1,0, \text{ при } \alpha = 1,4 \text{ } C_{\text{Nox}} = 252 \text{ мг/нм}^3 \text{ с.г.}$$

Максимальные:

$$M_{\text{NO}_x} = 252,0 \cdot 12,13 \cdot 1,12 \cdot 0,278 \cdot 10^{-3} = 0,952 \text{ г/с}$$

Годовые:

$$M_{\text{NO}_x} = 252 \cdot 12,13 \cdot 2880 \cdot 10^{-6} = 8,80 \text{ т/год}$$

В том числе

$$M_{\text{NO}_2} = 0,8 \cdot 0,953 = 0,762 \text{ г/с}$$

$$M_{\text{NO}_2} = 0,8 \cdot 8,8 = 7,04 \text{ т/год}$$

$$M_{\text{NO}} = 0,13 \cdot 0,952 = 0,124 \text{ г/с}$$

$$M_{\text{NO}} = 0,13 \cdot 8,8 = 1,144 \text{ т/год}$$

Выброс оксида углерода

$$C_{\text{CO}} = 20 \text{ мг/нм}^3 \text{ с.г при } \alpha = 1,0, \text{ при } \alpha = 1,4 \text{ } C_{\text{CO}_x} = 28 \text{ мг/нм}^3 \text{ с.г.}$$

Максимальные:

$$M_{\text{CO}} = 28 \cdot 12,13 \cdot 1,12 \cdot 0,278 \cdot 10^{-3} = 0,106 \text{ г/с}$$

Годовые:

$$M_{\text{CO}} = 28 \cdot 12,13 \cdot 2880 \cdot 10^{-6} = 0,978 \text{ т/год}$$

Расчет выбросов бенз(а)пирена

$$\text{Объемная нагрузка камеры сгорания } q_v = 560 \text{ кВт/м}^3, K_d = 1,0$$

$$C_{\text{бп}}^2 = 10^{-6} \cdot \frac{0,11 \cdot 560 - 7,0}{e^{3,5(1,1-1)}} \cdot 1,0 \cdot 1 \cdot 1 = 0,000038 \text{ мг/нм}^3$$

$$M_{\text{бп}} = 0,000038 \cdot 12,13 \cdot 1,12 \cdot 0,278 \cdot 10^{-3} = 0,00000014 \text{ г/с} = 0,14 \text{ мкг/с}$$

$$M_{\text{бп}} = 0,000038 \cdot 12,13 \cdot 2880 \cdot 10^{-6} = 0,00000133 \text{ т/год} = 0,00133 \text{ кг/год}$$

Расчет выбросов вредных веществ от котлов «Турботерм 500»

мощностью 500 кВт

Объемный расход уходящих газов

$$V_r = 0,99 + 7,40 + 2,14 + (1,100 - 1) \cdot 9,35 = 11,465 \text{ нм}^3/\text{м}^3$$

$$V_{\text{сг1,4}} = 0,99 + 7,40 + (1,40 - 1) \cdot 9,35 = 12,13 \text{ нм}^3/\text{м}^3$$

$$W_2 = \frac{0,225 \cdot 11,465 \cdot \left(1 + \frac{170}{273}\right)}{3,6} = 1,163 \text{ м}^3/\text{с}$$

Выброс оксидов азота

$C_{\text{NOx}} = 110 \text{ мг/нм}^3 \text{ с.г}$ при $\alpha = 1,0$, при $\alpha = 1,4$ $C_{\text{NOx}} = 154 \text{ мг/нм}^3 \text{ с.г}$. Максимальные:

$$M_{\text{NOx}} = 154,0 \cdot 12,13 \cdot 0,225 \cdot 0,278 \cdot 10^{-3} = 0,117 \text{ г/с}$$

Годовые:

$$M_{\text{NOx}} = 154 \cdot 12,13 \cdot 580 \cdot 10^{-6} = 1,084 \text{ т/год}$$

В том числе

$$M_{\text{NO}_2} = 0,8 \cdot 0,117 = 0,094 \text{ г/с}$$

$$M_{\text{NO}_2} = 0,8 \cdot 1,084 = 0,87 \text{ т/год}$$

$$M_{\text{NO}} = 0,13 \cdot 0,117 = 0,0152 \text{ г/с}$$

$$M_{\text{NO}} = 0,13 \cdot 1,084 = 0,140 \text{ т/год}$$

Выброс оксида углерода

$$C_{\text{CO}} = 11 \text{ мг/нм с.г.}$$
 при $\alpha = 1,0$, при $\alpha = 1,4$ $C_{\text{COx}} = 15,4 \text{ мг/нм с.г.}$

Максимальные:

$$M_{\text{CO}} = 15,4 \cdot 12,13 \cdot 0,225 \cdot 0,278 \cdot 10^{-3} = 0,0117 \text{ г/с}$$

Годовые:

$$M_{\text{CO}} = 15,4 \cdot 12,13 \cdot 580,0 \cdot 10^{-6} = 0,108 \text{ т/год}$$

Расчет выбросов бенз(а)пирена

$$\text{Объемная нагрузка камеры сгорания } q_v = 420 \text{ кВт/м}^3, K_d = 1,0$$

$$C_{\text{бп}}^2 = 10^{-6} \cdot \frac{0,11 \cdot 420 - 7,0}{e^{3,5(1,1-1)}} \cdot 1,0 \cdot 1 \cdot 1 = 0,000028 \text{ мг/нм}^3$$

$$M_{\text{бп}} = 0,000028 \cdot 12,13 \cdot 0,225 \cdot 0,278 \cdot 10^{-3} = 0,000000021 \text{ г/с} = 0,021 \text{ мкг/с}$$

$$M_{\text{бп}} = 0,000028 \cdot 12,13 \cdot 580,0 \cdot 10^{-6} = 0,00000021 \text{ т/год} = 0,197 \text{ г/год}$$

Расчет

Расчет выбросов вредных веществ от котла «Турботерм 800»

мощностью 800 кВт

Объемный расход уходящих газов

$$V_0 = 0,0889 \cdot (86,28 + 0,375 \cdot 0,30) + 0,265 \cdot 13,30 - 0,0333 \cdot 0,10 = 11,20 \text{ нм}^3/\text{кг}$$

$$V_{\text{тр}} = 1,866 \cdot (86,28 + 0,375 \cdot 0,30) / 100 = 1,61 \text{ нм}^3/\text{кг}$$

$$V_{\text{вп}} = 0,111 \cdot 13,30 \cdot 0,0124 \cdot 0,00 + 0,161 \cdot 11,20 = 1,66 \text{ нм}^3/\text{кг}$$

$$V_{\text{вп}} = 1,66 + 0,0161 \cdot (11,00 - 1) \cdot 11,20 = 1,68 \text{ нм}^3/\text{кг}$$

$$V_{\Gamma} = 1,61 + 8,85 + 1,68 + (1,100 - 1) \cdot 11,20 = 13,26 \text{ нм}^3/\text{кг}$$

$$V_{\text{cr},4} = 1,61 + 8,85 + (1,400 - 1) \cdot 11,20 = 14,94 \text{ нм}^3/\text{кг}$$

$$W_2 = \frac{0,46 \cdot 13,26 \cdot \left(1 + \frac{170}{273}\right)}{3,6} = 2,75 \text{ м}^3/\text{с}$$

Расчет выбросов сажи

$$M_{\text{me}} = 0,01 \cdot 128 \cdot 0,08 \cdot \frac{42,65}{23,68} \cdot (1 - 0) = 0,134 \text{ г/с}$$

$$M_{\text{me}} = 0,01 \cdot 55,2 \cdot 0,08 \cdot \frac{42,65}{23,68} \cdot (1 - 0) = 0,058 \text{ т/год}$$

Расчет выбросов сернистого ангидрида

$$k'_{\text{SO}} = 0,02$$

$$k''_{\text{SO}} = 0,00$$

Максимальные:

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \cdot 128 \cdot 0,300 \cdot (1 - 0,02) \cdot (1 - 0,00) = 0,76 \text{ г/с}$$

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \cdot 55,2 \cdot 0,300 \cdot (1 - 0,02) \cdot (1 - 0,00) = 0,33 \text{ т/год}$$

Расчет выбросов окислов азота

$$C_{\text{NO}_x} = 180 \text{ мг/нм}^3 \text{ с.г. при } \alpha = 1,0, \text{ при } \alpha = 1,4 \text{ } C_{\text{NO}_x} = 252 \text{ мг/нм}^3 \text{ с.г.}$$

Максимальные:

$$M_{\text{NO}_x} = 252 \cdot 14,94 \cdot 0,46 \cdot 0,278 \cdot 10^{-3} = 0,481 \text{ г/с}$$

Годовые:

$$M_{\text{NO}_x} = 252 \cdot 14,94 \cdot 55,2 \cdot 10^{-6} = 0,21 \text{ т/год}$$

В том числе

$$M_{\text{NO}_2} = 0,8 \cdot 0,481 = 0,385 \text{ г/с}$$

$$M_{\text{NO}_2} = 0,8 \cdot 0,21 = 0,168 \text{ т/год}$$

$$M_{\text{NO}} = 0,13 \cdot 0,481 = 0,0625 \text{ г/с}$$

$$M_{\text{NO}} = 0,13 \cdot 0,21 = 0,027 \text{ т/год}$$

Выброс оксида углерода

$$C_{\text{CO}} = 20 \text{ мг/нм}^3 \text{ с.г. при } \alpha = 1,0, \text{ при } \alpha = 1,4 \text{ } C_{\text{CO}} = 28 \text{ мг/нм}^3 \text{ с.г.}$$

Максимальные:

$$M_{\text{CO}} = 28 \cdot 14,94 \cdot 0,46 \cdot 0,278 \cdot 10^{-3} = 0,0535 \text{ г/с}$$

Годовые:

$$M_{CO} = 28 \cdot 14,94 \cdot 55,2 \cdot 10^{-6} = 0,023 \text{ т/год}$$

Расчет выбросов бенз(а)пирена

Объемная нагрузка камеры сгорания $q_v = 560 \text{ кВт/м}^3$ $K_d = 1,0$

$$C_{\text{бп}}^2 = 10^{-6} \cdot \frac{1 \cdot (0,445 \cdot 560 - 28,0)}{e^{3,5(1,1-1)}} \cdot 1,0 \cdot 1 \cdot 1 = 0,00016 \text{ мг/нм}^3$$

$$M_{\text{бп}} = 0,00016 \cdot 14,94 \cdot 0,46 \cdot 0,278 \cdot 10^{-3} = 0,0000003 \text{ г/с} = 0,3 \text{ мкг/с}$$

$$M_{\text{бп}} = 0,00016 \cdot 14,94 \cdot 55,2 \cdot 10^{-6} = 0,000000013 \text{ т/год} = 0,13 \text{ г/год}$$

9.16. Предложения по организации СЗЗ

Размеры СЗЗ устанавливаются в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200 - 03, раздел 4.2, пункт 4. Для котельной размер СЗЗ устанавливается радиусом 50 м.

Максимальные концентрации выбросов от реконструированной котельной находятся в пределах установленных нормативов, требование СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200 - 03 выполняется.

При соблюдении требований природоохранного законодательства, санитарно-гигиенических норм и выполнении проектных решений полностью, реализация рабочего проекта строительства газовой котельной мощностью 2,1 МВт для теплоснабжения объектов производственного назначения ТГУМП «Трамвайно-троллейбусного управления» не окажет ощутимого влияния на окружающую среду.

10. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы был сделан:

- тепловой расчет новой котельной мощностью 2,1 МВт и тепловых сетей с выбором оборудования и компоновочными решениями.

Котлы, установленные в помещении, сертифицированы и соответствуют всем требованиям, обеспечивающим безопасность жизни, здоровья потребителя и, при условии выполнения всех требований к эксплуатации котла, обеспечивают предотвращение нанесения вреда имуществу потребителя.

Материал труб, арматура, соединительные детали выбраны с учетом давления, расчетной температуры наружного воздуха района строительства, грунтовых и природных условий.

Разработана схема теплоснабжения промплощадки, которая решает вопрос оптимального теплоснабжения наиболее удаленных от котельной зданий. Предложенная схема позволяет наиболее эффективно производить послесезонные и послеремонтные опрессовки наружных тепловых сетей, так как значительно уменьшена протяженность системы.

Водоподготовительная установка обеспечит длительную эксплуатацию котлов без ухудшения условий теплообмена на поверхностях нагрева.

Для обеспечения безопасной эксплуатации, в соответствии с требованием п.7.2 СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные системы», помещение, где установлены котлы «Турботерм», работающие в автоматическом режиме, оснащено системой контроля.

Для подачи газа среднего давления на котлы проектом предусмотрена установка шкафного газорегуляторного пункта типа ГРПШ-13-1 НУ 1 с двумя линиями редуцирования с регуляторами давления газа типа РДГ-50.

Для безаварийной работы газовых сетей в ГРПШ предусмотрено:

- автоматическое прекращение подачи газа при повышении и понижении выходного давления;

- сброса газа при кратковременном повышении давления, не влияющего на промышленную безопасность и нормальную работу газового оборудования потребителей;

- арматура и другие приборы, необходимые для нормальной и безаварийной эксплуатации шкафного газорегуляторного пункта.

Для обеспечения безопасной эксплуатации котельной конструкции здания защищены от разрушения наличием легкосбрасываемого ограждения, роль которых выполняет остекление из расчета 0.03 м^2 на 1 м^3 объема помещения.

Предусмотрено оснащение помещения котельной и помещения расходной емкости противопожарной сигнализацией с выводом звукового и светового сигнала на пост дежурного персонала. Сигнал о пожаре используется для закрытия клапана отсечки топлива в котельную. В помещении расходной емкости и котельного цеха запроектирована автоматическая установка порошкового пожаротушения.

Разработаны мероприятия по охране труда и технике безопасности, а также мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций.

В разделе технико-экономическое обоснование, произведен сравнительный анализ старой и новой котельной с точки зрения стоимостных и натуральных величин. Определены экономический эффект и срок окупаемости.

Предусмотрено:

- полная автоматизация процессов, максимально облегчающая труд обслуживающего персонала;
- двухконтурная схема котельной, обеспечивающая благоприятный гидравлический режим работы котлов и защиту оборудования от накипеобразования и коррозии;
- регулирование отпуска теплоты изменением температуры теплоносителя в сетях, что позволяет гибко регулировать потребление теплоты;
- применение современного, эффективного оборудования, что дает возможность существенно оптимизировать сложные технологи-

ческие процессы, упростить технологию, монтаж и сервисное обслуживание.

10. CONCLUSION

As a result of the done work has been made:

- Thermal calculation by new boiler power 2,1 MW_T and thermal networks with a choice of the equipment and layout decisions.

The boilers installed in, are certificated and correspond to all requirements providing safety of a life, health of the consumer and, under condition of performance of all requirements to operation of a boiler, provide prevention of drawing of harm to property of the consumer.

The material of pipes, armature, connecting details are chosen in view of pressure, settlement temperature of external air of area of construction, soil and an environment.

The scheme of a heat supply prom of a platform which solves the problem an optimum heat supply of the buildings most removed from a boiler-house is developed. The offered scheme allows to make most effectively late and After repair about pressings external thermal networks as extent of system is considerably reduced.

Water-preparatory installation will provide long operation of boilers without deterioration of conditions of heat exchange on surfaces of heating.

For maintenance of safe operation, according to the requirement p.7.2 SNiP 42-01-2002 «Gas distributive systems», the premise where boilers «Turboterm» are installed, working in an automatic mode, is equipped by the monitoring system.

For submission of gas of average pressure upon boilers the project stipulates installation case gas a regulator item of type GRPH-13-1 WELL 1 with two lines transformations with regulators of pressure of gas of type RDG-50.

For trouble-free operation of gas networks in GRPH it is stipulated:

- An automatic stopping delivery of gas at increase and downturn of target pressure;

- Dump of gas at short-term increase of the pressure which are not influencing industrial safety and normal work of the gas equipment of consumers;

- Armature and other devices necessary for normal and accident-free operation case gas a regulator of item.

For maintenance of safe operation of a boiler design of a building are protected from destruction by presence easily dumped protections which role carries out it is glazed at the rate of 0.03 m^2 on 1 m^3 volume of a premise.

Equipment of a premise of a boiler-house and premise of account capacity by the fire-prevention signal system with a conclusion of a sound and light signal to a post of the on duty personnel is stipulated. The signal about a fire is used for closing the valve отсечки fuel in a boiler-house. In account capacity and boiler shop for projected automatic installation powder fire of suppression.

Actions on a labour safety and the safety precautions, and also actions under the prevention of extreme situations are developed.

In section technics-economic a substantiation, the comparative analysis of an old and new boiler-house from the point of view of cost and full sizes is made. Economic benefit and a time of recovery of outlay are certain.

It is stipulated:

- Full automation of processes, as much as possible

Facilitating work of the attendants;

- The two-planimetric scheme of a boiler-house providing favorable a hydraulic operating mode of boilers and protection of the equipment from scum of formation and corrosion;

- Regulation of holiday of heat by change of temperature

The heat-carrier in networks that allows to adjust consumption of heat flexibly;

- Application of the modern, effective equipment that enables essentially to optimize complex technological processes, to simplify technology, installation and service.

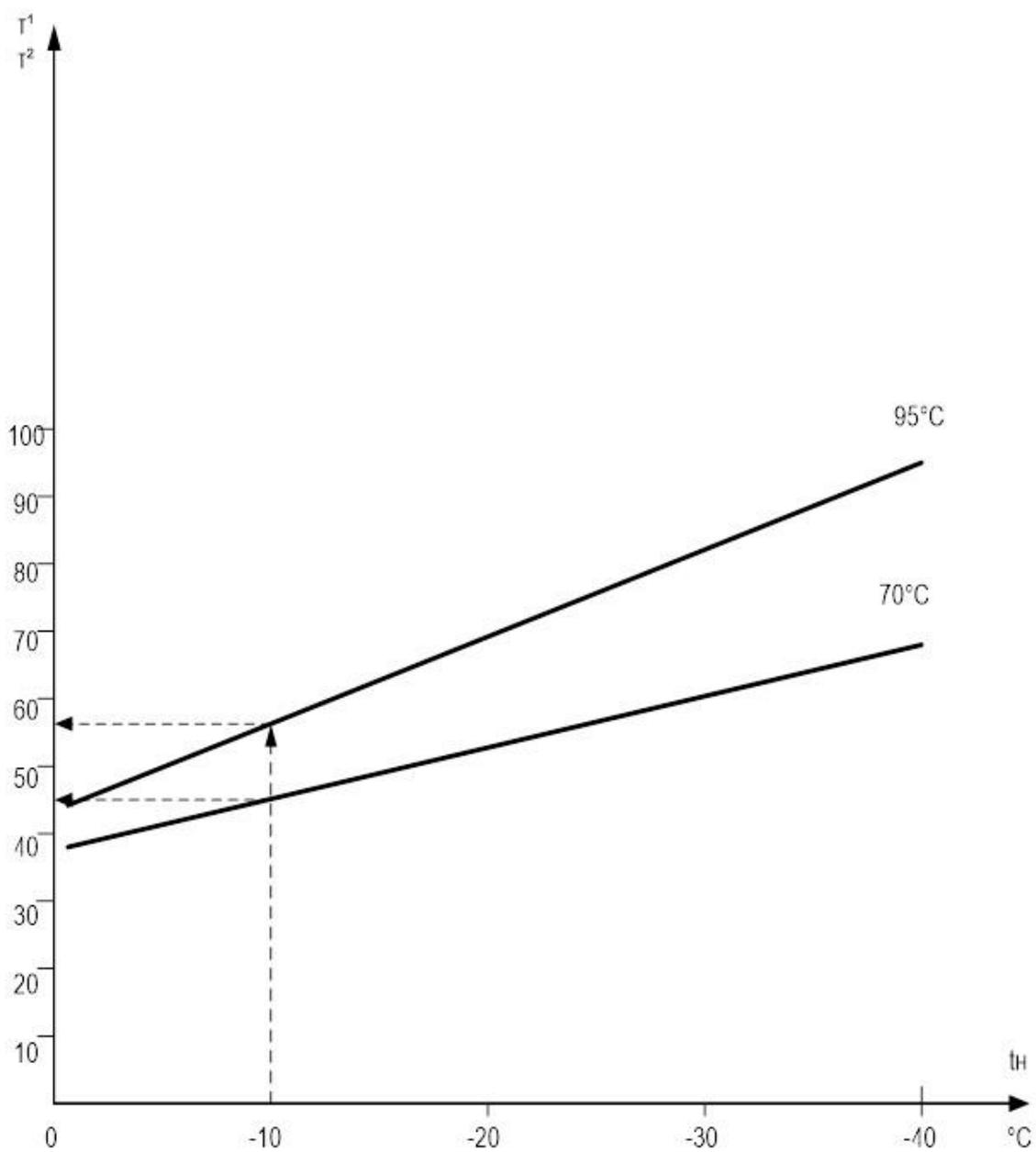
Список использованных источников (литературы)

1. Б.А.Ляликов Источники и системы теплоснабжения промышленных предприятий Часть 2 Учебное пособие ТПУ Томск 2005 172 стр.
2. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника (Справочник). Под общ. Ред. В.А.Григорьева и В.М.Зорина. –М: Энергоиздат, 1983. –552 с.
3. Р. В. Щекин, С. М. Кореневский, Г. Е. Бем, М. А. Артюшенко, Ф. И. Скороходько Справочник по теплоснабжению и вентиляции Киев: Государственное издательство, 1962-1020с.
4. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей: Справочник/ В. И. Манюк, Я. И. Каплинский. - М.: Стройиздат, 1988.
5. Апарцев М. М. Наладка водяных систем централизованного тепло-снабжения: Справ, пособие.-М.: Энергоатомиздат, 1983.
6. СНИП 2.04.05-91. Отопление вентиляция и кондиционирование. - М: 1991.
7. СНИП II — 3-79*. Строительная теплотехника. — М.: 1979.
8. СНИП И-А. 6-72. Строительная климатология и геофизика. — М.: 1973.
9. СНИП 2.04.07-86. Тепловые сети. Нормы проектирования.-М.: Стройиздат, 1987.
10. СП 41-101-95. Проектирование тепловых пунктов. - М: Госстрой России, 1999.
11. Левочкин Н.И. Инженерные расчеты по охране труда. Изд. Красноярск, 1987.–152с.
12. Буратов А.Н. Пожарная безопасность. Изд: АСВ, 1997. –176 с.
13. Долин П.А. Справочник по технике безопасности. –М: Энергоиздат, 1982. –800 с.
14. Ключев А.С. Проектирование систем автоматизации технологических процессов. Справочное пособие. –М: Энергоатомиздат, 1990. –444 с.
15. Ключев А.С. Техника чтения схем автоматического управления и технологического контроля. –М: Энергия, 1977. –296 с.
16. Алексеев Ю.П., Кузьмин В.Г., Мелехин В.Г., Савашинская В.И..Организация, планирование и управление в энергетике. –М: Высш. шк., 1982. –408 с.
17. Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей /Под ред. А. А. Николаева. - М.: Энергия, 1965.
18. Справочник проектировщика. Внутренние санитарно-технические устройства. Ч. 1. Отопление. Под ред. И. Г. Староверова. - М: Стройиздат, 1990.
19. Мерзон Э.Д., Мерзон И.Э., Медведовская Н.В. Машиностроительное черчение. –М: Высш. шк., 1987. –335 с.

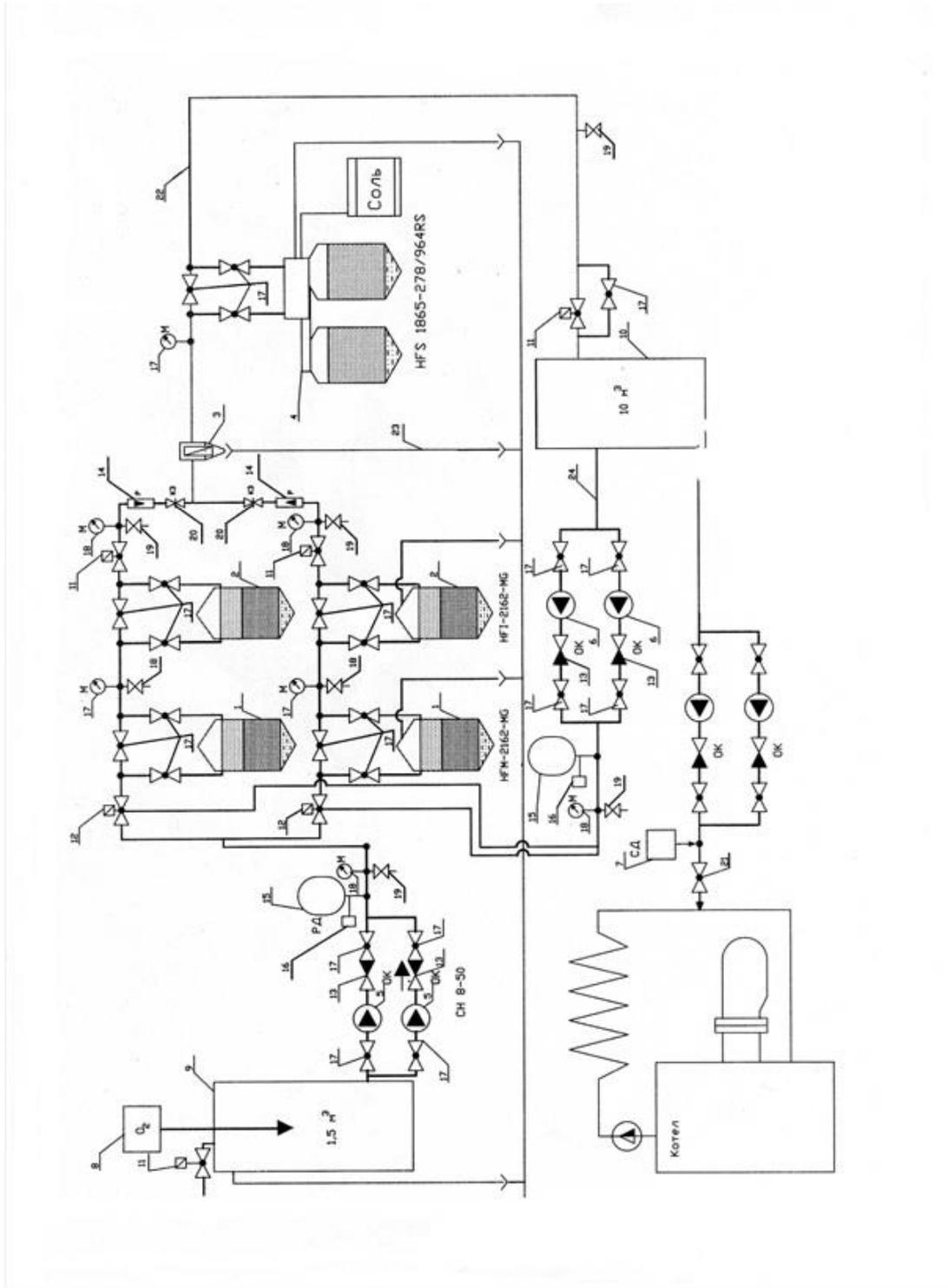
ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А

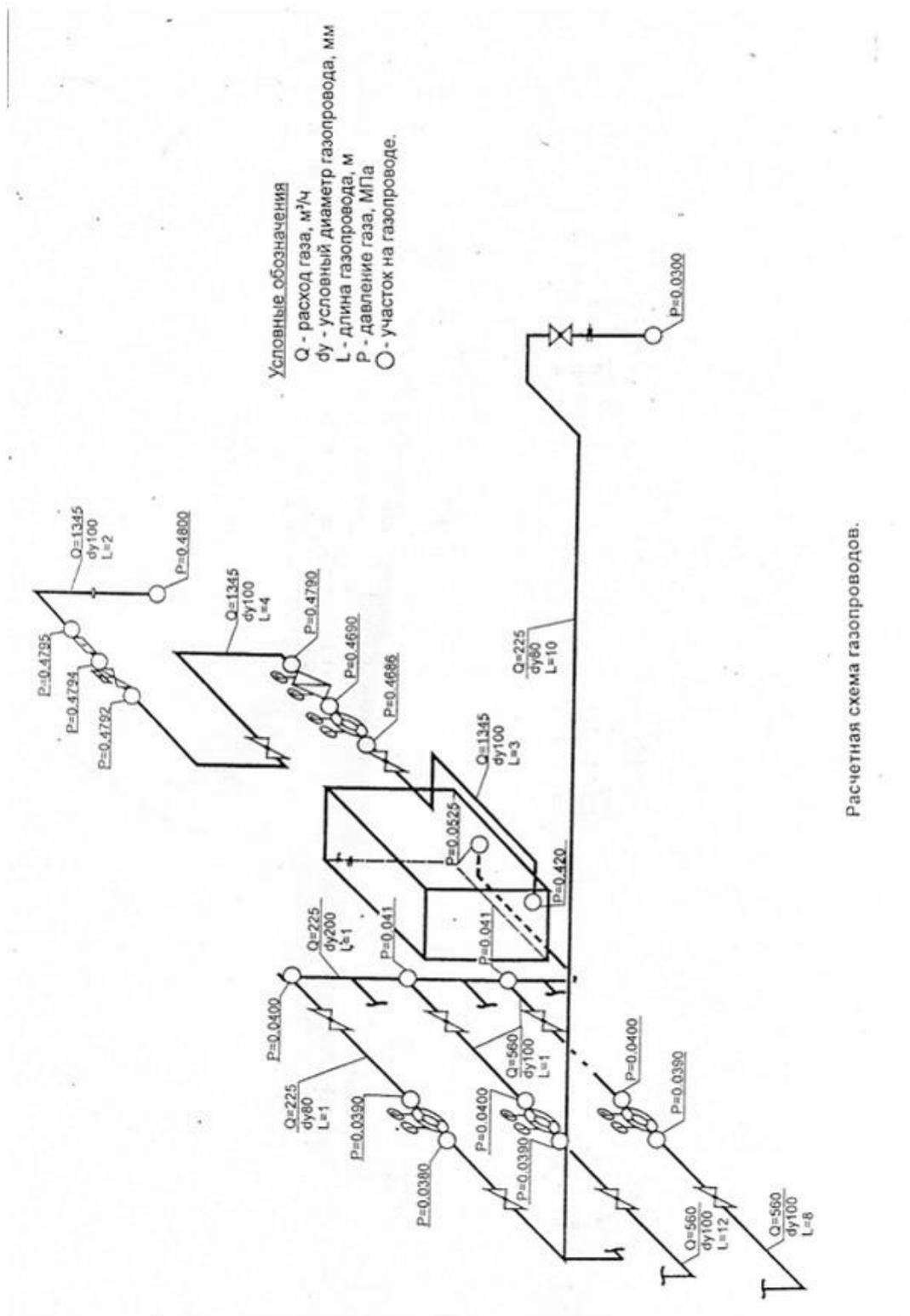
Температурный график 95/70 при
центральном качественном регулировании



ПРИЛОЖЕНИЕ Б



ПРИЛОЖЕНИЕ В



Расчетная схема газопроводов.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

| Позиция | Наименование и техническая характеристика приборов и средств автоматики, завод изготовитель | Тип и марка приборов | Количество |
|--------------|--|----------------------|------------|
| 1а, 13а, 14а | Манометр технический показывающий. Шкала 0-10 кгс/см ² . ОАО «Манотомь», г.Томск | МПЗ-УУ2 | 3 |
| 2а, 10а | Манометр электродатный. Шкала 0-10 кгс/см ² . ОАО «Манотомь», г.Томск | ДМ2010 О-У2 | 2 |
| 3а | Тягонапоромер ОАО «Манотомь», г.Томск | ТНМП-52 | 1 |
| 4а | Манометр технический показывающий. Шкала 0-10 кгс/см ² . ОАО «Манотомь», г.Томск | МПЗ-УУ2 | 1 |
| 5а | Напоромер ОАО «Манотомь», г.Томск | НМП-52 | 1 |
| 6а | Термопреобразователь сопротивления. НСХ 50М, L=70 мм, предел измерения -50/200. ЗАО «Термико», г.Челябинск | ТПТ-15-2-50-В | 1 |
| 7а | Термопреобразователь сопротивления. НСХ 50П, L=70 мм, предел измерения -50/200. ЗАО «Термико», г.Челябинск | ТПП-15-2-50-В | 1 |
| 8а | Преобразователь давления, предел измерения 0-10 МПа 4-20 мА УХЛ 3,1**1 | КРТ 5-1-1,0-0,5 | 1 |
| 9а | Манометр электродатный. Шкала 0-6 кгс/см ² . ОАО «Манотомь», г.Томск | ДМ2010 О-У2 | 1 |
| 11а | Манометр технический показывающий. Шкала 0-1 кгс/см ² . ОАО «Манотомь», г.Томск | МПЗ-УУ2 | 1 |
| 12а | Манометр технический показывающий. Шкала 0-6 кгс/см ² . ОАО «Манотомь», г.Томск | МПЗ-УУ2 | 1 |