

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

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОН-  
НАЯ РАБОТА

ПРОВЕРЕНА

Рецензент,

Руководитель пуско-наладочного  
отдела ООО «НПФ Восток-Запад»

\_\_\_\_\_ И.В.Лебедев

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

«Промышленная теплоэнергети-  
ка»

к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ К.В. Осинцев

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

**Разработка резервного источника теплоснабжения газоперекачивающей  
станции Пангодинского ЛПУМГ Надымского района ЯНАО**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА  
ЮУрГУ–13.03.01.2019.956.09.ПЗ ВКР

Консультант по разделу  
«Экономика и управление»,  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_ Р.А. Алабугина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Руководитель работы,  
к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ Т.Б. Жиргалов

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Нормоконтролер,  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_ Р.А. Алабугина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Автор работы,  
студент группы ПЗ-579

\_\_\_\_\_ В.И. Ефимов

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Челябинск 2019

## АННОТАЦИЯ

Ефимов В.И. Разработка резервного источника теплоснабжения газоперекачивающей станции Пангодинского ЛПУМГ Надымского района ЯНАО. – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, ЗФ; 2018, 97 с., 14 ил., библиогр. список – 49 наим., 1 прил., 6 листов чертежей ф.А1, 2 демонстрационных листа ф.А1.

В выпускной квалификационной работе предлагается в качестве резервного источника разработать автономную газовую водогрейную котельную.

Задачи работы:

- определение мощности котлов;
- разработка тепловой схемы котельной;
- выполнение ряда технических расчетов (расчет тепловой схемы котельной, теплового и аэродинамического расчеты выбранных котельных агрегатов, определение выбросов и минимальной высоты дымовой трубы);
- технико-экономическое обоснование строительства предложенной котельной и расчет годового экономического эффекта.

Пояснительная записка содержит 9 разделов, в которых выполнены основные технические расчеты, определена экономическая эффективность и общий годовой экономический эффект от предложенного строительства автономной газовой водогрейной котельной, рассмотрены вопросы экологии, энергосбережения, автоматизации и безопасности жизнедеятельности при ее эксплуатации.

Графическая часть выполнена с применением AutoCAD – системы автоматизированного проектирования.

|                 |                       |                 |              |             |                                                                                                                                             |                                                             |             |               |          |           |
|-----------------|-----------------------|-----------------|--------------|-------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|-------------|---------------|----------|-----------|
|                 |                       |                 |              |             | <i>13.03.01.2019.956.09 ПЗ</i>                                                                                                              |                                                             |             |               |          |           |
| <i>Изм</i>      | <i>Лист</i>           | <i>№ докум.</i> | <i>Подп.</i> | <i>Дата</i> | <i>Разработка резервного источника<br/>теплоснабжения<br/>газоперекачивающей станции<br/>Пангодинского ЛПУМГ<br/>Надымского района ЯНАО</i> |                                                             |             |               |          |           |
| <i>Выполнил</i> | <i>Ефимов В.И.</i>    |                 |              |             |                                                                                                                                             | <i>Лит.</i>                                                 | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |          |           |
| <i>Руковод.</i> | <i>Жиргалова Т.Б.</i> |                 |              |             |                                                                                                                                             | <i>В</i>                                                    | <i>К</i>    | <i>Р</i>      | <i>3</i> | <i>97</i> |
| <i>Н.контр.</i> | <i>Алабугина Р.А.</i> |                 |              |             |                                                                                                                                             | <i>ЮУрГУ<br/>Кафедра «Промышленная<br/>теплоэнергетика»</i> |             |               |          |           |
| <i>Зав.каф.</i> | <i>Осинцев К.В.</i>   |                 |              |             |                                                                                                                                             |                                                             |             |               |          |           |

## ОГЛАВЛЕНИЕ

|                                                                                                                                                        |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ВВЕДЕНИЕ.....                                                                                                                                          | 6  |
| 1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РАЗРАБОТКИ РЕЗЕРВНОГО ИСТОЧНИКА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ ПАНГОДИНСКОГО ЛПУМГ НАДЫМСКОГО РАЙОНА ЯНАО..... | 8  |
| 1.2 Разработка резервного источника теплоснабжения ГПС.....                                                                                            | 8  |
| 1.1 Особенности работы газоперекачивающей станции.....                                                                                                 | 9  |
| 2 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ РАЗРАБОТОК И РЕШЕНИЙ ПО АВТОНОМНЫМ ИСТОЧНИКАМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....                                     | 11 |
| 3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....                                                                                                                               | 15 |
| 3.1 Расчет графика температур.....                                                                                                                     | 15 |
| 3.2 Расчет тепловой схемы.....                                                                                                                         | 17 |
| 3.3 Выбор котельного агрегата.....                                                                                                                     | 19 |
| 3.4 Описание котельного агрегата.....                                                                                                                  | 19 |
| 3.5 Тепловой расчет котла.....                                                                                                                         | 22 |
| 3.5.1 Состав и количество продуктов сгорания.....                                                                                                      | 23 |
| 3.5.2 Расчет энтальпий продуктов сгорания.....                                                                                                         | 24 |
| 3.5.3 Тепловой баланс котла и расчет расхода топлива.....                                                                                              | 25 |
| 3.5.4 Тепловой расчет топочной камеры.....                                                                                                             | 27 |
| 3.5.5 Расчет дымогарных труб.....                                                                                                                      | 32 |
| 3.5.6 Проверка теплового баланса.....                                                                                                                  | 35 |
| 3.6 Аэродинамический расчет котла.....                                                                                                                 | 36 |
| 3.7 Выбор вспомогательного оборудования.....                                                                                                           | 38 |
| 3.7.1 Выбор горелочных устройств.....                                                                                                                  | 38 |
| 3.7.2 Выбор насосного оборудования.....                                                                                                                | 39 |
| 3.8 Газоснабжение котельной.....                                                                                                                       | 40 |
| Выводы по разделу.....                                                                                                                                 | 42 |
| 4 НАУЧНАЯ ЧАСТЬ.....                                                                                                                                   | 43 |
| 4.1 График зависимости температуры дымовых газов от производительности котла.....                                                                      | 43 |
| 4.2 График зависимости коэффициента полезного действия (КПД) котла от его производительности.....                                                      | 47 |
| 5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ.....                                                                                                                                | 49 |
| 5.1 Энергосберегающие мероприятия, реализованные на газоперекачивающей станции.....                                                                    | 49 |
| 5.1.1 Применение тепловых насосов.....                                                                                                                 | 50 |
| 5.1.2 Снижение гидравлических сопротивлений за счет применения труб с внутренним покрытием.....                                                        | 52 |
| 5.2 Меры по энергосбережению, реализованные непосредственно в автономной газовой водогрейной котельной.....                                            | 52 |
| 6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ.....                                                                                                                                | 55 |

|       |                                                                                                |           |
|-------|------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 6.1   | Определение объемов продуктов сгорания топлива.....                                            | 56        |
| 6.2   | Расчет максимальной приземной концентрации выбросов из<br>дымовой трубы.....                   | 57        |
| 6.3   | Расчет выброса оксидов азота.....                                                              | 58        |
| 6.4   | Расчет минимальной высоты дымовой трубы.....                                                   | 59        |
| 7     | <b>АВТОМАТИЗАЦИЯ – ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, ЗАЩИТА И<br/>АВТОМАТИКА.....</b>                     | <b>65</b> |
| 7.1   | Краткое описание технологического оборудования.....                                            | 65        |
| 7.2   | Постановка задачи автоматического контроля и регулирования<br>объекта.....                     | 66        |
| 7.3   | Технические требования, предъявляемые к системе автоматического<br>управления котельной.....   | 66        |
| 7.3.1 | Требования к функциям САУ.....                                                                 | 67        |
| 7.3.2 | Требования к организационному обеспечению.....                                                 | 68        |
| 7.3.3 | Требования к математическому обеспечению.....                                                  | 68        |
| 7.3.4 | Требования к надежности.....                                                                   | 68        |
| 7.4   | Разработка функциональной схемы автоматического контроля и<br>регулирования объекта.....       | 69        |
| 8     | <b>БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....</b>                                                     | <b>72</b> |
| 8.1   | Анализ опасных и вредных производственных факторов.....                                        | 72        |
| 8.2   | Инженерные и организационные решения по обеспечению<br>безопасности работ.....                 | 73        |
| 8.3   | Санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению<br>используемого оборудования..... | 73        |
| 8.4   | Обеспечение безопасности технологического процесса.....                                        | 74        |
| 8.5   | Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности.....                                        | 75        |
| 8.6   | Экологичность объекта.....                                                                     | 76        |
| 9     | <b>ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ.....</b>                                                             | <b>77</b> |
| 9.1   | Технико-экономический расчет.....                                                              | 77        |
| 9.1.1 | Смета капитальных затрат по двум сопоставимым вариантам.....                                   | 77        |
| 9.1.2 | Расчет текущих затрат по двум сопоставимым вариантам.....                                      | 81        |
| 9.1.3 | Выбор лучшего варианта технического решения.....                                               | 83        |
| 9.2   | SWOT – анализ вариантов технических решений.....                                               | 85        |
| 9.3   | Планирование целей предприятия и проекта.....                                                  | 87        |
| 9.3.1 | Планирование целей предприятия в пирамиде целеполагания.....                                   | 87        |
| 9.3.2 | Планирование целей проекта в дереве целей.....                                                 | 87        |
| 9.3.3 | Модель поля сил эффективности реализации проекта.....                                          | 90        |
| 9.3.4 | Ленточный график Ганта.....                                                                    | 90        |
|       | <b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>                                                                         | <b>92</b> |
|       | <b>БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....</b>                                                           | <b>94</b> |
|       | <b>ПРИЛОЖЕНИЯ</b>                                                                              |           |
|       | <b>ПРИЛОЖЕНИЕ А. График Ганта по реализации целей проекта.....</b>                             | <b>98</b> |

## ВВЕДЕНИЕ

Транспорт газа развивается в России очень высокими темпами. Ежегодно возрастает суммарная протяжённость магистральных газопроводов. Сооружаются новые компрессорные станции. Рост темпов добычи природного газа и перемещение сырьевой базы в районы Крайнего Севера приводят к увеличению протяжённости газовых магистралей.

При большой протяженности линейной части (трассы) газопровода необходимо периодическое повышение давления транспортируемого газа и оно обеспечивается Газоперекачивающими станциями (далее ГПС), расположенными на трассе газопровода. Такие ГПС носят название линейных.

Современная газоперекачивающая станция (ГПС) – это сложное инженерное сооружение, призванное обеспечивать основные технологические процессы по подготовке и транспорту природного газа. В силу того, что транспортировать газ в больших количествах и на дальние расстояния только за счет естественного пластового давления разрабатываемого месторождения невозможно, эти компрессорные станции располагаются по трассе газопровода, как правило, через каждые 100 – 130 км и предназначены для обеспечения приема на станцию транспортируемого по газопроводу природного газа, его очистки от механических примесей и капельной жидкости в специальных пылеуловителях и фильтрах-сепараторах, распределения потоков газа по установленным на КС газоперекачивающим агрегатам с обеспечением их оптимальной загрузки, охлаждения транспортируемого газа после компремирования перед подачей его в газопровод, вывод цеха КС для работы на «станционное кольцо» при пуске и остановке станции, а также транзитного прохода транспортируемого газа по магистральному газопроводу, минуя станцию. Кроме того, технологическая обвязка компрессорной станции должна обеспечивать при необходимости возможность сброса газа в атмосферу из всех его технологических коммуникаций через специальные свечные краны [38]. Таким образом, компрессорная станция является одним из элементов технологии транспорта природных газов.

Пангодинская газоперекачивающая станция является структурным подразделением Пангодинского ЛПУМГ (линейного производственного управления магистральных газопроводов), располагается в рабочем поселке Пангоды Надымского района Ямало-Ненецкого автономного округа.

Важным вопросом на ГПС является теплоснабжение. Для обеспечения тепловой энергией Пангодинской газоперекачивающей станции используется теплота, уходящая из газовой турбины. Для использования теплоты все агрегаты оборудуются утилизационными теплообменниками, которые являются основными источниками теплоснабжения. Данный вид выработки тепловой энергии является эффективным, однако, газоперекачивающие станции считаются сложными технологическими комплексами, для которых необходим резервный источник теплоснабжения. Резервным источником в данном случае будет служить газовая котельная.

Разработка автономных источников тепла в выпускной квалификационной работе является актуальной темой. Потребители тепла проявляют все больший ин-

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | 6    |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |      |

терес к эффективности использования котельного оборудования. Прослеживается четкая тенденция к возрастанию роли автономных источников теплоснабжения, которые зачастую являются более экономичными. В связи с этим в последние годы на российском рынке значительно вырос спрос на автоматизированные котлы малой мощности.

В большинстве случаев запросы потребителей на такое оборудование удается удовлетворить, используя котлы мощностью до 6,5 МВт, при этом наиболее приемлемыми для отопительных котельных, исходя из соображений экономичности, надежности, безопасности и простоты эксплуатации, является автоматизированные водогрейные котлы с температурой воды на выходе 95 – 115 °С. В настоящее время на российском рынке появился большой выбор как отечественного, так и импортного котельного оборудования.

Цель работы – разработать газовую котельную, как резервный источник теплоснабжения Пангодинской газоперекачивающей станции.

Задачи работы:

- определение мощности котлов;
- предложение тепловой схемы котельной;
- выполнение ряда технических расчетов (расчет тепловой схемы котельной, теплового и аэродинамического расчеты выбранных котельных агрегатов, определение выбросов и минимальной высоты дымовой трубы);
- технико-экономическое обоснование строительства предложенной котельной и расчет годового экономического эффекта.

Объектом ВКР является водогрейная газовая котельная на нужды отопления и вентиляции сооружений промплощадки Пангодинской ГПС.

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |  | 7    |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |  |      |

# 1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РАЗРАБОТКИ РЕЗЕРВНОГО ИСТОЧНИКА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ ПАНГОДИНСКОГО ЛПУМГ НАДЫМСКОГО РАЙОНА ЯНАО

Пангодинская газоперекачивающая станция является структурным подразделением Пангодинского ЛПУМГ (линейного производственного управления магистральных газопроводов), располагается в рабочем поселке Пангоды Надымского района Ямало-Ненецкого автономного округа.

## 1.1 Особенности работы газоперекачивающей станции

На газокomppressorных станциях используется теплота, уходящая из газовой турбины. Для этого все агрегаты оборудуются утилизирующими теплообменниками. Газокomppressorные станции находятся, в основном, в большой удаленности от населенных и транспортировать тепло экономически невыгодно.

Газоперекачивающие агрегаты (ГПА) — это сложные энергетические установки, предназначенные для компримирования природного газа, поступающего на компрессорную станцию по магистральному газопроводу.

Задача газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях — повышение давления газа до заданной величины. Для транспортировки газа по магистральным газопроводам применяют ГПА с газотурбинными авиационными и судовыми, а также электрическими двигателями. Наиболее распространённым приводом является газотурбинный.

Рабочий процесс газотурбинных агрегатов осуществляется в несколько этапов. Перекачиваемый газ по газопроводу через всасывающий трубопровод ГПА поступает в центробежный нагнетатель. Здесь происходит компримирование газа и его подача в нагнетательный коллектор компрессорной станции. Приводом механизма сжатия газа как раз является газотурбинный двигатель, использующий в качестве топлива очищенный и приведенный к рабочему давлению перекачиваемый газ. Очищенный атмосферный воздух поступает на вход газотурбинного двигателя, снабженного традиционными техническими средствами подготовки и сжигания топливовоздушной смеси. Продукты сгорания, имеющие высокую температуру и давление и, следовательно, обладающие большой энергией, формируют газовый поток, энергия которого, в конечном итоге, преобразуется в механическую работу. Именно она и используется для приведения в действие центробежного нагнетателя. При движении газового потока через проточную часть газотурбинного двигателя уменьшается его энергия, и снижаются температура и давление. После этого отработанный газ через выхлопную систему выходит в атмосферу.

Конструкция агрегатов и уровень их автоматизации обеспечивают работоспособность ГПА без постоянного присутствия персонала. Агрегаты могут работать в климатических зонах с температурой окружающего воздуха от -55 до + 45 градусов по Цельсию. Устройство газоперекачивающего агрегата представлено на рисунке 1.1.

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | 8    |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |      |

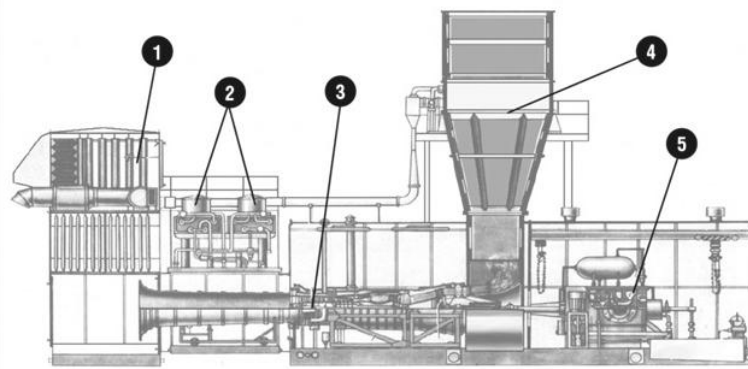


Рисунок 1.1 – Устройство газоперекачивающего агрегата: 1 – входное воздухоочистительное устройство; 2 – масляные радиаторы; 3 – привод; 4 – выхлопное устройство; 5 – нагнетатель газа

Основные элементы газоперекачивающего оборудования — это нагнетатель природного газа (компрессор) и его привод, всасывающее и выхлопное устройства, маслосистема, топливоздушные коммуникации, автоматика и вспомогательное оборудование.

Классификацию ГПА осложняет многообразие конструкций установок. Однако их можно сгруппировать по функциональному признаку, принципу действия и типу привода.

Функциональный признак определяет область применения агрегатов — на головных, линейных или дожимных компрессорных станциях. Принцип действия ГПА — объемный или динамический — важен при определении производительности КС. По типу привода агрегаты подразделяются на установки с использованием авиационных, электрических и судовых двигателей [49].

## 1.2 Разработка резервного источника теплоснабжения ГПС

Основным источником теплоснабжения промышленной площадки газоперекачивающей станции Пангодинского линейного производственного управления магистральных газопроводов являются утилизаторы компрессорных цехов КЦ №2, 3, 4, 5. В соответствии с СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных трубопроводов [18], потребители промышленной площадки относятся к первой категории теплоснабжения и для надежности теплоснабжения необходим резервный источник тепловой энергии. Тепловая мощность резервных источников тепла должна обеспечивать 100 % максимального теплоснабжения, при основных источниках тепла от утилизаторов электростанций собственных нужд или газоперекачивающих агрегатов (ГПА), то есть в случае выхода из строя или останова основных источников теплоснабжения – утилизаторов тепла ГПА разрабатываемая котельная будет обеспечивать тепловой энергией потребителей промплощадки.

На Пангодинской газоперекачивающей станции установлены утилизаторы ГПА теплопроизводительностью 1,7 и 2,5 Гкал/ч. Для максимальной надежности



необходимо зарезервировать 2 утилизатора с максимальной теплопроизводительностью, то есть мощность резервного источника должна быть не менее 5 Гкал/ч. Предлагается в качестве резервного источника разработать автономную газовую водогрейную котельную. На территории промплощадки Пангодинской ГПС имеется старая котельная, введенная в эксплуатацию в 1987 году, оборудование которой неремонтнопригодно и устарело. Котельные агрегаты Revotherm-3000, установленные в старой котельной, имеют истекший срок нормативной эксплуатации. Надзорными органами не допускается дальнейшая эксплуатация котлов и дымовых труб, что в перспективном сценарии снижения транспорта газа ведет к увеличению рисков возникновения необратимых аварийных ситуаций в системах теплоснабжения Пангодинской ГПС.

В соответствии с заданием на проектирование требуется разработать новую котельную на месте старой для восстановления проектных характеристик объекта и работоспособности. Разработка проекта котельной решит следующие задачи:

- обеспечение надежности систем теплоснабжения объектов транспорта газа;
- обеспечение исполнения требования Федерального законодательства, промышленной и экологической безопасности, предъявляемых к источникам теплоснабжения;
- снижение энергоемкости оборудования и эксплуатационных затрат на производство тепловой энергии.

Разрабатываемая котельная предназначена для выработки тепловой энергии на нужды отопления, вентиляции и технологии зданий и сооружений промышленной площадки.

Основным оборудованием, которое предлагается установить в котельной, являются два водогрейных котла, мощностью 3 МВт каждый, оба из которых являются рабочими. Отпуск теплоносителя от котельной выполняется в двухтрубные тепловые сети. Теплоноситель – вода с параметрами:

- температура  $T_1=115\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $T_2=70\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;
- давление 0,6 МПа.

Подпитка системы теплоснабжения выполняется химочищенной водой за пределами котельной. В качестве основного топлива используется природный газ, резервного топлива не предусмотрено. Котельная по надежности теплоснабжения относится к первой категории.

Тепловой схемой котельной предусмотрен качественный отпуск теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха. Отвод продуктов сгорания осуществляется через дымовые трубы высотой 10 метров.

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | 10   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |      |

## 2 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ РАЗРАБОТОК И РЕШЕНИЙ ПО АВТОНОМНЫМ ИСТОЧНИКАМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В соответствие с СП 89.13330.2016 Котельные установки [16], потребители тепла по надежности теплоснабжения делятся на три категории. Объекты добычи и переработки нефти и газа относятся к первой категории и требуют резервирования тепловой мощности. В качестве резервного источника, в основном, выступают автономные газовые котельные.

Анализ тенденций энергообеспечения объектов нефтяной и газовой промышленности показал, что в последнее время автономному обеспечению энергией уделяется все большее внимание. Автономное энергообеспечение базируется на широком использовании энергосберегающих технологий. Особую актуальность данная проблема приобретает при разработке «малых» месторождений. В связи с этим наряду с централизованной схемой энергообеспечения нефтяных и газовых месторождений следует рассмотреть варианты энерго-, теплоснабжения промышленных объектов на базе автономных источников с широким использованием энергосберегающих технологий.

Автономные источники теплоснабжения — источники тепловой энергии, не связанные с центральными системами теплоснабжения. Эти источники не присоединены к внешним тепловым сетям. Часто они не являются автономными в полном смысле этого слова, поскольку они связаны с централизованными системами снабжения топливом (чаще всего газовым), электричеством и водой. На долю автономных источников энергии приходится 13,5 % всего производимого в России тепла.

К автономным источникам теплоснабжения относятся котельные установки небольшой производительности, газопоршневые агрегаты, газотурбинные и паротурбинные теплофикационные энергетические установки небольшой мощности. Газопоршневые агрегаты и мини-ТЭЦ на основе паротурбинных и газотурбинных установок (ГТУ ТЭЦ) являются автономными источниками как тепловой, так и электрической энергии, т. е. когенеративными источниками. Капитальные вложения в оборудование когенеративных установок существенно выше, чем необходимые вложения в оборудование автономных источников теплоты.

Во всех российских городах имеется преимущественно централизованное теплоснабжение. Ранее все средства вкладывались в источники тепла и немного в тепловые сети. Пользование услугами централизованного теплоснабжения происходит только в отопительный сезон.

Первый опыт применения автономных источников теплоснабжения выявил ряд серьезных проблем: несовершенство нормативной базы, нередко низкий уровень проектирования, монтажа и технического обслуживания. Можно утверждать, что автономные источники теплоснабжения в настоящее время экономически выгодны. До тех пор, пока централизованные системы будут безраздельно господствовать и устанавливать такие цены, как сейчас, будет достаточно бурное развитие автономных систем как конкурентов централизованным. Если же возобладает

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | 11   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |      |

нормальный подход к установлению цен за тепловую энергию, тогда в ближайшие годы можно прогнозировать рост автономных источников в пределах 5-8 % от общего производства тепловой энергии. Они будут устанавливаться в тупиковых ветках тепловых сетей, в районах нового строительства, куда далеко прокладывать теплотрассы.

Современное географическое положение России обуславливает суровые климатологические характеристики, поэтому традиционно теплоснабжение в России преобладает централизованное (ТЭЦ, РТС). Многие предостерегают от необоснованной переоценки масштабы роли автономных источников в теплоснабжении городов. Автономное теплоснабжение является разумным дополнением централизованного теплоснабжения в России.

Сегодня централизованные источники тепла выработали свой ресурс более, чем на 70 %. Особенно в плачевном состоянии находятся тепловые сети. Теплопотери в виде утечек при норме 5 % составляют уже планово (СП 41-101-95) до 20 %. К этому необходимо прибавить потери тепла через изоляцию 20 %. Изношенность сетей ведет к увеличению эксплуатационных расходов. Увеличение подпитки сетей (для восполнения утечек) ведет к увеличению затрат электроэнергии на перекачку теплоносителя и к удорожанию ХВО. Степень износа тепловых сетей оценивается в 70 % и более.

Предпосылки развития автономного теплоснабжения:

– экономические, в автономном теплоснабжении стоимость тепла дешевле, т.к. в централизованном теплоснабжении перекупщики завышают цену в цепочке источник – сеть – потребитель;

– разветвленная система газоснабжения природным газом;

– износ основного оборудования теплоисточников и сетей;

– проблемы точечной застройки и сноса ветхого жилья;

– решение проблем в тупиковых и удаленных районах теплосети;

– проблемы нового строительства, куда дорого и далеко тянуть тепловые сети или строить крупные источники тепла.

Преимущества автономного теплоснабжения:

– значительное сокращение сроков строительства, уменьшение в 3 ÷ 5 раз срока окупаемости автономного теплоснабжения;

– снижение себестоимости отпускаемой тепловой энергии в 2 ÷ 4 раза, уменьшение капитальных вложений;

– экономия топлива до 30 % от годового расхода и электрической энергии на перекачку теплоносителя;

– уменьшение затрат на эксплуатацию и ремонт в связи с отсутствием наружных тепловых сетей и тепловых пунктов;

– невысокая материалоемкость;

– независимое обеспечение теплопотребления и возможность эффективного местного регулирования.

Проектирование и строительство автономного теплоснабжения (АТС) необходимо проводить на альтернативной основе с учетом утвержденной схемы теплоснабжения городов и сельских населенных пунктов. Автономное теплоснабжение не заменяет централизованное теплоснабжение от ТЭЦ и РТС, но является допол-

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | 12   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |      |

нением к нему. АТС занимает свою «нишу» и при соответствующих условиях конкурентоспособно централизованному теплоснабжению.

Недостатки автономного теплоснабжения:

- увеличение установленной мощности котельного оборудования;
- ограничение горячего водоснабжения, которое снимается применением баковаккумуляторов;
- затраты на строительство, эксплуатацию и обслуживание автономного теплоснабжения включается в стоимость жилья;
- нарушение баланса между централизованным и автономным теплоснабжением может привести к краху реформ теплоснабжения и ЖКХ.

Решение по выбору типа системы теплоснабжения зависит от величины и пространственной структуры населенного пункта, плотности тепловых нагрузок и размещения абонентов, вида поставляемого тепла, а так же от уровня социальных и санитарно-гигиенических требований, предъявляемых к условиям эксплуатации и функционирования системы [43].

За рубежом же, в большинстве развитых странах, таких как США, Япония, Европейские страны, доля централизованного теплоснабжения существенно ниже, чем в России. Создаются благоприятные условия для развития распределенной (малой) энергетики. Распределенная генерация – производство энергии вне зоны централизованного теплоснабжения на установках, способных работать как автономно, так и параллельно с сетью. Доля потерь в сетях централизованных систем теплоснабжения минимальна. В некоторых странах Европы, обладающих суровым климатом, таких как Дания, Швеция, Норвегия, преобладает централизованное теплоснабжение, но оно развито на более высоком уровне по сравнению с Россией. Там нет таких потерь в сетях и постоянного повышения тарифов на тепловую энергию, нет деления на магистральные и распределительные тепловые сети, источник и сеть принадлежит, как правило, одному собственнику. Отсюда и более эффективное теплоснабжение.

Среди других стран существуют и такие, где централизованное теплоснабжение отсутствует полностью, нужды отопления и горячего водоснабжения обеспечиваются, в основном, индивидуальными источниками. В Великобритании нет такого понятия, как центральное отопление. В домах и квартирах установлены бойлеры — индивидуальные газовые колонки, нагревающие воду и батареи. Отопление в Британии — только несколько часов в сутки, очень экономно и невероятно экологично. В Японии система центрального отопления есть только в префектуре Хоккайдо — самой холодной части страны. Остальное население Японии обогревает себя самостоятельно. Большинство современных домов в Японии обогревается с помощью электрических кондиционеров (зима/лето) и обогревателей различных типов: электрических, масляных, керосиновых или газовых. В Германии также нет центрального отопления в том виде, в каком привыкли к нему мы. Здесь каждый обогревается сам. В частных домах — свои котельные, в многоквартирных домах — отдельное газовое оборудование, которое греет воду для батарей. Немецкие домовладельцы все охотнее используют для обогрева индивидуальных домов биомассу, дрова, пеллеты из отходов деревообработки, тепловые насосы и солнечные батареи. Государство поддерживает эту тенденцию за-

|     |      |          |       |      |  |  |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|--|--|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |  |  |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |  |  |  |  |  | 13   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата |  |  |  |  |  |      |

13.03.01.2019.956.09 ПЗ

конодательно и материально. Недавно в Германии вступил в силу закон, согласно которому новые здания, сдаваемые в эксплуатацию, обязаны часть потребляемой энергии получать из возобновляемых источников. Центрального отопления во Франции также не существует. Вместо этого есть два варианта:

– общее домовое отопление – это централизованное отопление в отдельно взятом многоквартирном доме. Оно включается руководством дома. Квартиры в таких домах оборудованием для отопления не оснащены [44].

– индивидуальное отопление. В ванной, туалете или кухне находится аппарат, регулирующий горячую воду. Он электрический или газовый.

По итогам вышесказанного можно сделать вывод к данному разделу. Автономные источники в России, к которым относятся котельные установки небольшой производительности, газопоршневые агрегаты, газотурбинные и паротурбинные теплофикационные энергетические установки небольшой мощности, находятся на стадии развития, их доля в общем теплоснабжении страны невысока. В России преобладает централизованное теплоснабжение и транспортировка тепла по протяженным тепловым сетям, приводящая к колоссальным потерям и повышению тарифов. В развитых странах Европы обеспечение тепловой энергией организовано на более высоком уровне, в части стран основным также является централизованное теплоснабжение, но оно работает более эффективно, а в некоторых странах преобладает индивидуальное теплоснабжение. В Европе основными тенденциями является сильнейшая экономия, использование систем отопления по часам, применение возобновляемых источников. Развитие автономных источников в нашей стране даст возможность увеличить энергоэффективность производства тепловой энергии и приблизится к уровню запада.

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |  | 14   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |  |      |

### 3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

В данном разделе вычислим мощность котельной, выберем котельные агрегаты и выполним тепловой и аэродинамический расчеты, а также будет произведен расчет тепловой схемы и выбор вспомогательного оборудования рассматриваемой в выпускной квалификационной работе котельной.

#### 3.1 Расчет графика температур

Исходя из режимных карт котлов котельной, согласно СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование. (Актуализация СНиП 41-01-2003) [15], фактически, возможный график работы составляет 115 – 70 °С.

Расчёт качественного регулирования сводится к поддержанию температуры воды в тепловой сети и тепловой нагрузки соответствующей текущей температуре наружного воздуха при постоянной расчётной величине циркуляции теплоносителя.

Температура воды в подающей линии тепловой сети для промышленных предприятий определяется по формуле (3.1):

$$t_1 = t_b + (t_{1p} - t_b)q, \quad (3.1)$$

где  $t_b$  – расчётная температура воздуха внутри отапливаемых зданий, °С,  $t_b = 20$  °С;

$t_{1p}$  – расчётная температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети, °С,  $t_{1p} = 115$  °С;

$q$  – отношение расхода теплоты при данной температуре наружного воздуха к расчёту теплоты соответствующей расчётной температуре наружного воздуха, определяемое по формуле (3.2):

$$q = \frac{t_e - t_n}{t_e - t_{np}}, \quad (3.2)$$

где  $t_{np}$  – расчетные температуры наружного воздуха для проектирования теплоснабжения и вентиляции, согласно СП 131.13330.2012 "Строительная климатология" [13] населенный пункт – г.Надым,  $t_{np} = -45$  °С.

Температура воды в обратной линии тепловой сети для промышленных предприятий определяется по формуле (3.3):

$$t_2 = t_1 - (t_{1p} - t_{2p})q, \quad (3.3)$$

где  $t_{2p}$  – расчётная температура воды в обратном трубопроводе,  $t_{2p} = 70$  °С.

Результаты расчетов температурного графика представлены в таблице 3.1.

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | 15   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |      |

Таблица 3.1 – Данные для графика температур

|            | +10  | +8   | +5   | 0    | -5   | -10  | -15  | -20  | -25  | -30  | -35   | -40   | -45   |
|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|
| $t_1$      | 34,6 | 37,5 | 41,9 | 49,2 | 56,5 | 63,8 | 71,2 | 78,5 | 85,8 | 93,1 | 100,4 | 107,7 | 115,0 |
| $t_2$      | 27,7 | 29,2 | 31,5 | 35,4 | 39,2 | 43,1 | 46,9 | 50,8 | 54,6 | 58,5 | 62,3  | 66,2  | 70,0  |
| $q$        | 0,2  | 0,2  | 0,2  | 0,3  | 0,4  | 0,5  | 0,5  | 0,6  | 0,7  | 0,8  | 0,8   | 0,9   | 1,0   |
| $\Delta T$ | 6,9  | 8,3  | 10,4 | 13,8 | 17,3 | 20,8 | 24,2 | 27,7 | 31,2 | 34,6 | 38,1  | 41,5  | 45,0  |

Температурный график представлен на рисунке 3.1.

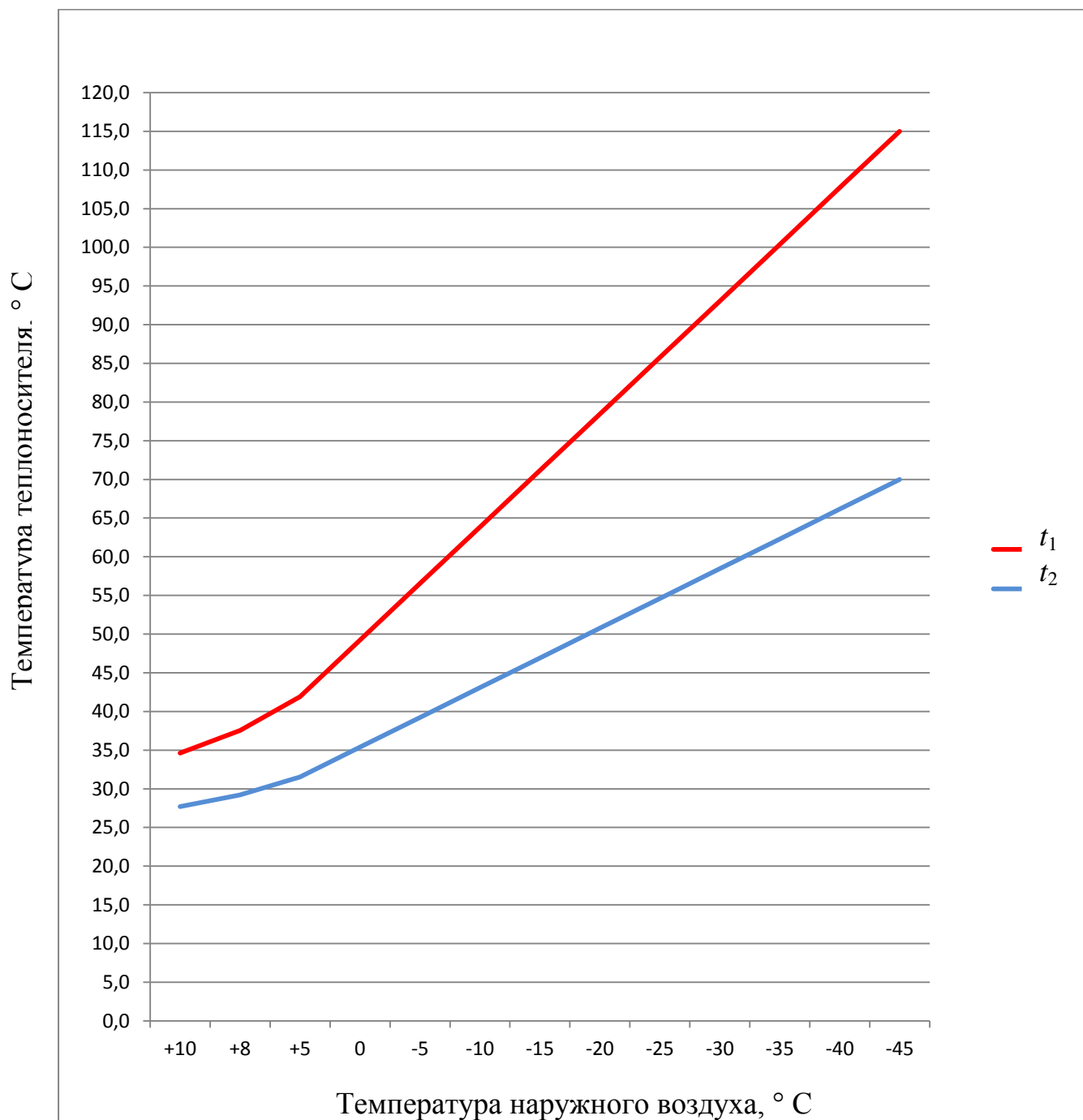


Рисунок 3.1 – График температур

### 3.2 Расчет тепловой схемы

Графическое изображение теплотехнического оборудования, объединенного линиями трубопроводов для транспортировки теплоносителя в соответствии с технологической последовательностью его движения, называется тепловой схемой.

Последовательность разработки тепловой схемы котельной состоит из этапов составления принципиальной тепловой схемы, ее расчета и на его основании подбора всего вспомогательного оборудования, а затем составления развернутой и монтажной тепловых схем [24].

Расчет производится для характерных режимов работы котельной. Выбор расчетных режимов определяется назначением котельной и зависит от графика ее работы.

Климатологические данные для города Надым определены по СП 131.13330.2012 "Строительная климатология" [13], и представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Климатические параметры наружного воздуха

| Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С<br>обеспеченностью<br>0,92<br>$t_n$ | Период со среднесуточной температурой<br>$\leq 8$ °С |                                             | Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь м/с, |
|------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------|---------------------------------------------|------------------------------------------------------------------|
|                                                                                          | Продолжительность, сут.<br>$z_{от}$                  | Средняя температура воздуха, °С<br>$t_{от}$ |                                                                  |
| - 45                                                                                     | 278                                                  | - 11,5                                      | 4,5                                                              |

Водогрейные котельные агрегаты осуществляют непосредственный подогрев сетевой воды, благодаря чему капитальные затраты на водогрейные котельные агрегаты и вспомогательное оборудование ниже, чем при использовании паровых котельных агрегатов низкого давления, а тепловые схемы проще.

Расчет тепловой схемы отопительной водогрейной котельной с определением всех тепловых и массовых потоков, а также расходов тепла на собственные нужды выполним для двух температурных режимов: максимально зимнего и при температуре начала отопительного периода  $t=+8$  °С.

Котельная водогрейная, работающая на газе – предназначена для резервного обеспечения теплом объектов промплощадки компрессорной станции в случае выхода из строя или останова основных источников системы теплоснабжения – утилизаторов тепла газоперекачивающих агрегатов (ГПА). Котельная спроектирована на двухтрубную закрытую систему теплоснабжения. Применяется качественное регулирование по отопительной тепловой нагрузке, которое является погодозависимым, то есть температуры сетевой воды зависят от температур наружного воздуха.



Результаты расчета тепловой схемы котельной приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Расчёт тепловой схемы котельной [24]

| Расчетная величина                                     | Обозначение | Расчетная формула или способ определения                                          | Единица измерения  | Расчетные режимы                       |                                      |
|--------------------------------------------------------|-------------|-----------------------------------------------------------------------------------|--------------------|----------------------------------------|--------------------------------------|
|                                                        |             |                                                                                   |                    | $t_{но} = -45\text{ }^{\circ}\text{C}$ | $t_{н} = +8\text{ }^{\circ}\text{C}$ |
| 1                                                      | 2           | 3                                                                                 | 4                  | 5                                      | 8                                    |
| Общий расход теплоты                                   | $Q_m^p$     | $Q_m^p \frac{t_в - t_н}{t_в - t_{но}}$                                            | Гкал/ч             | 5                                      | 0,92                                 |
| Общий расход теплоты                                   | $Q_m$       | $Q_m \cdot 1,163$                                                                 | МВт                | 5,82                                   | 1,07                                 |
| Температура прямой сетевой воды на выходе из котельной | $\tau_1$    | По рис. 3.1                                                                       | $^{\circ}\text{C}$ | 115                                    | 37,5                                 |
| Температура обратной сетевой воды на входе в котельную | $\tau_2$    | По рис. 3.1                                                                       | $^{\circ}\text{C}$ | 70                                     | 29,2                                 |
| Суммарный расход сетевой воды                          | $G_c$       | $G_c = \frac{Q_m}{c_p (\tau_{01} - \tau_{02})}$                                   | кг/с               | 30,87                                  | 30,76                                |
| Расход воды на подпитку и потери в тепловой схеме      | $G_{подп}$  | Предварительно принимают $Q_{сн}$ до 3% от $Q_T$ . $G_{подп} = (0,02...0,025)G_c$ | кг/с               | 0,77                                   | 0,77                                 |
| Общая тепловая мощность котельной                      | $Q_k$       | $Q_k = 1,03Q_m$                                                                   | МВт                | 5,99                                   | 1,1                                  |
| Расход воды через котлы                                | $G_k$       | $G_k = \frac{Q_k}{c_p (\tau_{01} - \tau_{02})}$                                   | кг/с               | 31,77                                  | 31,77                                |
| Температура воды на выходе из котла                    | $t_k^{вых}$ | $t_k^{вых} = t_k^{вх} + Q_k / (c_p G_k)$                                          | $^{\circ}\text{C}$ | 115                                    | 78,3                                 |
| Расход воды на собственные нужды                       | $G_{сн}$    | $G_{сн} = Q_{сн} / [c_p (t_k^{вых} - t_k^{вх})]$                                  | кг/с               | 0,93                                   | 0,93                                 |

Окончание таблицы 3.3

| 1                                   | 2         | 3                                                                 | 4    | 5     | 6     |
|-------------------------------------|-----------|-------------------------------------------------------------------|------|-------|-------|
| Расход воды на линии рециркуляции   | $G_{PC}$  | $G_{PC} = G_K (t_K^{BX} - \tau'_{02}) / (t_K^{ВЫХ} - \tau'_{02})$ | кг/с | 0     | 26,4  |
| Расход исходной воды                | $G_{исх}$ | $G_{исх} = (1,15 - 1,2)G_{xво}$ ,<br>при $G_{xво} = G_{подп}$     | кг/с | 0,92  | 0,92  |
| Расход воды через котельный агрегат | $G_K^p$   | $\frac{Q_m}{C_p \cdot (t_K^{вЫХ} - t_K^{вХ})} + G_{сн}$           | кг/с | 31,76 | 31,76 |
| Относительная погрешность           | $\Delta$  | $\frac{G_K^p - G_K}{G_K^p} \cdot 100$                             | %    | -0,03 | -0,03 |

Погрешность расчета составила менее 2%, поэтому расчет можно считать законченным.

### 3.3 Выбор котельного агрегата

В разрабатываемой в ВКР котельной предусмотрена зависимая двухконтурная тепловая схема работы котельной без установки теплообменных аппаратов.

При расчете тепловой схемы была определена общая тепловая мощность котельной с учетом теплоты на подпитку и собственные нужды. Она составила 5,99 МВт.

Температурный график системы – 115/70 °С.

В качестве топлива для сжигания принят природный газ магистрального газопровода ООО «Газпром трансгаз Югорск» соответствующий требованиям ГОСТ 55412-87 [10], теплота сгорания которого 8040 ккал/нм<sup>3</sup>. Резервного топлива не предусмотрено.

По этим данным выбираем два трехходовых водогрейных газотрубных котла ТЕРМОТЕХНИК ТТ100 мощность 3000 кВт каждый. Котельные агрегаты ТТ100 – трехходовые стальные низкотемпературные водогрейные котлы газотрубно-дымогарного типа, оснащенные топкой, работающей под наддувом.

### 3.4 Описание котельного агрегата

Котлы ТЕРМОТЕХНИК ТТ 100 производятся серийно в диапазоне номинальной мощности от 1000 кВт до 15000 кВт.

ТЕРМОТЕХНИК ТТ 100 — трехходовые стальные низкотемпературные водогрейные котлы газотрубно-дымогарного типа, оснащенные топкой, работающей под наддувом. Котлы предназначены для производства теплофикационной горячей воды с максимальной температурой 115°С при допустимом рабочем давлении

0,6 МПа. Котлы используются для работы только в закрытых системах теплоснабжения.

Предпочтительными сферами применения котлов ТЕРМОТЕХНИК ТТ 100 являются крупные системы отопления и вентиляции, горячего водоснабжения промышленных, административных, коммунально-бытовых и других объектов, обеспечение тепловой энергией технологического оборудования производств.

Котлы сертифицированы по системе ГОСТ РФ и разрешены к применению Ростехнадзором РФ. Нормативный срок эксплуатации котла – 20 лет (при соблюдении требований и условий руководства по монтажу и эксплуатации).

Котел ТЕРМОТЕХНИК тип ТТ 100 сконструирован как трехходовой котел газотрубного типа. Принципиальная схема работы котла ТТ100 представлена на рисунке 3.2.

Камера сгорания – жаровая труба 1 и корпус котла имеют цилиндрическую форму. Конвективные поверхности нагрева образованы дымогарными трубами второго и третьего хода 2 и 3, расположенными осесимметрично вокруг камеры сгорания. Двух – трехрядная схема расположения дымогарных труб второго хода обеспечивает высокую интенсивность теплообмена, повышая коэффициент полезного действия котлов.

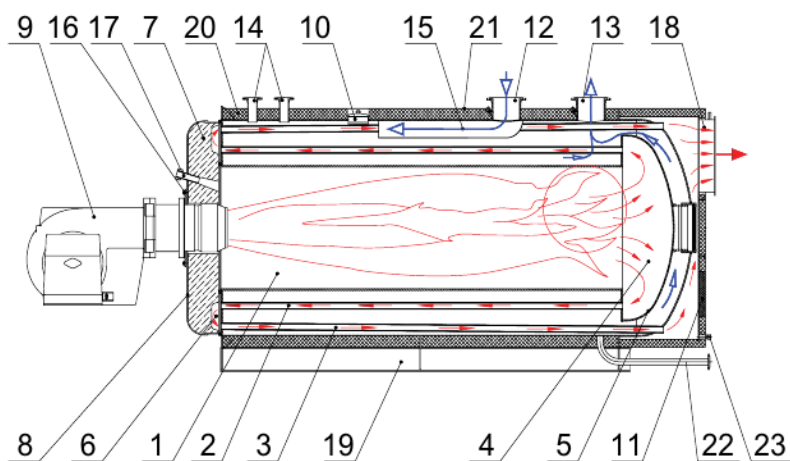


Рисунок 3.2 – Схема котла ТЕРМОТЕХНИК ТТ100: 1 – жаровая труба; 2 – дымогарные трубы второго хода; 3 – дымогарные трубы третьего хода; 4 – первая поворотная камера; 5 – торосферическое днище; 6 – вторая поворотная камера; 7 – футеровка фронтальной дверцы; 8 – фронтальная дверца котла; 9 – горелка; 10 – смотровой люк; 11 – люк-лаз; 12 – патрубок входа воды; 13 – патрубок выхода воды; 14 – патрубок аварийной линии; 15 – водонаправляющий элемент; 16 – горелочная плита; 17 – смотровой глазок; 18 – патрубок отвода дымовых газов; 19 – стальные несущие опоры; 20 – теплоизоляция; 21 – рифленое алюминиевое покрытие; 22 – дренажный трубопровод; 23 – сливной штуцер

Полностью омываемая первая поворотная камера 4 образована задней трубной доской и торосферическим днищем 5. Вторая поворотная камера 6 – передней

трубной доской и углублением футеровки фронтальной дверцы котла 7, выполненной в специальном исполнении.

Фронтальная дверца котла 8 может полностью открываться с установленной горелкой 9 в любую сторону. При открытой фронтальной дверце обеспечивается удобный доступ к камере сгорания и дымогарным трубам при техническом обслуживании и чистке котла. Осмотр и чистка первой поворотной камеры производится через камеру сгорания. Для осмотра котла со стороны теплоносителя в верхней части корпуса предусмотрен смотровой люк 10. Чистка коллектора дымовых газов производится через люк-лаз камеры сбора дымовых газов котла 11.

Патрубки входа и выхода воды 12 и 13, а также патрубков аварийной линии 14 расположены сверху котла. Котлы ТЕРМОТЕХНИК ТТ100 мощностью 2000 кВт и более имеют два патрубка аварийной линии. В конструкции патрубков входа 12 и выхода 13 воды предусмотрены штуцеры для датчиков температуры. Под патрубком входа воды установлен водонаправляющий элемент 15, обеспечивающий наиболее эффективное внутрикотловое распределение теплоносителя. Широкое межтрубное пространство и большой объем воды в котле обеспечивают наиболее оптимальный режим работы котла во всем диапазоне теплопроизводительности.

Для монтажа горелки на фронтальной дверце имеется горелочная плита 16. Визуальный контроль пламени в камере сгорания осуществляется через смотровой глазок 17.

Патрубок отвода дымовых газов 18 расположен в верхней части задней стенки котла и оснащен присоединительным фланцем.

Для равномерного распределения весовой нагрузки котел имеет две стальные несущие опоры 19, приваренные к нижней части корпуса котла, и может быть установлен без дополнительного фундамента на ровном, прочном полу, выдерживающем нагрузку. Высокоэффективная сплошная теплоизоляция котла 20 состоит из ламинированных минераловатных матов толщиной 100 мм. Поверхность котла облицована рифленным алюминиевым покрытием 21, обеспечивающим эффектный внешний вид на протяжении всего срока службы.

Дренажный трубопровод 22 в нижней части котла позволяет при необходимости полностью удалить теплоноситель. В нижней части предусмотрен сливной штуцер 23 для удаления конденсата. Для перемещения котла во время монтажа и погрузочно-разгрузочных работ на корпусе котла предусмотрены подъемные петли, расположенные симметрично относительно центра масс котла.

Трехходовая схема газового тракта котла с низкой теплонапряженностью камеры сгорания обеспечивает удобную настройку режимов горения котла и минимальные выделения вредных продуктов сгорания. Низкое аэродинамическое сопротивление котла позволяет наиболее оптимально подобрать горелочное устройство.

Крепление первой поворотной камеры котла на едином опорно-скользящем анкере конструкции топки котлов обеспечивает компенсацию циклических тепловых напряжений и, тем самым, большой срок службы котлов.

Двух- и трехрядная схема расположения дымогарных труб увеличивает интенсивность теплообмена, и, тем самым, коэффициент полезного действия котла.

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | 21   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |      |

Технические характеристики котла ТТ-100 производительностью 3000 кВт приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Технические характеристики водогрейного котла ТТ 100 [37]

| Наименование                                                                                     | ТТ-100, номинальная теплопроизводительность 3000 кВт |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------|
| Максимальная температура воды, °С                                                                | 115                                                  |
| Минимальная температура воды на входе в котел, °С                                                | 60                                                   |
| Максимальное рабочее давление воды, МПа                                                          | 0,6                                                  |
| Минимальный расход воды, м <sup>3</sup> /ч                                                       | Не регламентируется                                  |
| Минимальная мощность первой ступени горелки, %                                                   | Не регламентируется                                  |
| КПД, %                                                                                           | 92,5                                                 |
| Расход воды номинальный, для $\Delta t=15$ °С, м <sup>3</sup> /ч                                 | 175                                                  |
| Гидравлическое сопротивление водяного тракта при расходе теплоносителя для $\Delta t=15$ °С, кПа | 2,14                                                 |
| Расход дымовых газов, кг/ч                                                                       | 1,32                                                 |
| Аэродинамическое сопротивление газового тракта для максимальной мощности, Па                     | 830                                                  |
| Температура уходящих газов, °С                                                                   | 186                                                  |
| Объем топки, м <sup>3</sup>                                                                      | 2,2                                                  |
| Водяной объем котла, м <sup>3</sup>                                                              | 3,9                                                  |
| Масса сухого котла, кг                                                                           | 6719                                                 |

### 3.5 Тепловой расчет котла

Целью теплового поверочного расчета является определение температуры воды, продуктов сгорания на границах между поверхностями нагрева на выходе из котла, КПД котла, расход топлива. Выполним расчёт водогрейного котла ТЕРМОТЕХНИК ТТ100 мощностью 3000 кВт [25, 32].

Исходные данные для расчёта:

– топливом служит природный газ с теплотворной способностью  $Q_n^p = 8040$  ккал/м<sup>3</sup>;

– температура воды на входе  $t' = 70$  °С

– температура воды на выходе  $t'' = 115$  °С

Расчетный состав топлива [10]:

$CH_4 = 95,7\%$ ;

$C_2H_6 = 1,9\%$ ;

$C_3H_8 = 0,5\%$ ;

$C_4H_{10} = 0,3\%$ ;

$$C_5H_{12} = 0,1\%;$$

$$N_2 = 1,3\%;$$

$$CO = 0,2\%.$$

### 3.5.1 Состав и количество продуктов сгорания

Теоретически необходимый объем воздуха при  $\alpha = 1 \text{ м}^3/\text{м}^3$  для газообразного топлива определим по формуле (3.4):

$$V^0 = 0,0476 \cdot [0,5 \cdot CO + 0,5 \cdot H_2 + 1,5 \cdot H_2S + \sum (m + 0,25 \cdot n) \cdot C_m H_n - O_2], \quad (3.4)$$

где  $m, n$  – числа атомов углерода и водорода в химической формуле углеводородов, входящих в состав топлива.

$$V^0 = 0,0476 [0,5 \cdot 0,2 + (1 + 0,25 \cdot 4) \cdot 95,7 + (2 + 0,25 \cdot 6) \cdot 1,9 + (3 + 0,25 \cdot 8) \cdot 0,5 + (4 + 0,25 \cdot 10) \cdot 0,3 + (5 + 0,25 \cdot 12) \cdot 0,1] = 9,68 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретический объем продуктов сгорания при  $\alpha = 1 \text{ м}^3/\text{м}^3$ :

– объем трехатомных газов (3.5):

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot [CO_2 + CO + \sum m \cdot C_m H_n] \quad (3.5)$$

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot [0,2 + 1 \cdot 95,7 + 2 \cdot 1,9 + 3 \cdot 0,5 + 4 \cdot 0,3 + 5 \cdot 0,1] = 1,029 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

– объем двухатомных газов (3.6):

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,01 \cdot N_2 \quad (3.6)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,68 + 0,01 \cdot 1,3 = 7,66 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

– объем водяных паров (3.7):

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot [H_2S + H_2 + \sum 0,5 \cdot n \cdot C_m H_n + 0,124 \cdot d_{z.мл.}] + 0,0161 \cdot V^0, \quad (3.7)$$

где  $d_{z.мл.}$  – влагосодержание топлива, отнесенное к  $1 \text{ м}^3$  сухого газа, при  $t_{z.мл.} = 10 \text{ } ^\circ\text{C}$   $d_{z.мл.}$  можно принять равным  $10 \text{ г}/\text{м}^3$ .

|     |      |          |       |      |  |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|--|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |  |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |  |  |  |  | 23   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата |  |  |  |  |      |

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot [0,5 \cdot 4 \cdot 95,7 + 0,5 \cdot 6 \cdot 1,9 + 0,5 \cdot 8 \cdot 0,5 + 0,5 \cdot 10 \cdot 0,3 + 0,5 \cdot 12 \cdot 0,1 + 0,124 \cdot 10] + 0,0161 \cdot 9,68 = 2,18 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Действительный объем водяных паров определим по формуле (3.8):

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0 \quad (3.8)$$

$$V_{H_2O} = 2,18 + 0,0161 \cdot (1,1 - 1) \cdot 9,68 = 2,196 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Действительный объем дымовых газов определим по формуле (3.9):

$$V_2 = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + (\alpha - 1) \cdot V^0 + V_{H_2O} \quad (3.9)$$

$$V_2 = 1,029 + 7,66 + (1,1 - 1) \cdot 9,68 + 2,196 = 11,853 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Объемные доли водяных паров (3.10):

$$r_{H_2O} = V_{H_2O} / V_2 \quad (3.10)$$

$$r_{H_2O} = 2,196 / 11,853 = 0,185 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Объемные доли трехатомных газов (3.11):

$$r_{RO_2} = V_{RO_2} / V_2 \quad (3.11)$$

$$r_{RO_2} = 1,029 / 11,853 = 0,087 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Суммарные доли определяются по формуле (3.12):

$$r_n = r_{RO_2} + r_{H_2O} \quad (3.12)$$

$$r_n = 0,185 + 0,087 = 0,272 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

### 3.5.2 Расчет энтальпий продуктов сгорания

Для выполнения поверочных расчетов элементов котла необходимо найти энтальпии продуктов сгорания. Расчет теплосодержания продуктов сгорания в газах представлен в таблице 3.5.

|     |      |          |       |      |                         |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|------|
|     |      |          |       |      | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ | лист |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата |                         | 24   |

Таблица 3.5 – Теплосодержание продуктов сгорания в газоходах

| θ, °C | I <sub>г</sub> <sup>0</sup> , кДж/м <sup>3</sup> | I <sub>з</sub> <sup>0</sup> , кДж/м <sup>3</sup> | I = I <sub>з</sub> <sup>0</sup> + (α'' - 1) · I <sub>г</sub> <sup>0</sup> , кДж/м <sup>3</sup> |        |
|-------|--------------------------------------------------|--------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|
|       |                                                  |                                                  | I                                                                                              | ΔI     |
| 1     | 2                                                | 3                                                | 4                                                                                              | 5      |
| 30    | 377,52                                           | –                                                | –                                                                                              | –      |
| 100   | 1501,30                                          | 1277,76                                          | 1629,1                                                                                         |        |
| 200   | 3026,54                                          | 2574,88                                          | 3284,0                                                                                         | 1655,0 |
| 300   | 4594,68                                          | 3901,04                                          | 4984,8                                                                                         | 1700,8 |
| 400   | 6205,90                                          | 5246,56                                          | 6730,6                                                                                         | 1745,8 |
| 500   | 7854,75                                          | 6621,12                                          | 8516,9                                                                                         | 1786,3 |
| 600   | 8946,69                                          | 8034,40                                          | 9750,1                                                                                         | 1233,3 |
| 700   | 11268,54                                         | 9476,72                                          | 12216,2                                                                                        | 2466,1 |
| 800   | 13057,46                                         | 10938,40                                         | 14151,3                                                                                        | 1935,1 |
| 900   | 14875,66                                         | 12400,08                                         | 16115,7                                                                                        | 1964,4 |
| 1000  | 16732,00                                         | 13900,48                                         | 18122,0                                                                                        | 2006,4 |
| 1100  | 18592,45                                         | 15439,60                                         | 20136,4                                                                                        | 2014,4 |
| 1200  | 20459,17                                         | 16978,72                                         | 22157,0                                                                                        | 2020,6 |
| 1300  | 22380,73                                         | 18692,08                                         | 24249,9                                                                                        | 2092,9 |
| 1400  | 24340,27                                         | 20095,68                                         | 26349,8                                                                                        | 2099,9 |
| 1500  | 26284,54                                         | 21673,52                                         | 28451,9                                                                                        | 2102,1 |
| 1600  | 28260,62                                         | 23261,04                                         | 30586,7                                                                                        | 2134,8 |
| 1700  | 30250,63                                         | 24838,88                                         | 32734,5                                                                                        | 2147,8 |
| 1800  | 32259,28                                         | 26416,72                                         | 34900,9                                                                                        | 2166,4 |
| 1900  | 34288,71                                         | 28042,96                                         | 37093,0                                                                                        | 2192,1 |
| 2000  | 36309,18                                         | 29659,52                                         | 39275,1                                                                                        | 2182,1 |
| 2100  | 38353,71                                         | 31353,52                                         | 41489,1                                                                                        | 2213,9 |
| 2200  | 40404,83                                         | 32902,32                                         | 43695,1                                                                                        | 2206,0 |

### 3.5.3 Тепловой баланс котла и расчет расхода топлива

Тепловой баланс водогрейного котла можно охарактеризовать равенством прихода и расхода тепла. Тепловую эффективность котлоагрегата и его качество работы описывается коэффициентом полезного действия – КПД.

Уравнение теплового баланса котла в удельных величинах будет иметь вид (3.13):

$$\eta_{\text{оп}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_5) \quad (3.13)$$

где  $q_2$  – потери теплоты с уходящим газом;

$q_3$  – потери теплоты от химической неполноты сгорания газа;



$q_5$  – потери теплоты от наружного охлаждения;

$\eta_{\text{бп}}$  – КПД котла, в %.

Потери теплоты из-за химического недожога  $q_3$  для применяемого топлива – природного газа – равны примерно 0,5 %.

Потери теплоты с уходящими газами  $q_2$  определяется по формуле (3.14):

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_p^p} \cdot 100 = \frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} \cdot I_{xв}^0) \cdot 100}{Q_p^p}, \% \quad (3.14)$$

где  $I_{yx}$  – энтальпия уходящих газов из котельного агрегата, определяющаяся из таблицы 3.5 по температуре уходящих газов 186 °С:  $I_{yx} = 3052,36$  кДж/м<sup>3</sup>;

$I_{x.в.}^0$  – энтальпия теоретического объема холодного воздуха при температуре 30 °С.  $I_{x.в.}^0 = 377,52$  кДж/м<sup>3</sup>.

$$q_2 = \frac{(3052,36 - 1,1 \cdot 377,52) \cdot 100}{33687,6} = 7,83 \%$$

Потеря теплоты из-за наружного охлаждения  $q_5$  (3.15):

$$q_5 = \frac{100 \cdot \alpha_k \cdot \Delta t \cdot F_k}{Q_p^h \cdot B}, \% \quad (3.15)$$

где  $\alpha_k$  – коэффициент теплоотдачи от стенки котла к окружающей среде, Вт/(м<sup>2</sup>·К), считаем  $\alpha_k \sim 10$  Вт/(м<sup>2</sup>·К).

$F_k$  – наружная поверхность котла, м<sup>2</sup>,  $F_k = 14,06$  м<sup>2</sup>.

$\Delta t = 25$  °С – разница между температурой поверхности котла и температурой воздуха;

$B$  – расход топлива, определяемый по формуле (3.16):

$$B = \frac{G_c \cdot c \cdot (t_1 - t_2)}{Q_p^h \cdot \eta} \quad (3.16)$$

где  $c$  – теплоемкость воды,  $c = 4,19$  кДж/кг;

$t_1, t_2$  – температуры прямой и обратной воды;

$$B = \frac{30,87 \cdot 4,19 \cdot (115 - 70)}{33687,6 \cdot 0,925} = 0,187 \text{ м}^3/\text{с}.$$

|     |      |          |       |      |  |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|--|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |  |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |  |  |  |  | 26   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата |  |  |  |  |      |

13.03.01.2019.956.09 ПЗ

$$q_5 = \frac{100 \cdot 10 \cdot 25 \cdot 14,06}{33687,6 \cdot 0,187} = 0,056 \text{ \%}.$$

Рассчитаем значение коэффициента полезного действия котла (3.13):

$$\eta_{\text{бр}} = 100 - (7,83 + 0,5 + 0,056) = 91,61 \text{ \%}.$$

### 3.5.4 Тепловой расчет топочной камеры

Поверочный расчет топочной камеры котлоагрегата производится по средствам определения значения действительной температуры дымовых газов на выходе топочной камеры котельного агрегата  $\theta_m''$  с помощью выражения (3.17)[25]:

$$\theta_m'' = \frac{T_a}{M \left( \frac{5,67 \cdot \psi_{cp} \cdot F_{ст} \cdot \alpha_m \cdot T_a^3}{10^{11} \cdot \varphi \cdot B_p \cdot Vc_{cp}} \right)^{0,6} + 1} - 273, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (3.17)$$

где  $T_a$  – значение абсолютной температуры продуктов сгорания, К;

$M$  – параметр, который учитывает распределение температуры по высоте топки;

$\varphi$  – коэффициент сохранности теплоты;

$B_p$  – величина расчетного расхода топлива,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$F_{ст}$  – площадь стен топки,  $\text{м}^2$ ;

$\psi_{cp}$  – коэффициент тепловой эффективности экрана;

$\alpha_t$  – величина черноты топки;

$Vc_{cp}$  – суммарная теплоемкость продуктов сгорания  $1 \text{ м}^3$  топлива в интервале температур  $\theta_a - \theta_m''$ ,  $\text{кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$ ;

$5,67 \cdot 10^{-8}$  – коэффициент излучения для абсолютно черного тела,  $\text{Вт}/(\text{м}^2\text{К}^4)$ .

С целью определения значений действительной температуры  $\theta_m''$ , задаемся ее величиной  $\theta_m'' = 1100 \text{ } ^\circ\text{C}$ .

Исходя из принятой температуры газов на выходе из топки и адиабатической температуры сгорания топливной массы  $T_a$  определяются тепловые потери.

После этого с помощью известных геометрических характеристик топочной камеры, рассчитывается действительная температура на выходе топки.

Поверочный расчет топки проводится в следующем порядке.

Для предварительно принятой температуры  $\theta_m'' = 1100 \text{ } ^\circ\text{C}$  определяется энтальпия продуктов сгорания на выходе топки по таблице 3.5.

|     |      |          |       |      |                         |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|------|
|     |      |          |       |      |                         | лист |
|     |      |          |       |      | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ | 27   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата |                         |      |

$$I_m'' = 20136,4 \text{ кДж/м}^3.$$

Полезное тепловыделение топки рассчитывается с помощью выражения (3.18):

$$Q_m = Q_p^p \cdot \frac{100 - q_3}{100} + Q_6, \text{ кДж/м}^3, \quad (3.18)$$

где  $Q_6$  – теплота, которая вносится в топку воздухом – для котлов, не имеющих воздухоподогревателей, определяется по выражению (3.19):

$$Q_6 = \alpha_m \cdot I_{x_6}^o, \text{ кДж/м}^3, \quad (3.19)$$

$$Q_6 = 1,1 \cdot 377,52 = 415,27 \text{ кДж/м}^3.$$

$$Q_m = 33687,6 \cdot \frac{100 - 0,5}{100} + 415,27 = 33934,4 \text{ кДж/м}^3$$

Адиабатная (теоретическая) температура горения  $T_a$  определяется исходя из величины полезного тепловыделения в топке:  $H_a = Q_T = 33934,4 \text{ кДж/м}^3$

Исходя из таблицы 3.5, при  $H_a = 33934,4 \text{ кДж/м}^3$   $\theta_a = 1755 \text{ }^\circ\text{C}$ .

$$T_a = \theta_a + 273 = 1755 + 273 = 2028 \text{ }^\circ\text{K}.$$

Определим параметр  $M$ , в зависимости от положения максимальной температуры пламени по высоте топки ( $x_T$ ) при сжигании газов по формуле (3.20):

$$M = 0,54 - 0,2 \cdot x_m, \quad (3.20)$$

где  $x_m$  определяемая по формуле (3.21):

$$x_m = \frac{H_z}{H_m}, \quad (3.21)$$

$$x_m = \frac{0,55}{0,599} = 0,917$$

$H_T$  – расстояние от пода топочной камеры до оси горелки, м;

$H_T$  – расстояние от пода топки до середины выходного окна топки, м;

$$M = 0,54 - 0,2 \cdot 0,917 = 0,36$$

|     |      |          |       |      |                         |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|------|
|     |      |          |       |      | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ | лист |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата |                         | 28   |

Значение коэффициента тепловой эффективности экрана определяется по выражению (3.22):

$$\psi = x \cdot \xi, \quad (3.22)$$

где  $\xi$  – коэффициент, который учитывает снижение тепловосприятия экрана из-за загрязненности либо закрытия изоляцией поверхности; принимается  $\xi = 0,65$ ;

$x$  – коэффициент экранирования; определяется по номограмме, при  $S = 64$  мм,  $d = 60$  мм,  $S/d = 64/60 = 1,07$ , тогда  $x = 0,98$ . Получим:

$$\psi = 0,98 \cdot 0,65 = 0,64$$

Определим эффективную толщину излучающего слоя топки (3.23):

$$S = 3,6 \cdot \frac{V_m}{F_{cm}}, \text{ м} \quad (3.23)$$

где  $V_T, F_{CT}$  – соответственно, объем и поверхность стен топочной камеры,  $\text{м}^3$  и  $\text{м}^2$

$$V_T = 2,2 \text{ м}^3, \quad F_{CT} = 11,31 \text{ м}^2;$$

$$S = 3,6 \cdot \frac{2,2}{11,31} = 0,7 \text{ м}.$$

Величина коэффициента ослабления лучей для пламени формируется из коэффициента ослабления трехатомными газами ( $k_r$ ) и сажистыми частицами ( $k_c$ ). При сжигании газа данный коэффициент определяется по выражению (3.24):

$$k = k_r \cdot r_{II} + k_c, (\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1} \quad (3.24)$$

где  $r_{II}$  – объемная доля трехатомных газов,  $r_{II} = 0,272$ .

Значение коэффициента ослабления лучей трехатомными газами  $k_r$  рассчитывается с помощью формулы (3.25):

$$k_r = \left( \frac{7,8 + 16r_{H_2O}}{3,16\sqrt{p_{II} \cdot S}} - 1 \right) \left( 1 - 0,37 \cdot \frac{T_m''}{1000} \right), (\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1} \quad (3.25)$$

где  $p_{II}$  – парциальное давление для трехатомного газа (3.26);

$$p_n = r_n \cdot p, \text{ МПа} \quad (3.26)$$

|     |      |          |       |      |                         |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|------|
|     |      |          |       |      | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ | лист |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата |                         | 29   |

где  $p$  – давление в топочной камере котельного агрегата, который работает без продувки:  $p = 0,1$  МПа,

$$p_n = 0,272 \cdot 0,1 = 0,027;$$

$T_m''$  – величина абсолютной температуры газов на выходе топочной камеры, К.

$$T_m'' = \theta_m'' + 273 = 1100 + 273 = 1373 \text{ К}$$

$$k_{\Gamma} = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot 0,087}{3,16 \cdot \sqrt{0,027 \cdot 0,7}} - 1 \right) \left( 1 - 0,37 \frac{1373}{1000} \right) = 9,92 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$$

Значение коэффициента ослабления лучей из-за наличия сажистых частиц определяется по формуле (3.27):

$$k_c = 0,3(2 - \alpha_m) \left( 1,6 \frac{T_m''}{1000} - 0,5 \right) \frac{C^p}{H^p}, (\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1} \quad (3.27)$$

Соотношение содержания углерода и водорода в общей массе топлива: для используемого газового топлива принимаем (3.28):

$$\frac{C^p}{H^p} = 0,12 \sum \frac{m}{n} C_m H_n, \quad (3.28)$$

$$\frac{C_p}{H_p} = 0,12 \cdot \left( \frac{1}{4} \cdot 95,7 + \frac{2}{6} \cdot 1,9 + \frac{3}{8} \cdot 0,5 + \frac{4}{10} \cdot 0,3 + \frac{5}{12} \cdot 0,1 \right) = 2,989$$

$$k_c = 0,3(2 - 1,1) \left( 1,6 \cdot \frac{1373}{1000} - 0,5 \right) \cdot 2,989 = 1,37 (\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1}$$

$$k = 9,92 \cdot 0,272 + 1,37 = 4,07 (\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1}$$

Значение черноты факела  $a_{\phi}$  для газообразного топлива рассчитывается, используя выражение (3.29):

$$a_{\phi} = m \cdot a_{c\phi} + (1 - m) \cdot a_{\Gamma} \quad (3.29)$$

где  $a_{c\phi}$  – значение черноты части факела, рассчитанное по выражению (3.30):

$$a_{c\phi} = 1 - e^{-(k_r \cdot r_n + k_c) p S} \quad (3.30)$$

|     |      |          |       |      |                         |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|------|
|     |      |          |       |      |                         | лист |
|     |      |          |       |      | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ | 30   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата |                         |      |

$a_r$  – значение черноты несветящихся трехатомными газами, определяемое по выражению (3.31):

$$a_z = 1 - e^{-k_r \cdot r_n \cdot pS}; \quad (3.31)$$

$m$  – коэффициент, который характеризует долю топочного объема, заполненного светящейся частью факела.

Определим удельную нагрузку, соответствующую топочному объему (3.32):

$$q_v = \frac{B_p \cdot Q_n^p}{V_m} \quad (3.32)$$

$$q_v = \frac{0,187 \cdot 33687,6}{2,2} = 2863,4 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^3}$$

тогда принимаем  $m = 0,626$ , используя формулы (3.29), (3.30), (3.31) получаем:

$$a_{cg} = 1 - e^{-(9,92 \cdot 0,272 + 1,37) \cdot 0,1 \cdot 0,7} = 0,25$$

$$a_r = 1 - e^{-9,92 \cdot 0,272 \cdot 0,1 \cdot 0,7} = 0,17$$

$$a_\phi = 0,626 \cdot 0,25 + (1 - 0,626) \cdot 0,17 = 0,22$$

Величина черноты в процессе сжигания газа определяется по формуле (3.33):

$$a_m = \frac{a_\phi}{a_\phi + (1 - a_\phi) \cdot \psi_{cp}} \quad (3.33)$$

$$a_m = \frac{0,22}{0,22 + (1 - 0,22) \cdot 0,64} = 0,306$$

Суммарная теплоемкость продуктов сгорания на  $1 \text{ м}^3$  топлива определяется с помощью следующего выражения (3.34):

$$V_{c_{cp}} = \frac{Q_m - I_m''}{T_a - T_m''}, \text{ кДж}/(\text{м}^3 \text{К}) \quad (3.34)$$

$$V_{c_{cp}} = \frac{33934,4 - 20136,4}{2028 - 1373} = 21,07 \text{ кДж} / \text{м}^3 \text{К}$$

|     |      |          |       |      |                         |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|------|
|     |      |          |       |      | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ | лист |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата |                         | 31   |

Определим действительную температуру на выходе топки, °C, (3.17):

$$\theta_m'' = \frac{2028}{0,36 \cdot \left( \frac{5,67 \cdot 0,64 \cdot 11,31 \cdot 0,306 \cdot 2028^3}{10^{11} \cdot 0,99 \cdot 0,187 \cdot 21,07} \right)^{0,6} + 1} - 273 = 1109 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Расчетная температура  $\theta_m'' = 1109 \text{ } ^\circ\text{C}$  на выходе топочной камеры отличается от ранее принятой не более чем на  $20 \text{ } ^\circ\text{C}$ , поэтому полученную температуру используем для дальнейшего расчета, в качестве температуры на выходе топки:

$$I_m'' = 20318,3 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$$

$$q_{cm} = \frac{B_p \cdot Q_m}{F_{cm}} = \frac{0,187 \cdot 33934,4}{11,31} = 561,1 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}.$$

### 3.5.5 Расчет дымогарных труб

Расчет уравнения баланса тепла определяется по формуле (3.35):

$$Q_{\bar{o}} = \varphi \cdot (I' - I''), \quad (3.35)$$

где  $I' = 20318,3 \text{ кДж/м}^3$  – теплосодержание дымовых газов на входе в дымогарные трубы;

$I'' = 3052,4 \text{ кДж/м}^3$  – теплосодержание дымовых газов на выходе из дымогарных труб;

$$Q_{\bar{o}} = 0,99 \cdot (20318,3 - 3052,4) = 17093,2 \text{ кДж/м}^3.$$

Уравнение теплопередачи будет иметь вид (3.36):

$$Q_m = \frac{k \cdot \Delta t \cdot H}{B \cdot 10^3}, \quad (3.36)$$

где  $H = 45,6 \text{ м}^2$  – поверхность нагрева дымогарных труб.

Температурный напор  $\Delta t$  определяется по формуле (3.37):

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\bar{o}} - \Delta t_m}{\ln \frac{\Delta t_{\bar{o}}}{\Delta t_m}}, \quad (3.37)$$

|     |      |          |       |      |                         |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|------|
|     |      |          |       |      |                         | лист |
|     |      |          |       |      | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ | 32   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата |                         |      |

где  $\Delta t_{\theta} = \theta' - t_1 = 1109 - 115 = 994 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

$\Delta t_{\text{м}} = \theta'' - t_2 = 186 - 70 = 116 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

$$\Delta t = \frac{994 - 116}{\ln \frac{994}{116}} = 408,7 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Коэффициент теплопередачи определяется по формуле (3.38):

$$k = \psi(\alpha_{\kappa} + \alpha_{\text{л}}) \quad (3.38)$$

где  $\psi$  – коэффициент тепловой эффективности, принимаем  $\psi = 0,8$ ;

Расчетная температура (3.39):

$$\theta = \theta_{\text{cp}} + \Delta t, \quad (3.39)$$

$$\theta = \frac{1109 + 186}{2} + 408,7 = 1056,2 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией  $\alpha_{\kappa}$ , Вт/(м<sup>2</sup>·К) определим по формуле (3.40):

$$\alpha_{\kappa} = 0,023 \frac{\lambda}{d} \left( \frac{\omega \cdot d}{\nu} \right)^{0,8} \text{Pr}^{0,4}, \quad (3.40)$$

здесь значения Pr,  $\lambda$ ,  $\nu$  принимаются при температуре  $\theta$ , Pr=0,558,  $\lambda=0,127$  Вт/(м·К);  $\nu=0,0002133$  м<sup>2</sup>/с.

Скорость газов в дымогарных трубах определяется по формуле (3.41):

$$\omega = \frac{B \cdot V_2 \cdot (\theta + 273)}{F \cdot 273}, \quad (3.41)$$

Живое сечение дымогарных труб  $F$  определяется по формуле (3.42):

$$F = \left( \frac{\pi \cdot d^2}{4} \right) \cdot n, \quad (3.42)$$

где  $n = 57$  – число дымогарных труб;

$d$  – диаметр дымогарных труб.

|     |      |          |       |      |  |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|--|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |  |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |  |  |  |  | 33   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата |  |  |  |  |      |



$$F = \left( \frac{3,14 \cdot 0,063^2}{4} \right) \cdot 57 = 0,158 \text{ м}^2.$$

$$\omega = \frac{0,187 \cdot 11,853 \cdot (1056,2 + 273)}{0,158 \cdot 273} = 18,3 \text{ м/с}.$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией:

$$\alpha_k = 0,023 \cdot \frac{0,127}{0,063} \cdot \left( \frac{18,3 \cdot 0,063}{0,002133} \right)^{0,8} \cdot 0,558^{0,4} = 124,8 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}.$$

Степень черноты определим по формуле (3.43):

$$\alpha = 1 - e^{-kps} \quad (3.43)$$

где  $p=0,1$  МПа – давление газов в дымогарных трубах;

Эффективная толщина излучающего слоя определим по формуле (3.44):

$$S = 0,9 \cdot d \quad (3.44)$$

$$S = 0,9 \cdot 0,063 = 0,057 \text{ м}.$$

Степень черноты газов определяется по формуле (3.31):

$$a_2 = 1 - e^{-9,92 \cdot 0,10,057} = 0,55.$$

Для незапыленного потока (3.45):

$$\alpha_n = \alpha_n \cdot \alpha \cdot C_2 \quad (3.45)$$

По графику [32], определяем  $\alpha_n$  при температуре загрязненной наружной стенки  $t_3$  и температуре газов  $\theta$ ,  $\alpha_n = 165 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$ .

$$\alpha_n = 165 \cdot 0,55 \cdot 1 = 90,8 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}.$$

$$k = 0,8 \cdot (124,8 + 90,6) = 172,4 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}.$$

По формуле (3.36) определим  $Q_T$ :

$$Q_m = \frac{172,4 \cdot 408,7 \cdot 45,6}{0,187 \cdot 10^3} = 17181,7 \text{ кДж/м}^3.$$

|     |      |          |       |      |                         |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|------|
|     |      |          |       |      |                         | лист |
|     |      |          |       |      | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ | 34   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата |                         |      |

Вычислим погрешность (3.46):

$$\Delta Q = \frac{Q_{\text{б}} - Q_m}{Q_{\text{б}}} \cdot 100, \quad (3.46)$$

$$\Delta Q = \frac{17093,2 - 17181,7}{17093,2} \cdot 100 = -0,52\%.$$

Полученная погрешность удовлетворяет допустимой (2%), значит расчет произведен верно.

### 3.5.6 Проверка теплового баланса

Расчёты считаются верными, если выполняется нижеприведенное условие (3.47):

$$\frac{\Delta Q \cdot 100}{Q_p \cdot \eta_{\text{бр}}} \leq 0,5\% \quad (3.47)$$

Отсюда невязка теплового баланса определяется по формуле (3.48):

$$\Delta Q = B_p \cdot [Q_p^p \cdot \eta - (Q_l + Q_m)], \quad (3.48)$$

где  $Q_l$  определяется следующим образом (3.49):

$$Q_l = \varphi \cdot (Q_p^p - I_m'') \quad (3.49)$$

$$Q_l = 0,99 \cdot (33687,6 - 20318,3) = 13235,6 \text{ кДж/м}^3.$$

$$\Delta Q = 0,187 \cdot [33687,6 \cdot 0,925 - (13235,6 + 17181,7)] = 139,1 \text{ кДж/м}^3.$$

$$\frac{\Delta Q \cdot 100}{Q_p \cdot \eta_{\text{бр}}} = \frac{139,1 \cdot 100}{33687,6 \cdot 0,916} = 0,45\% \leq 0,5\%.$$

Условия теплового баланса соблюдены.

|     |      |          |       |      |                         |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|------|
|     |      |          |       |      | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ | лист |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата |                         | 35   |

### 3.6 Аэродинамический расчет котла

Аэродинамические сопротивления возникают в связи с наличием сил трения движущегося потока о стенки канала и возрастанием внутреннего трения в потоке при появлении на его пути различных препятствий. Для преодоления сопротивлений движущийся поток должен обладать определенным избыточным напором, который по мере продвижения по тракту будет падать.

Падение полного напора на каком-либо участке газового или воздушного тракта определяется (Па) по уравнению для несжимаемой жидкости. Аэродинамический расчет дымовой трубы и газоходов при определенном диаметре определяет самотягу дымовой трубы, это очень важно для работы котельной на естественной тяге [33].

Расчет сопротивлений газовых трактов водогрейных котлов проводится в соответствие с нормативным методом, разработанным ЦКТИ [21]. В соответствии с нормативным методом сопротивления трения для большинства элементов котельного агрегата определяются приближенно.

Эвакуация дымовых газов от котлов предусматривается самотягой по индивидуальным дымовым трубам высотой 10 м и внутренним диаметром газоотводящих стволов 500 мм.

Исходные данные для расчета:

$B = 0,187 \text{ м}^3/\text{с} = 673,2 \text{ м}^3/\text{ч}$  – расход топлива на котел (определяется из теплового расчета котельного агрегата);

$Q_H^P = 33\,687,6 \text{ кДж} / \text{м}^3$  – низшая теплотворная способность природного газа;

Определим объем дымовых газов по формуле (3.50):

Коэффициент избытка воздуха в номинальном режиме  $\alpha = 1,1$ .

$$V_{\Gamma} = B \cdot [V_0^{\Gamma} + (\alpha - 1) \cdot V_0] \cdot \frac{273 + t_{\Gamma}}{273} \quad (3.50)$$

$$V_{\Gamma} = 673,2 \cdot (11,853 + (1,1 - 1) \cdot 9,68) \cdot \frac{273 + 186}{273} = 14511,6 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Результаты расчета представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Аэродинамический расчет дымовой трубы и газоходов

| Наименование параметра и расчетного участка | Ед. изм.            | Расчетная формула или способ определения | Значение |
|---------------------------------------------|---------------------|------------------------------------------|----------|
| 1                                           | 2                   | 3                                        | 4        |
| Площадь сечения газохода $S$                | $\text{м}^2$        | $S = \frac{\pi D^2}{4}$                  | 0,196    |
| Скорость дымовых газов на участке $w$       | $\text{м}/\text{с}$ | $w = \frac{V_{\Gamma}}{3600S}$           | 20,57    |

Продолжение таблицы 3.6

| 1                                                                   | 2                 | 3                                           | 4                    |
|---------------------------------------------------------------------|-------------------|---------------------------------------------|----------------------|
| Периметр газохода $U$                                               | м                 | $U = \pi D$                                 | 1,57                 |
| Эквивалентный диаметр газохода $d_3$                                | м                 | $d_3 = \frac{4F}{U}$                        | 0,5                  |
| Коэффициент кинематической вязкости дымовых газов $\nu$             | м <sup>2</sup> /с | Таблица II-1 [21]                           | $30,1 \cdot 10^{-6}$ |
| Число Рейнольдса Re                                                 | -                 | $Re = \frac{wd_3}{\nu}$                     | 341694,4             |
| Эквивалентная шероховатость поверхности газоходов $k$               | м                 | Табл. VII-1 [21]                            | 0,0004               |
| Коэффициент трения $\lambda$                                        | -                 | $\frac{1}{(2 \lg \frac{d_3}{k} + 1,14)^2}$  | 0,019                |
| Длина участка газохода $l$                                          | м                 | -                                           | 0,86                 |
| Динамический напор на участке дымового тракта $h_d$                 | мм.в.ст.          | $h_d = \frac{\rho w^2}{2}$ рис.VII-2 [21]   | 15,9                 |
| Потери давления на трение $\Delta h_{тр}$                           | мм.в.ст.          | $\Delta h_{тр} = \lambda \frac{l}{d_3} h_d$ | 0,52                 |
| Площадь сечения патрубка дымовой трубы $F_{п}$                      | м <sup>2</sup>    | Конструктивно $S = \frac{\pi D^2}{4}$       | 0,196                |
| Коэффициент местного сопротивления конфузора $\xi_k$                | -                 | п.17 табл. VII-3 [21]                       | 0,25                 |
| Скорость дымовых газов в патрубке дымовой трубы $w$                 | м/с               | $w = \frac{V_2}{3600 F_n}$                  | 20,57                |
| Коэффициент местного сопротивления входа в дымовую трубу $\xi_{вх}$ | -                 | п.2-34[37]                                  | 0,7                  |
| Динамический напор на участке дымового тракта $h_d$                 | мм.в.ст.          | $h_d = \rho w^2 / 2$ рис.VII-2 [21]         | 15,9                 |
| Сопротивление при выходе в дымовую трубу $\Delta h_{вх}$            | мм.в.ст.          | $\xi_{вх} h_d$                              | 11,13                |
| Диаметр дымовой трубы $d$                                           | м                 | конструктивно                               | 0,5                  |
| Скорость дымовых газов в трубе $w$                                  | м/с               | $w = \frac{8V_2}{3600 \pi d}$               | 20,53                |
| Число Рейнольдса Re                                                 | -                 | $Re = \frac{wd}{\nu}$                       | 341025,2             |
| Коэффициент трения $\lambda$                                        | -                 | $\frac{1}{(2 \lg \frac{d}{k} + 1,14)^2}$    | 0,052                |

Окончание таблицы 3.6

| 1                                                                        | 2                                  | 3                                                                                                                                                                                                     | 4      |
|--------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|
| Высота дымовой трубы от выхода газохода котла до устья дымовой трубы $H$ | м                                  | конструктивно                                                                                                                                                                                         | 10,223 |
| Динамический напор в дымовой трубе $h_d$                                 | мм.в.ст.                           | $h_d = \rho w^2 / 2$ рис.VII-2 [21]                                                                                                                                                                   | 16,5   |
| Потери давления на трение $\Delta h_{тр}^T$                              | мм.в.ст.                           | $\Delta h_{тр}^m = \lambda \frac{l}{d} h_d$                                                                                                                                                           | 17,6   |
| Коэффициент сопротивления выходы из дымовой трубы $\xi_{вых}$            | —                                  | п.2.44 [21]                                                                                                                                                                                           | 0,02   |
| Потери давления с выходной скоростью $\Delta h_{вых}$                    | мм.в.ст.                           | $\xi_{вых} h_d$                                                                                                                                                                                       | 0,34   |
| Температура дымовых газов в трубе $t_r$                                  | °C                                 | Принимаю по данным производителя котла                                                                                                                                                                | 186    |
| Температура воздуха в зимнем режиме $t_b$                                | °C                                 | Климатические характеристики                                                                                                                                                                          | -45    |
| Приведенная плотность дымовых газов при 0 °C $\rho_0$                    | кгс·с <sup>2</sup> /м <sup>4</sup> |                                                                                                                                                                                                       | 0,132  |
| Самотяга дымовой трубы $h_c$                                             | мм.в.ст.                           | $h_c = \pm Hg(0,123 \frac{293}{293+t_g} - \rho_0 P \frac{273}{273+t_2})$                                                                                                                              | -1,28  |
| Сумма полных потерь давления по дымовому тракту $\Sigma \Delta H$        | мм.в.ст.                           | $\Sigma \Delta H = \Delta h_{п} + \Delta h_{тр} + \Delta h_{вх} + \Delta h_{вых}$                                                                                                                     | 29,59  |
| Барометрическое давление $h_b$                                           | мм.в.ст.                           | принимаю                                                                                                                                                                                              | 740    |
| Минимально требуемая высота дымовой трубы $H_{тр}$                       | м                                  | $H_{тр} = \frac{1,2 \Delta H_n + (\Delta h_{тр}^m + \Delta h_{вых}) \frac{\rho_0}{0,132} \cdot \frac{760}{h_{бар}}}{g(0,123 \frac{293}{293+t_g} - \rho_0 P \frac{273}{273+t_2}) \frac{h_{бар}}{760}}$ | 10,2   |

Можно сделать вывод, что выбранная длина и диаметр дымовой трубы, а также размеры газоходов удовлетворяют результатам аэродинамического расчета.

### 3.7 Выбор вспомогательного оборудования

#### 3.7.1 Выбор горелочных устройств

Для сжигания газообразного топлива на котлы Термотехник ТТ 100 установлены газовые горелки R93A M-PR.S.RU.A.8.50.EA. Они предназначены для установки на котел ТТ100 3000 кВт производства ООО "ЭНТРОПОС", min/max давление газа перед горелкой: 152/500.

Основные характеристики горелок приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Технические характеристики горелок

|                                                 |               |
|-------------------------------------------------|---------------|
| Наименование горелки                            | R93A          |
| Тепловая мощность горелки (min ... max), кВт    | 550 - 4100    |
| Напряжение питания цепей управления горелкой, В | 230 В         |
| Напряжение питания вентилятора горелки, В       | 400V 3N~ 50   |
| Электрическая мощность вентилятора горелки,     | 7.5 кВт       |
| Регулирование                                   | прогрессивная |

В состав газовой рампы каждой горелки входит:

- шаровой кран;
- газовый фильтр;
- компенсатор аксиальный;
- двойной магнитный клапан;
- реле минимального давления газа;
- реле максимального давления газа;
- реле давления газа для контроля герметичности;
- дроссельная заслонка.

Горелки полностью автоматизированы и не требуют постоянного присутствия оператора. С помощью комплекта автоматики горелки осуществляется:

- вентиляцию топки котла при розжиге;
- проверка герметичности отсечных газовых клапанов перед розжигом;
- автоматический розжиг;
- регулирование расхода газа в зависимости от тепловой нагрузки;
- контроль наличия пламени;
- регулирование соотношения газ-воздух;
- отключение подачи газа при отклонении его параметров за область допустимых значений;
- отключение подачи газа при снижении давления воздуха перед горелкой ниже допустимого значения.

### 3.7.2 Выбор насосного оборудования

В котельной устанавливаются рециркуляционные насосы на каждый котельный агрегат. Рециркуляционные (котловые) насосы устанавливаются в котельных с водогрейными котлами для частичной подачи горячей сетевой воды в трубопровод, подводящий воду к водогрейному котлу.

В соответствии с пунктом 11.28 СП 89.13330.2016 Котельные установки [16] установка рециркуляционных насосов производится в случае требования заводами-изготовителями водогрейных котлов постоянной температуры воды на входе или выходе котла. Количество насосов должно быть не менее двух. Производительность рециркуляционного насоса определяется из уравнения баланса смешивающихся потоков сетевой воды в обратной линии и горячей воды на выходе из водогрейного котла. Регулирование температуры воды, поступающей в водогрей-

ный котел, и температуры воды, отпускаемой потребителям, осуществляется следующим образом. Количество воды, подаваемое рециркуляционным насосом, регулируется так, чтобы получить необходимую температуру воды на входе в водогрейный котел.

Тип насосов представлен в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Характеристики насосного оборудования

| Насос                      | Производительность, м <sup>3</sup> /ч | Напор, м. вод. ст. | Мощность, кВт | Кол-во, шт. | Напряжение питания, В. |
|----------------------------|---------------------------------------|--------------------|---------------|-------------|------------------------|
| WILO TOP-S 50/15 DM PN6/10 | 40                                    | 16                 | 1.5           | 2           | 380                    |

### 3.8 Газоснабжение котельной

Система газоснабжения котельной рассчитана на следующие параметры:

– давление газа на вводе в котельную: 0,4-0,6 МПа (газопровод высокого давления);

– давление на входе в газовые рампы горелок котлов: 0,02...0,025 МПа (газопровод среднего давления).

На вводе газопровода в помещение котельной устанавливаются электромагнитный клапан Madas. Клапан электромагнитный нормально закрытый с медленным открытием обеспечивает автоматическое перекрытие подачи газа в котельную в аварийных ситуациях. Включение клапана возможно только из помещения котельной после устранения причины отключения, в соответствии с требованиями нормативных документов. Функция медленного открытия клапана предотвращает порчу счетчиков газа при запуске узла в работу.

Затвор дисковый (кран шаровый газовый до DN50) обеспечивает ручное перекрытие подачи газа в котельную. Фильтр газовый обеспечивает защиту оборудования узла от загрязнений. Счетчик ротационный газовый обеспечивает учет суммарного объема использованного газа. Для защиты счетчика от окалина, образовавшейся при монтаже газопроводов, перед счетчиками устанавливаются межфланцевые сетчатые фильтры, которые демонтируются в течение месяца после начала работы оборудования.

В качестве контрольно-измерительного оборудования в газовом узле применяются биметаллические термометры (диаметр 63 мм), манометры (диаметр 100 мм) с кнопочными кранами, реле минимального и максимального давления на выходе из узла и датчик перепада давления для определения перепада давления на счетчике. Перепад на фильтре определяется по индикатору перепада давления.

В состав узла входит оборудование регулирования давления газа. Оборудование включает в себя: два регулятора давления газа со встроенным предохранительным запорным клапаном и предохранительным сбросным клапаном. Регуля-





- загазованности помещения более 20 % нижнего предела концентрации СН4 воспламенения газа;
  - отключении электроэнергии;
  - повышении концентрации СО в помещении выше допустимой (100 мг/м<sup>3</sup>).
- Автоматика безопасности горелки обеспечивает прекращение подачи газа при:
- погасании факела горелки;
  - понижении давления воздуха перед горелкой;
  - прекращении подачи электроэнергии,
  - отклонении давления газа за пределы области устойчивой работы.

### **Выводы по разделу**

В данном разделе выпускной квалификационной работы был построен температурный график, температуры которого в прямой и обратной магистрали при максимальном режиме составляют 115/70 °С.

В разрабатываемой котельной применяется качественное регулирование, которое сводится к поддержанию температуры воды в тепловой сети и тепловой нагрузки соответствующей текущей температуре наружного воздуха при постоянной расчётной величине циркуляции теплоносителя. Расчет ведется по климатологическим данным для города Надым, определенным по СП 131.13330.2012 "Строительная климатология" [13].

Выполнен расчет тепловой схемы отопительной водогрейной котельной с определением всех тепловых и массовых потоков, а также расходов тепла на собственные нужды для двух температурных режимов: максимально зимнего и при температуре начала отопительного периода  $t=+8$  °С. Произведен выбор котельного агрегата ТЕРМОТЕХНИК ТТ100 мощностью 3000 кВт, дано его описание и выполнены тепловой и аэродинамические расчеты котла.

Выбрано вспомогательное оборудование котельной: горелочные устройства, насосное оборудование, дано описание системы газоснабжения котельной.

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |  | 42   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |  |      |

## 4 НАУЧНАЯ ЧАСТЬ

В процессе эксплуатации котла его производительность может изменяться в пределах, определяемых режимом работы потребителей. Могут меняться также температура питательной воды и воздушный режим топки. Каждому режиму работы котла соответствуют определенные значения параметров теплоносителей по водяному и газовому трактам, тепловых потерь и КПД.

Одной из задач персонала является поддержание оптимального режима котла при данных условиях его работы, который соответствует максимально возможному значению КПД котла. В связи с этим возникает необходимость определения влияния статических характеристик котла – нагрузки, температуры питательной воды, воздушного режима топки и характеристики топлива — на показатели его работы при изменении значений перечисленных параметров.

Производительность котла может меняться в широких пределах — от 50 до 100 % номинальной нагрузки.

Кратковременно возможны и более низкие нагрузки. Нагрузка может лимитироваться типом котла и условиями сжигания топлива. Устойчивый процесс горения твердого топлива в слое мазута и газа возможен при любой нагрузке.

Так как рассматриваемый в выпускной квалификационной работе водогрейный жаротрубный котел ТЕРМОТЕХНИК ТТ100 работает на газе, а в качестве аварийного используется жидкое (дизельное) топливо, котельный агрегат не имеет ограничений по минимальной теплопроизводительности. Широкое межтрубное пространство и большой объем воды в котле обеспечивают наиболее оптимальный режим работы котла во всем диапазоне теплопроизводительности.

### 4.1 График зависимости температуры дымовых газов от производительности котла

Наибольшая часть потерь тепла уходит с дымовыми газами. В худшем случае она может составлять до 30% тепла, содержащегося в сжигаемом топливе. Измерение потерь тепла производится отдельно по трем составляющим:

- тепло, уносимое сухим газом;
- потери тепла из-за влаги, содержащейся в топливе;
- потери тепла, вызываемые образованием воды при сгорании водорода.

Общая величина потерь тепла зависит от температуры и объема дымовых газов, уходящих от котла. Следовательно, уменьшая температуру либо объем дымовых газов, можно уменьшить потери тепла.

Практически, нижний предел температуры дымовых газов составляет около 150 °С.

Дальнейшее понижение температуры газов опасно, так как возможна конденсация влаги на холодных металлических поверхностях с образованием серной кислоты, которая вызовет ускоренную коррозию этих поверхностей.

Чтобы свести к минимуму потери тепла с дымовыми газами, применяются три основных способа:

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | 43   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |      |

- уменьшение до минимума величины избытка воздуха;
- обеспечение чистоты поверхностей теплообмена;
- установка, в экономически оправданных случаях, на пути движения дымовых газов оборудования для утилизации тепла.

Кроме того, необходимо следить, чтобы не было подсоса воздуха через трещины и неплотности.

С уменьшением величины избытка воздуха, объем дымовых газов также уменьшается. Благодаря этому понижается температура газов, так как снижается их скорость и газы дольше остаются в пределах котла, отдавая большее количество тепла.

Всякое изменение нагрузки котла вызывает перераспределение соотношения теплоты, передаваемой радиационным и конвективным поверхностям нагрева. Увеличение нагрузки и соответственно тепловыделения в топке при неизменной характеристике топлива, воздушном режиме топки и температуре питательной воды снижает долю теплоты, передаваемой экранам в топке, и увеличивает долю теплоты, воспринимаемой дымогарными трубами. Такое перераспределение тепловосприятия объясняется повышением температуры на выходе из топки и далее по газовому тракту, а также увеличением скорости газов в конвективных поверхностях нагрева.

Очень важно, в процессе эксплуатации следить за температурой уходящих газов на выходе из котла. В результате увеличения температурного напора и скорости газов в конвективных поверхностях нагрева повышается температура уходящих продуктов сгорания, и как следствие этого возрастает потеря с уходящими газами. С ростом нагрузки сопротивления трактов котельного агрегата возрастает примерно пропорционально квадрату увеличения нагрузки.

Уменьшение нагрузки снижает температуру на выходе из топки и скорость продуктов сгорания в конвективных поверхностях нагрева. В результате снижается температура уходящих газов, а также уменьшаются сопротивления трактов котла.

Температура уходящих газов котельных агрегатов в зависимости от их производительности и времени использования, качества и стоимости сжигаемого топлива, температуры питательной воды и поступающего воздуха принимается равной 110–170 °С и выше. С увеличением тепловой нагрузки котельной установки (увеличением расхода топлива  $B$ ) потеря теплоты с уходящими газами в ней возрастает.

Это связано с тем, что с увеличением нагрузки соответственно увеличивается количество выделяемой теплоты в топке. Одновременно увеличиваются объем продуктов сгорания и их скорость в газоходах котла. При этом теплоотдача к конвективным поверхностям нагрева возрастает пропорционально увеличению скорости лишь в степени 0,6–0,8. Таким образом, тепловыделение превышает тепловосприятие, и температура уходящих газов с увеличением нагрузки увеличивается.

Существует также ограничение по максимальной температуре дымовых газов, которое вызвано возможностью выхода из строя дымососа (не более 280 °С), а по

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | 44   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |      |

минимальной температуре ограничение ставит образование конденсата в конвективной части котла. Сера, содержащаяся в топливе, при образовании конденсата может вызвать низкотемпературную сернистую коррозию конвективных поверхностей. Кроме того, конденсат вызывает налипание сажистых и золовых отложений на конвективных пакетах котла и приводит к частым остановкам котла на их чистку.

Минимальная температура уходящих газов за котлом выбирается по температуре точки росы. Температура точки росы дымовых газов  $t_p$  зависит от температуры конденсации влаги  $t_{\text{кон}}$  при парциальном ее давлении в газах и приведенного содержания серы в рабочем топливе  $S^n$  и определяется по формуле (4.1):

$$t_p = t_{\text{кон}} + \Delta t_p, \quad (4.1)$$

величина  $\Delta t_p$  в зависимости от приведенных содержаний золы и серы топлива  $A^n$  и  $S^n$  определяется по формуле (4.2):

$$\Delta t_p = \frac{125 \sqrt[3]{S^n}}{1,05^{\alpha_{\text{ун}} A^n}} \quad (4.2)$$

Для полного исключения коррозии поверхности нагрева при отсутствии специальных мер защиты температура металлической стенки должна быть примерно на  $10^\circ$  выше температуры точки росы дымовых газов (нормы теплового расчета).

Так как в водогрейных котлах температура стенки максимально приближена к температуре теплоносителя, рекомендуемая температура уходящих газов не ниже  $150^\circ\text{C}$  (нормы теплового расчета) даже во время теплой погоды в переходные периоды.

Так же, температура уходящих газов в процессе эксплуатации может оказаться ниже точки росы, в случае установки котла по мощности, превышающей потребляемую. Поэтому не рекомендуется установка котла по мощности, превышающей потребляемую, более чем на 20 % в пиковые нагрузки [46].

Рассматривая котел ТТ100 можно представить таблицу значений расходов дымовых газов от производительности котла и вида топлива, на котором котел работает. Значения расходов уходящих газов при работе на природном газе или на дизельном топливе представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Таблица значений расходов дымовых газов от производительности котла и вида топлива

| Наименование                             | Числовое значение |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|------------------------------------------|-------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|                                          | 1000              | 1500 | 2000 | 2200 | 2500 | 3000 | 3200 | 3500 | 4200 | 5000 |
| Номинальная теплопроизводительность, кВт |                   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| Расход дымовых газов, кг/с, не более     |                   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| – при работе на природном газе           | 0,44              | 0,67 | 0,88 | 0,97 | 1,11 | 1,32 | 1,42 | 1,53 | 1,81 | 2,16 |
| – при работе на дизельном топливе        | 0,44              | 0,67 | 0,89 | 0,98 | 1,11 | 1,33 | 1,43 | 1,54 | 1,82 | 2,18 |

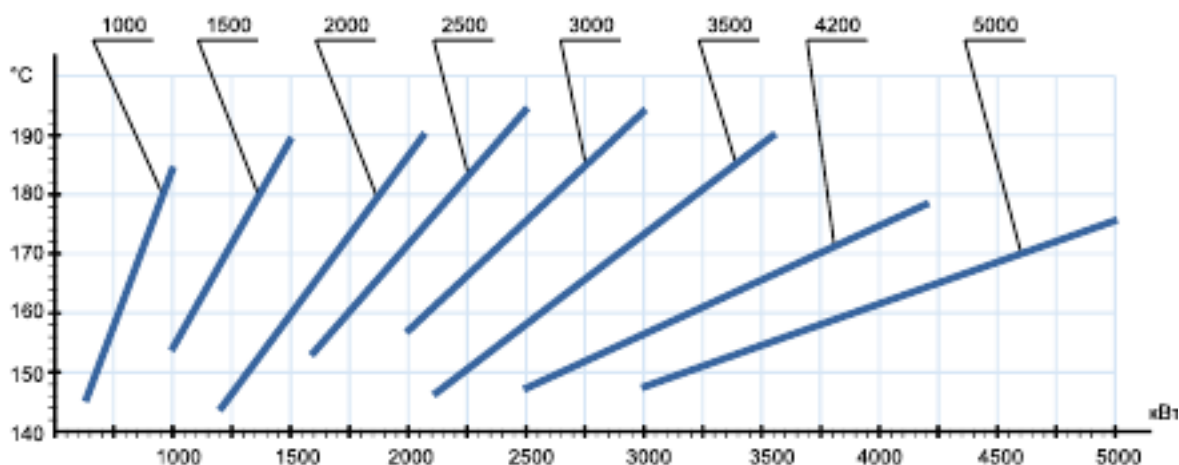
При повышении температуры дымовых газов на 30 °С от величины, установленной при составлении режимной карты, следует провести очистку теплообменных поверхностей котла как со стороны дымовых газов, так и со стороны теплоносителя. Температура дымовых газов не должна опускаться ниже +150 °С при работе на дизельном топливе, или +85 °С при работе на природном газе; также температура не должна превышать +300 °С.

Режимная карта водогрейного котла ТЕРМОТЕХНИК ТТ100 представлена в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Режимная карта водогрейного котла ТЕРМОТЕХНИК ТТ100

| Наименование величин                                        | Размерность              | Нагрузка котлоагрегата, % |        |        |       |
|-------------------------------------------------------------|--------------------------|---------------------------|--------|--------|-------|
|                                                             |                          | 30                        | 60     | 76,1   | 99,2  |
| Теплопроизводительность котла                               | кВт                      | 896                       | 1509   | 2283   | 2977  |
| Расход газа (приведенный к стандартным условиям) на котел   | Нм <sup>3</sup> /час     | 102,4                     | 172,92 | 265,15 | 348,8 |
| Расход воды через котел                                     | м <sup>3</sup> /час      | 131                       | 131    | 131    | 131   |
| Температура воздуха                                         | °С                       | 30,2                      | 29,7   | 28,6   | 27,8  |
| Температура воды:                                           |                          |                           |        |        |       |
| – до котла                                                  | °С                       | 59                        | 60     | 62     | 62    |
| – после котла                                               |                          | 65                        | 70     | 77     | 81    |
| Давление воды:                                              |                          |                           |        |        |       |
| – до котла                                                  | Бар                      | 2,1                       | 2,2    | 2,4    | 2,5   |
| – после котла                                               |                          | 1,9                       | 2,0    | 2,2    | 2,3   |
| Разряжение за котлом                                        | гПа                      | -0,56                     | -0,59  | -0,6   | -0,63 |
| Температура продуктов сгорания за котлом:                   | °С                       | 116                       | 136    | 167    | 188   |
| Состав продуктов сгорания за котлом                         |                          |                           |        |        |       |
| – СО <sub>2</sub>                                           | %                        | 10,09                     | 10,03  | 9,8    | 9,86  |
| – О <sub>2</sub>                                            |                          | 3,2                       | 3,3    | 3,7    | 3,6   |
| – СО                                                        |                          | 1                         | 19     | 13     | 2     |
| Коэффициент избытка воздуха за котлом                       | –                        | 1,18                      | 1,19   | 1,21   | 1,21  |
| Коэффициент полезного действия котла                        | %                        | 93,8                      | 93,53  | 92,27  | 91,45 |
| Удельный расход условного топлива на выработку 1 Гкал тепла | $\frac{кг\ у. т.}{Гкал}$ | 152,3                     | 152,74 | 154,8  | 156,2 |

График зависимости температуры дымовых газов от нагрузки котла ТЕРМОТЕХНИК ТТ100 (1000 – 5000 кВт) представлен на рисунке 4.1.



\* график приведен при  $T=90$  °C (средняя температура воды в котле)

Рисунок 4.1 – График зависимости температуры дымовых газов от нагрузки котла ТЕРМОТЕХНИК ТТ100 (1000 – 5000 кВт)

#### 4.2 График зависимости коэффициента полезного действия (КПД) котла от его производительности

Чем выше тепловая нагрузка котла, тем больше топлива сжигается в его топке и тем больше образуется дымовых газов. Одновременно с увеличением теплопроизводительности котла при повышенной нагрузке растут потери теплоты с уходящими газами, определяемые по формуле (4.3), так как температура уходящих газов при увеличении нагрузки возрастает.

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_p^p} \cdot 100 = \frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} \cdot I_{xв}^o) \cdot 100}{Q_p^p}, \% \quad (4.3)$$

где  $I_{yx}$  – энтальпия уходящих газов из котельного агрегата, определяющаяся по температуре уходящих газов;

$I_{x.в.}^o$  – энтальпия теоретического объема холодного воздуха.

С увеличением нагрузки также возрастают потери теплоты от химической и механической неполноты сгорания. Для получения указанной зависимости по оси ординат от 100 % последовательно откладываются и суммируются тепловые потери котла в зависимости от нагрузки. На рисунке показаны потери, вычисляемые по формуле (4.4):

$$\Sigma q_{пот} = q_{yg} + q_{xn} + q_{mn} + q_{но}, \quad (4.4)$$

где  $q_{yg}$  – потери теплоты с уходящим газом;

$q_{xn}$  – потери теплоты от химической неполноты сгорания газа;

$q_{mn}$  – потери теплоты от механического недожога топлива;

$q_5$  – потери теплоты от наружного охлаждения;

Изменение тепловой нагрузки котла влияет на величину тепловых потерь и его КПД, определяемых по формуле (4.5):

$$\eta_k = 100 - \sum q_{nom} \quad (4.5)$$

где  $\eta_k$  – КПД котла, %.

Значение  $\eta_k$  с изменением нагрузки меняется. При минимальной нагрузке основную роль играют потери теплоты в окружающую среду. С ростом нагрузки уменьшаются потери теплоты в окружающую среду, но увеличиваются остальные тепловые потери. КПД котла возрастает и достигает максимальной величины. Потери теплоты с уходящими газами, а также от химической и механической неполноты сгорания (при дальнейшем увеличении нагрузки) возрастают более резко, чем уменьшаются потери теплоты в окружающую среду, КПД котла в этом случае снижается. При определенной нагрузке  $\eta_k$  имеет максимальное значение. Работа котла при этой нагрузке наиболее экономична.

Чрезмерное уменьшение коэффициента избытка воздуха приводит к появлению зон с недостатком кислорода. В таких зонах не происходит полного окисления элементов топлива и образуется сажа.

Чрезмерная и длительная форсировка приводит к напряженной работе котла в целом и его отдельных узлов. Увеличение температуры уходящих газов может привести к перегреву элементов котла в выходной по газам области, их не пластическим термическим деформациям с возможным последующим разрушением.

График зависимости КПД котла ТЕРМОТЕХНИК ТТ100 от относительной нагрузки (1000 – 5000 кВт) и средней температуры воды в котле представлен на рисунке 4.2.

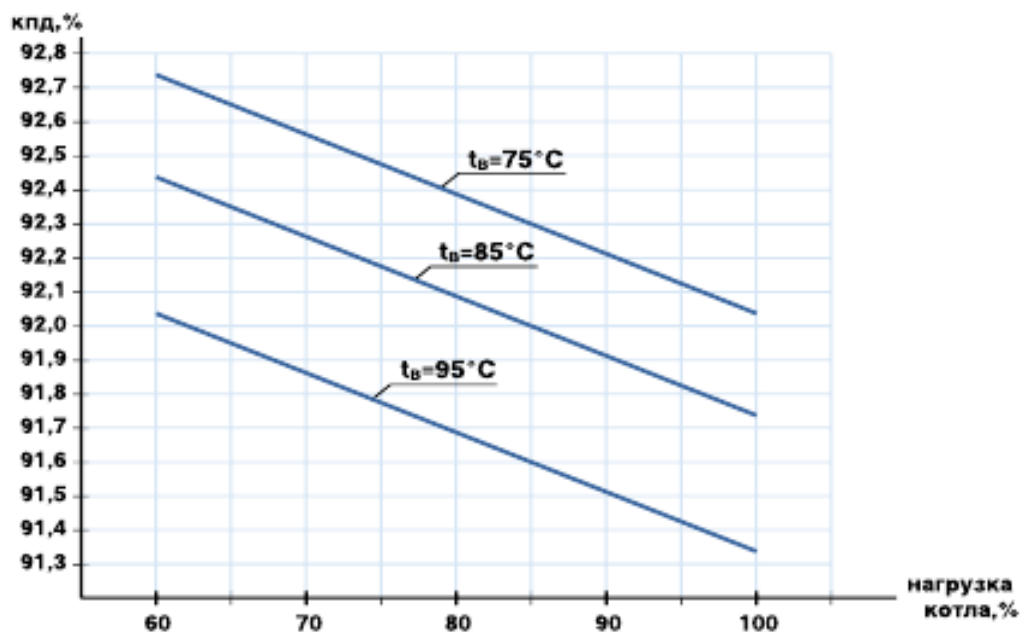


Рисунок 4.2 – График зависимости КПД котла ТЕРМОТЕХНИК ТТ100 от относительной нагрузки (1000 – 5000 кВт) и средней температуры воды в котле

## 5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Повышение технического уровня систем теплоснабжения является стратегической задачей развития современной энергетики в России. Достигнуть её можно путём применения энергосберегающих мероприятий. Применение высокоэффективных технологий приводит к немедленному сокращению потерь теплоты и расхода топлива.

### 5.1 Энергосберегающие мероприятия, реализованные на газоперекачивающей станции

Сложившаяся тенденция удорожания энергоресурсов стимулирует проведение энергосберегающих мероприятий в транспорте газа по следующим направлениям: энергосберегающие технологические процессы транспорта газа, энергосберегающая газоперекачивающая техника, использование вторичных энергоресурсов.

Компрессорная станция (КС) в системе магистрального транспорта газа является инженерным сооружением, обеспечивающим основные технологические процессы по подготовке и транспортировке газа: очистку от посторонних примесей, компримирование (сжатие газа до рабочего давления 7,5 МПа) и его охлаждение. В состав компрессорной станции входят: компрессорные цеха (КЦ) для размещения газоперекачивающих агрегатов (ГПА), газораспределительные станции (ГРС) и газораспределительные пункты (ГРП), установки пылеуловителей, электростанции собственных нужд, склады горюче-смазочных материалов (ГСМ) и метанола, административно-бытовые здания и т.д.

Повышение энергоэффективности газоперекачивающих станций – актуальная проблема в газовой отрасли, так как компримирование газа является наиболее энергоёмким теплоэнергетическим процессом в магистральном транспорте газа.

В связи с удаленностью магистральных газопроводов от центральных систем энергоснабжения на компрессорных станциях применяется газотурбинный привод нагнетателей газа. Основным источником вторичных энергоресурсов (ВЭР) являются уходящие газы от газотурбинных установок (ГТУ), используемые для водяного отопления объектов на территории компрессорных станций, близлежащих населенных пунктов и сельскохозяйственных предприятий в холодный период года и для системы горячего водоснабжения (ГВС) во все периоды года [48].

Само по себе использование утилизаторов компрессорных цехов КЦ №2, 3, 4, 5 промышленной площадки газоперекачивающей станции Пангодинского линейного производственного управления магистральных газопроводов в качестве источника теплоснабжения является энергоэффективным методом выработки тепловой энергии. Себестоимость тепла, произведенного на утилизаторах в разы меньше той, что может выдать автономная газовая водогрейная котельная. Поэтому рассматриваемая котельная мощностью 6 МВт служит только в качестве резервного источника теплоснабжения.

Энергоэффективным режимом работы компрессорной станции является режим, при котором обеспечиваются необходимые технические показатели магист-

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | 49   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |      |



рального газопровода (производительность, рабочее давление и температура) при минимуме затрат электроэнергии и минимуме затрат топлива.

К энергосберегающим мероприятиям, реализованным на ГПС, относятся:

- применение тепловых насосов;
- снижение гидравлических сопротивлений за счет применения труб с внутренним покрытием.

### 5.1.1 Применение тепловых насосов

К источникам тепловых ресурсов на газоперекачивающих станциях можно отнести:

- системы охлаждения смазочного масла;
- системы охлаждения газа;
- обратная сетевая вода системы теплоснабжения (СТС);
- нагретые поверхности газоходов и ГТУ в машинных залах компрессорной станции;
- вытяжные системы машинных залов компрессорных цехов;
- физическую энергию дросселируемого топливного газа.

На рисунке 5.1 представлена схема для отопления галереи нагнетателей и ГВС многомашинного компрессорного цеха за счет теплоты удаляемого воздуха с применением тепловых насосов типа «воздух–воздух», при этом тепловой насос ТН2 может быть использован в режиме холодильной машины для теплого периода года.

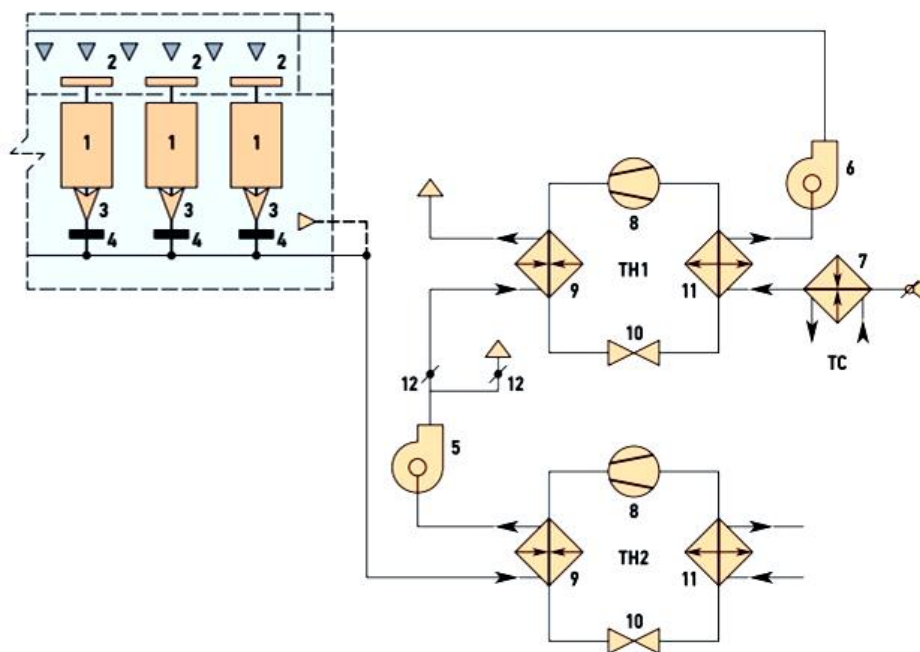


Рисунок 5 – Схема для отопления нагнетателей и ГВС многомашинного компрессорного цеха: 1 – ГТУ; 2– нагнетатель газа; 3 – местный отсос; 4 – огнезадерживающий клапан; 5 – вытяжной вентилятор; 6 – приточный вентилятор; 7 – воздухонагреватель; 8 – компрессор; 9 – испаритель; 10 – терморегулирующий вентиль; 11 – конденсатор; 12 – клапаны.

Физическая энергия газа, дросселируемого на ГРС и ГРП, может быть использована во все периоды года по схеме на рисунке 5.2. Детандергенератор (ДГА) топливо-насосной установки (ТНУ) применяется для получения электроэнергии, теплоты и холода. Для подогрева газа перед ДГА может быть использован тепловой насос (ТН).

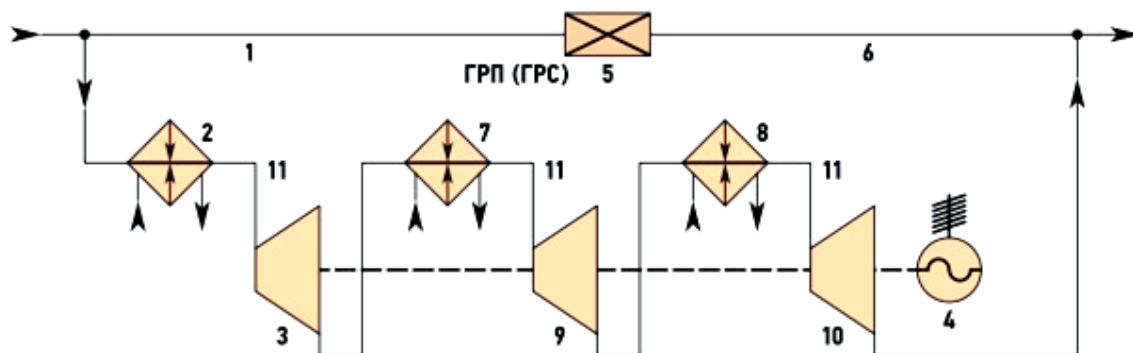


Рисунок 5.2 –Схема ДГА с трехступенчатым подогревом газа: 1 – трубопровод высокого давления; 2, 7, 8 – теплообменники подогрева газа; 3, 9, 10 – детандеры; 4 – электрогенератор; 5 – ГРП (ГРС); 6 – трубопровод низкого давления; 11 – соединительные трубопроводы

Теплота удаляемого воздуха из помещений административно-бытовых зданий может быть использована посредством тепловых насосов, которые объединяются в кольцевую систему. Такая схема реализует в одном контуре функции отопления, охлаждения и ГВС. В качестве источника теплоснабжения также может быть использована теплонасосная установка с грунтовым коллектором. В северных климатических условиях в теплый период года для поддержания определенного состояния грунта криолитозоны применяют схему, представленную на рисунке 5.3. В качестве испарителя применяется грунтовый коллектор [48].

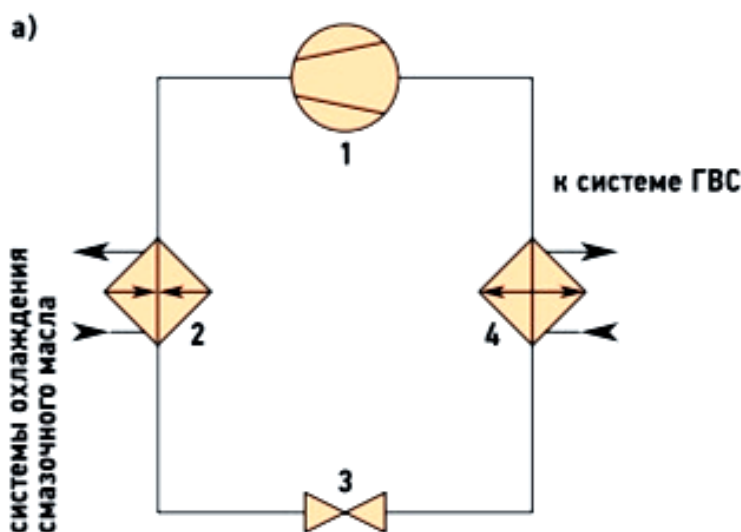


Рисунок 5.3 Схема для охлаждения смазочного масла с применением теплового насоса: 1 – компрессор; 2 – испаритель; 3 – вентиль; 4 – конденсатор

### **5.1.2 Снижение гидравлических сопротивлений за счет применения труб с внутренним покрытием**

На магистральных газопроводах трубы с внутренним покрытием используются, в первую очередь, для повышения производительности. Применение данного технического решения является одним из методов повышения энергоэффективности, позволяющим сократить потребляемую мощность и расход топлива на газоперекачивающей станции.

Основным достоинством «гладкостных» покрытий является снижение трения при транспортировке газа. Наряду с этим можно выделить ряд положительных факторов применения «гладкостных» внутренних покрытий:

- экономия энергозатрат на перекачку и сжатие в процессе эксплуатации трубопровода обеспечивает окупаемость внутреннего покрытия за 3–5 лет;
- улучшенный режим движения газа. Турбулентность потока значительно снижается при наличии внутреннего покрытия, что ведет к снижению критических состояний, определяемых режимом движения газа;
- значительное снижение капитальных затрат за счет возможности уменьшения диаметра трубопровода, обусловленной повышением его пропускной способности.

Установлено, что для газопроводов достаточно нанести покрытие толщиной 40 – 75 мкм. Для магистральных газопроводов эффективность применения гладкостных покрытий прямо пропорциональна диаметру трубопровода.

Замена одного километра участка газопровода с применением труб с внутренним покрытием снижает потребляемую мощность газоперекачивающей станции на 30,5 – 70,6 кВт; при применении труб с внутренним покрытием вдоль всего участка газопровода между компрессорной станцией потребляемая мощность эксплуатируемой станции снижается на 22 – 23 %.

Локальный энергосберегающий эффект зависит от места применения внутреннего покрытия: с увеличением протяженности магистральных газопроводов снижается потребляемая мощность ГПС [35].

### **5.2 Меры по энергосбережению, реализованные непосредственно в автономной газовой водогрейной котельной**

Важной частью правильной работы котельной является соблюдение водохимического режима тепловых сетей. Коррозия трубопроводов приводит к ухудшению процессов теплообмена и дополнительному расходу энергии. Загрязнение сетевой воды отложениями и продуктами коррозии влечёт за собой колоссальный рост энергозатрат на транспортировку тепла.

Сократить количество солевых отложений в котлах и трубопроводах можно путём добавления в воду реагентов, содержащих фосфонаты и акрилаты. Удаление продуктов коррозии производится путём продувки. Это не только улучшит теплосъём и теплопередачу, но и снизит эксплуатационные затраты на объект без потерь качества тепловых сетей.

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |  | 52   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |  |      |

В рассматриваемой в выпускной квалификационной работе бакалавра автономной водогрейной газовой котельной мощностью 6 МВт, используемой в качестве резервного источника теплоснабжения, система химводоподготовки находится за пределами здания котельной и является общей для всей промышленной площадки газоперекачивающей станции Пангодинского линейного производственного управления магистральных газопроводов.

Система химводоочистки на ГПС реализуется с помощью фильтров обезжелезивания воды серии "СР", предназначенных для очистки от железа и марганца воды, используемой в системах коммунального и производственного водоснабжения. Перед поступлением на фильтры исходная вода подвергается предварительной аэрации для эффективного окисления железа и марганца. При необходимости удаления сложных комплексных соединений железа и марганца допускается хлорирование или озонирование воды, а также дозирование перед фильтрами перманганата калия.

Основные требования, предъявляемые к качеству обрабатываемой воды:

- железо общее – до 15 мг/л, в том числе двухвалентное не менее 70%;
- марганец – не более 0,5 мг/л;
- растворенный кислород – не менее 20% от содержания общего железа;
- водородный показатель рН – не менее 6,8;
- общая щелочность – не менее 2,5 мг-экв/л;
- сероводород и сульфиды – не более 0,3 мг/л;
- нефтепродукты – отсутствие;
- твердые абразивные частицы – отсутствие;
- окисляемость перманганатная – не более 6,0 мг/л;
- температура - 5-35 °С.

При отсутствии в обрабатываемой воде требуемого количества растворенного кислорода, в случае присутствия в ней марганца и/или сероводорода необходимо предусматривать ее принудительную аэрацию:

- напорную – с помощью водовоздушного эжектора или компрессора;
- безнапорную – путем свободного излива воды в приемный резервуар и/или барботаж в нем воды воздухом;
- рекомендуемый удельный расход воздуха при напорной аэрации – 2 – 2,5 мл на 1 мг содержащегося в обрабатываемой воде двухвалентного железа;
- при использовании напорной аэрации воды в случае большого содержания в ней железа и марганца перед фильтрами рекомендуется устанавливать специальные приспособления для удаления избыточного воздуха – аэрационные колонны, автоматические воздухоотделительные клапаны, и т.п.

Схема станции химводоподготовки п/п «Пангодинская» представлена на рисунке 5.4.

Снижение расхода электроэнергии на 25-30% обеспечивает использование частотных приводов и устройств плавного пуска. Преобразователь частоты насосного оборудования полностью устраняет токовые перегрузки двигателя, а также исключает проскальзывание ремней. Благодаря установке частотного привода ликвидируется необходимость перезапуска технологического процесса при кратко-

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | 53   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |      |

временном отключении питания. В таком случае производится повторное безударное включение на вращающийся двигатель. Устройство плавного пуска является регулятором напряжения, который обеспечивает плавный пуск и остановку двигателей, что значительно снижает пусковые токи и ограничивает провалы напряжения в сети. Помимо сохранения электрической энергии данное решение актуально за счёт продления срока эксплуатации двигателя на 15%.

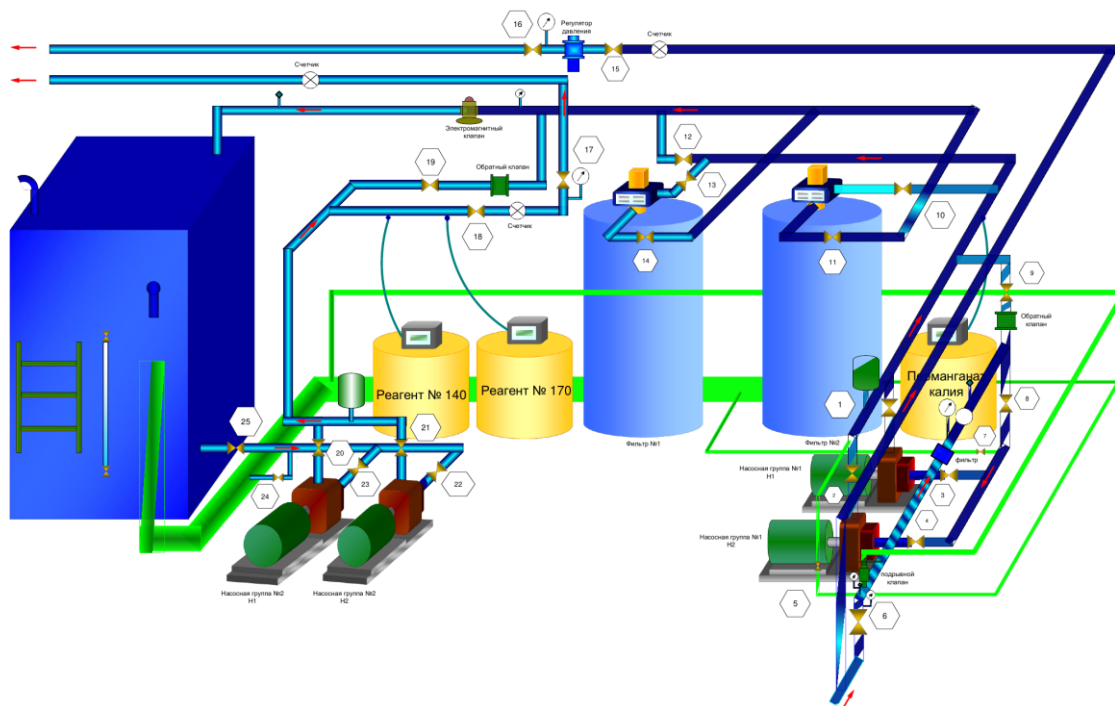


Рисунок 5.4 – Схема станции химводоподготовки п/п «Пангодинская»

Экономии топлива можно также достичь путём установки погодозависимой системы регулирования. Такая система управляет выработкой и отпуском тепловой энергии. Она позволяет регулировать автоматически температуру теплоносителя в разных контурах в зависимости от внешних факторов и погодных условий. В состав системы регулирования входят датчик контроля наружной температуры, который устанавливают с северной стороны снаружи объекта, и контроллер. В контроллере устанавливается температурная кривая, отражающая зависимость изменения температуры наружного воздуха и температуры теплоносителя. По выстроенной кривой автоматически определяются условия для создания теплового комфорта в помещениях. Как правило, для большей точности устанавливают датчики и внутри помещений.

Помимо обеспечения теплового комфорта в отапливаемых объектах, котельные, использующие погодозависимые системы регулирования, экономят до 15% топлива в сравнении с котельными, где данное решение не применяется.

Перечисленные мероприятия не только решают столь актуальную в наши дни проблему энергосбережения. Их применение также ведёт к экономии затрат на обслуживание котельных установок, продлению срока эксплуатации оборудования и снижению вредоносного воздействия на экологию окружающей среды [40].

|      |      |          |       |      |
|------|------|----------|-------|------|
| Изм. | Лист | № докум. | Подп. | Дата |
|------|------|----------|-------|------|

13.03.01.2019.956.09 ПЗ

лист

54

## 6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Влияние топливно-энергетического комплекса на окружающую среду носит отрицательный характер. Основными проблемами при сжигании органического топлива является загрязнение окружающей среды окислами азота, серы, золой. Также велико влияние котельных на парниковый эффект вследствие выбросов углекислого газа. Для уменьшения вредного воздействия на окружающую среду необходимо разрабатывать более эффективные технологии сжигания органического топлива и организовать систему экологического мониторинга на объектах теплоэнергетики [36].

При полном сгорании топлива в атмосферу выбрасываются водяной пар  $H_2O$ , углекислый газ  $CO_2$ , диоксид серы  $SO_2$ , окислы азота  $NO$  и  $NO_2$ , твердые частицы золы уноса. При неполном сгорании к названным газам добавляются монооксид углерода (угарный газ)  $CO$  и более сложные органические соединения, в том числе такие опасные, как фураны и диоксины. К твердым частицам золы прибавляются частицы сажи и несгоревшего топлива. Из перечисленных веществ только водяной пар не представляет опасности для окружающей среды. Углекислый газ, не оказывая непосредственного вредного влияния на животных и растения, накапливаясь в атмосфере, приводит, по современным представлениям, к усилению парникового эффекта и глобальному изменению климата. Остальные компоненты дымовых газов в той или иной степени опасны для человека, животных и растений.

Для предотвращения или уменьшения вредного влияния источников теплоснабжения на окружающую среду разработаны и законодательно утверждены способы расчета и экспериментального определения для каждого потенциального источника предельно допустимых выбросов (ПДВ). ПДВ — это выброшенный в окружающую среду за единицу времени объем (количество) загрязняющего вещества, превышение которого ведет к неблагоприятным последствиям. В отдельных случаях возможно применение в течение определенного срока временно согласованных выбросов ВСВ. Выброс вредных веществ в атмосферный воздух стационарным источником допускается только на основании разрешения, выданного территориальным органом специально уполномоченного федерального органа исполнительной власти в области охраны атмосферного воздуха. Предприятия, осуществляющие выбросы, должны их оплачивать в соответствии с постановлением Правительства РФ от 12 июня 2003 г. № 344 [28]. В то же время в приземном слое атмосферы (на высоте 1,5 м от поверхности земли) концентрация вредных веществ не должна превышать также законодательно установленных величин, называемых предельно допустимыми концентрациями — ПДК. Таким образом, для каждого источника загрязнения ограничены объемы выбросов каждого из загрязняющих веществ и концентрация этого вещества в атмосфере на уровне земли.

В рассматриваемой в выпускной квалификационной работе бакалавра автономной газовой водогрейной котельной промышленной площадки ГПС Пано-

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | 55   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |      |

гдинского Линейного Производственного Управления Магистральных Газопроводов предлагается установить котельные агрегаты, работающие на природном газе. Резервного топлива не предусматривается, поэтому в топочной камере образуется, в основном, окись азота NO (более 95%).

Образование окислов азота в топках происходит главным образом в результате окисления азота воздуха при высоких температурах, а также при разложении и окислении азотосодержащих соединений, входящих в состав топлива. В дымовых газах котлоагрегатов окислы азота обычно состоят на 95...99% из окиси азота NO и лишь на 1...5% из двуокиси азота NO<sub>2</sub>.

Методы подавления образования окислов азота в топках котлов:

- снижение избытка воздуха;
- рециркуляция дымовых газов;
- двухстадийное (двухступенчатое) сжигание;
- снижение подогрева воздуха;
- организация факельного процесса горения;
- подача воды и пара в зону горения [22].

Определим в данном разделе максимальную приземистую концентрацию выбросов из дымовой трубы, рассчитаем количество выбросов оксидов азота, и произведем конструктивный расчет дымовой трубы, чтобы определить ее конструктивные размеры – диаметр и высоту, необходимые для рассеивания вредных выбросов.

## 6.1 Определение объемов продуктов сгорания топлива

При разработке автономной котельной для промплощадки ГПС предлагается установить два водогрейных котла ТЕРМОТЕХНИК ТТ100 фирмы «Энтророс», мощностью 3000 кВт каждый. Котельная предназначена для выработки тепловой энергии на нужды отопления, вентиляции и технологии зданий и сооружений промышленной площадки.

Функционирование котельной предполагается в течение отопительного периода, то есть в соответствие с климатологическими данными для города Надым определенным по СП 131.13330.2012 "Строительная климатология" [13], период со среднесуточной температурой наружного воздуха  $\leq 8$  °С составляет 278 суток.

Топливом служит природный газ с теплотворной способностью  $Q_n^p = 8040$  ккал/м<sup>3</sup> = 33,69МДж/м<sup>3</sup>;

Расчетный состав топлива [10]:

CH<sub>4</sub> = 95,7%;

C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> = 1,9 %;

C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> = 0,5 %;

C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> = 0,3%;

C<sub>5</sub>H<sub>12</sub> = 0,1%;

N<sub>2</sub> = 1,3 %;

CO = 0,2 %.

|     |      |          |       |      |  |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|--|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |  |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |  |  |  |  | 56   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата |  |  |  |  |      |

13.03.01.2019.956.09 ПЗ

Расчет объема дымовых газов при нормальных условиях выполнен выше в подразделе 3.5 «Тепловой расчет котла». По расчету получено, что  $V_2 = 11,853 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

Объем продуктов сгорания, образующихся при сжигании топлива при нормальных условиях (6.1):

$$V_{ny} = \frac{P_{ny} \cdot V_2 \cdot T}{P \cdot T_{ny}}, \quad (6.1)$$

где  $T = t_{yx} = 186 \text{ }^\circ\text{C} = 459 \text{ K}$  – температура уходящих газов котла ТЕРМОТЕХНИК ТТ100;

$P_{ny} = 101090 \text{ Па}$  – давление при нормальных условиях;

$T_{ny} = 273 \text{ K}$  – температура при нормальных условиях;

$V_r$  – объем продуктов полного сгорания топлива при  $\alpha > 1$ ;

$P = 97000 \text{ Па}$  – атмосферное давление.

$$V_{ny} = \frac{101090 \cdot 11,853 \cdot 459}{97000 \cdot 273} = 20,77 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

## 6.2 Расчет максимальной приземной концентрации выбросов из дымовой трубы

Максимальная приземистая концентрация выбросов из дымовой трубы будет наблюдаться в период максимальной нагрузки котлов, т.е. в зимний период при температуре  $-45 \text{ }^\circ\text{C}$ . Значит, расчеты будем вести для этого температурного режима.

Для автономной газовой водогрейной котельной целесообразнее будет установить две дымовые трубы для каждого котельного агрегата.

Расход топлива на котлы определим по формуле (6.2):

$$B_p = \frac{Q}{Q_n^p \cdot \eta}, \quad (6.2)$$

где  $Q = 3000 \text{ кВт} = 3 \text{ МВт}$  – мощность котла ТТ100;

$\eta = 92,5 \%$  – КПД котла ТТ100.

$$B_p = \frac{3}{33,69 \cdot 0,925} = 0,096 \text{ м}^3/\text{с};$$

Объем продуктов сгорания, образующихся при работе котлов (6.3):

$$V = V_{ny} \cdot B_p \quad (6.3)$$

$$V = 20,77 \cdot 0,096 = 1,99 \text{ м}^3/\text{с};$$

|      |      |          |       |      |                         |      |
|------|------|----------|-------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |       |      |                         | лист |
|      |      |          |       |      | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ | 57   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подп. | Дата |                         |      |



### 6.3 Расчет выброса оксидов азота

В топочной камере образуется в основном окись азота NO (более 95%). Образование двуокиси азота NO<sub>2</sub> за счет окисления NO происходит при низких температурах и требует значительного времени. Выброс окислов азота, г/с, рассчитывается по NO<sub>2</sub>.

Расчет выбросов оксидов азота ведется согласно методике определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 20 Гкал/час [26] для зимнего периода.

Суммарное количество оксидов азота, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами рассчитывается по формуле (6.4):

$$M_{NO_2} = B_P \cdot Q_n^p \cdot K_{NO_2}^z \cdot \beta_K \cdot \beta_t \cdot \beta_\alpha \cdot (1 - \beta_\Gamma) \cdot (1 - \beta_\delta) \cdot k_{II}, \quad (6.4)$$

где  $K_{NO_2}^z$  – удельный выброс оксидов азота при сжигании газа, г/МДж, для водогрейных котлов (6.5):

$$K_{NO_2}^z = 0,0113 \cdot \sqrt{Q_T} + 0,03, \quad (6.5)$$

где  $Q_T$  – фактическая тепловая мощность котла по введенному в топку теплу, МВт, определяемая по формуле (6.6):

$$Q_T = B_p \cdot Q_n^p, \quad (6.6)$$

$$Q_T = 0,096 \cdot 33,69 = 3,23 \text{ МДж/с};$$

$$K_{NO_2}^z = 0,0113 \cdot \sqrt{3,23} + 0,03 = 0,05 \text{ г/МДж};$$

$\beta_K = 1$  – безразмерный коэффициент, учитывающий принципиальную конструкцию горелки;

$\beta_t$  – безразмерный коэффициент, учитывающий температуру воздуха, подаваемого для горения (6.7):

$$\beta_t = 1 + 0,002 \cdot (t_{zg} - 30), \quad (6.7)$$

$t_{zg}$  – температура горячего воздуха, °С.

$$\beta_t = 1 + 0,002 \cdot (1000 - 30) = 2,94.$$

$\beta_\alpha = 1$  – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха на образование оксидов азота;

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | 58   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |      |

$\beta_r$  – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов через горелки на образование оксидов азота (6.8):

$$\beta_r = 0,16 \cdot \sqrt{r}, \quad (6.8)$$

где  $r$  – степень рециркуляции дымовых газов.

$$\beta_r = 0,16 \cdot \sqrt{1} = 0,16.$$

$\beta_s = 0,01$  – безразмерный коэффициент, учитывающий ступенчатый ввод воздуха в топочную камеру.

$k_{II}$  – коэффициент пересчета, при определении выбросов в граммах в секунду  $k_{II} = 1$ .

$$M_{NO_2} = 0,096 \cdot 33,69 \cdot 0,05 \cdot 1 \cdot 2,94 \cdot 1 \cdot (1 - 0,16) \cdot (1 - 0,01) \cdot 1 = 0,395 \text{ г/с};$$

$$ПДК = 0,085 \text{ мг/м}^3.$$

#### 6.4 Расчет минимальной высоты дымовой трубы

Для снижения концентрации выбросов на уровне земли требуется обеспечить их рассеивание посредством дымовых труб. Рассеивание (диффузия) токсогенов, выделяемых различными источниками, происходит под влиянием турбулентности, свойственной приземному слою атмосферы. Различные слои воздуха интенсивно перемешиваются во всех направлениях. Это приводит к разбавлению загрязненных слоев и к падению концентрации токсогенов в них. Турбулентность атмосферы может иметь механическое и термическое происхождение. В первом случае она возникает главным образом в результате трения ветрового потока о поверхность почвы. С увеличением шероховатости поверхности интенсивность турбулентности возрастает, так как возрастает размер вихрей, распространяющихся до больших высот. Другим источником турбулентности в атмосфере является неравномерное распределение температуры (тепловое расслоение приземного слоя воздуха).

Турбулентность ветра играет большую роль в процессе атмосферного тепло-массообмена, благодаря которому происходит рассеивание газовых и пылевых облаков в атмосфере.

Из дымовых труб поток газов выбрасывается в высокие слои атмосферы, перемешивается с воздухом, за счет чего концентрация вредных веществ на уровне дыхания снижается до нормативного значения. К тому же окислы азота и серы, попавшие в атмосферу, там не накапливаются, т.к. под действием ультрафиолетового излучения сравнительно быстро происходит самоочищение.

Расчет рассеивания выбросов ведется в соответствии с СН-369-74, согласно которым минимальная высота трубы определяется из условия, что максимальная

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | 59   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |      |

концентрация вредного вещества в приземном слое  $C_m$  не превосходит максимально разовую ПДК этого вещества в атмосферном воздухе (6.9).

$$C_m \leq \text{ПДК} \quad (6.9)$$

В соответствии с этим уравнением минимально допустимая высота трубы  $H$ , м, при которой обеспечивается значение  $C_m$ , равное ПДК, при наличии  $Z$  труб одинаковой высоты и выброса при температуре выбрасываемых газов большей температуры атмосферного воздуха ( $\Delta T > 0$ ), может быть рассчитана по формуле (6.10):

$$H = \sqrt{AFnm\eta \frac{M}{\text{ПДК}} \sqrt[3]{\frac{Z}{V_1 \Delta T}}} \quad (6.10)$$

где  $M$  – расход выбрасываемого в атмосферу вещества, г/с;

$\Delta T$  – разность температур выбрасываемых газов и атмосферного воздуха;

$V_1$  – полный расход дымовых газов на срезе (устье) трубы, м<sup>3</sup>/с;

$A = 160$  – коэффициент, учитывающий рассеивающие свойства атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях, определяется климатической зоной;

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

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

$\eta$  – поправочный коэффициент на рельеф. Если перепад высот в местности размещения источника выбросов не превышает 50 м на 1 км или препятствия (откосы, каньоны, горная гряда и т.п.) удалены более чем на 50H, то  $\eta = 1$ .

Задаем скорость газа на выходе из дымовой трубы при естественной тяге:

$$w_2 = 10 \text{ м/с.}$$

Диаметр дымовой трубы определим по формуле (6.11):

$$D_0 = \sqrt{\frac{4 \cdot V}{\pi \cdot w_2}}, \quad (6.11)$$

$$D_0 = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,99}{3,14 \cdot 10}} = 0,5 \text{ м;}$$

Принимаем диаметры устьев дымовых труб из стандартного ряда стальных труб  $D_0 = 0,5$  м. Тогда скорость газа будет определяться по формуле (6.12):

|     |      |          |       |      |                         |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|------|
|     |      |          |       |      | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ | лист |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата |                         | 60   |

$$w_2 = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot D_0^2} \quad (6.12)$$

$$w_2 = \frac{4 \cdot 1,99}{3,14 \cdot 0,5^2} = 10,14 \text{ м};$$

Задаемся высотой дымовых труб  $h_1 = 10$  м и находим значение коэффициента  $m$  по формуле (6.13):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}}, \quad (6.13)$$

где коэффициент  $f$  определяется по формуле (6.14):

$$f = \frac{10^3 w_2^2 D_0}{h_1^2 \Delta T}, \quad (6.14)$$

где  $\Delta T_1 = 186 + 273 - (-34 + 273) = 220$  К;

$$f = \frac{10^3 \cdot 10,14^2 \cdot 0,5}{10^2 \cdot 220} = 2,34;$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{2,34} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{2,34}} = 0,78;$$

Безразмерный коэффициент  $n$  определяется в зависимости от параметра  $v_m$  (6.15):

$$\left. \begin{array}{l} \text{при } v_m \leq 0,3 \quad n = 3; \\ \text{при } 0,3 \leq v_m \leq 2 \quad n = 3 - \sqrt{(v_m - 0,3)(4,36 - v_m)}; \\ \text{при } v_m > 2 \quad n = 1. \end{array} \right\} \quad (6.15)$$

Параметр определяется по формуле (6.16):

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T / h_1} \quad (6.16)$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{1,99 \cdot 220}{10}} = 2,29 \text{ м / с};$$

|     |      |          |       |      |                         |            |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|------------|
|     |      |          |       |      | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ | лист<br>61 |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата |                         |            |

Т.к.  $v_m > 2$ , то  $n = 1$ .

Расчетная высота дымовых труб определяется по формуле (6.10):

$$H_1 = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 0,78 \cdot 1 \cdot 1 \cdot \frac{0,395}{0,085} \sqrt[3]{\frac{1}{1,99 \cdot 220}}} = 8,77 \text{ м};$$

Задаемся высотой дымовых труб  $h_2 = 15$  м и находим значение коэффициента  $m$  по формуле (6.13):

$$f = \frac{10^3 \cdot 10,14^2 \cdot 0,5}{15^2 \cdot 220} = 1,04;$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{1,04} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{1,04}} = 0,9;$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{1,99 \cdot 220}{15}} = 2,00 \text{ м/с};$$

Т.к.  $v_m = 2$ , то  $n = 3 - \sqrt{(2 - 0,3)(4,36 - 2)} = 0,99$ .

Расчетная высота дымовых труб определяется по формуле (6.10):

$$H_2 = \sqrt{160 \cdot 0,99 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot \frac{0,395}{0,085} \sqrt[3]{\frac{1}{1,99 \cdot 220}}} = 9,35 \text{ м};$$

Задаемся высотой дымовых труб  $h_3 = 5$  м и находим значение коэффициента  $m$  по формуле (6.13):

$$f = \frac{10^3 \cdot 10,14^2 \cdot 0,5}{5^2 \cdot 220} = 9,35;$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{9,35} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{9,35}} = 0,59;$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{1,99 \cdot 220}{5}} = 2,89 \text{ м/с};$$

|     |      |          |       |      |                         |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|------|
|     |      |          |       |      |                         | лист |
|     |      |          |       |      | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ | 62   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата |                         |      |

Т.к.  $v_m > 2$ , то  $n = 1$ .

Расчетная высота дымовых труб определяется по формуле (6.10):

$$H_3 = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 0,59 \cdot 1 \cdot 1 \cdot \frac{0,395}{0,085} \sqrt[3]{\frac{1}{1,99 \cdot 220}}} = 7,79 \text{ м};$$

Найденные значения высот трубы откладываются на графике  $h=f(H)$ , представленном на рисунке 6.1, где  $h$  – заданная высота дымовой трубы,  $H$  – расчетная высота дымовой трубы с одинаковой ценой деления по осям координат. Точки соединяют плавной кривой, затем проводят биссектрису координатного угла. Точка пересечения кривой и биссектрисы дает искомую минимальную высоту дымовой трубы  $H$ .

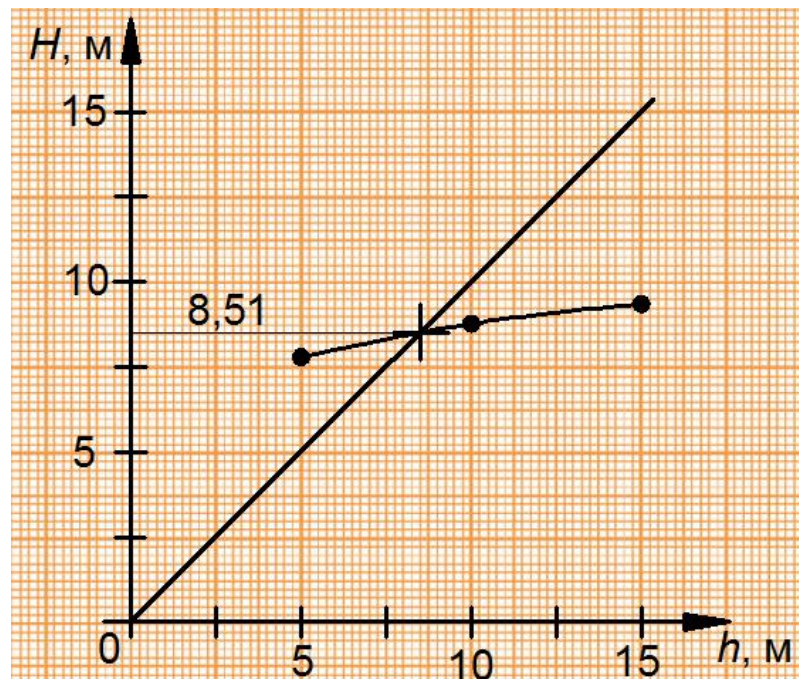


Рисунок 6.1 – График для определения минимальной высоты дымовых труб

По графику получаем искомую минимальную высоту дымовой трубы 8,51 м. Выбираем дымовые трубы стандартной высоты из ряда стальных труб 10 м высотой, и 0,5 м диаметром – для каждого котла ТЕРМОТЕХНИК ТТ100.

Для выбранной высоты дымовой трубы определим концентрации загрязняющих веществ в приземистом слое атмосферы. Максимальная приземная концентрация вредных веществ,  $\text{мг/м}^3$ , для выброса из одиночного точечного источника с круглым устьем определяется по формуле (6.17):

$$c_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n}{h^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}} \quad (6.17)$$

Коэффициенты  $m$  и  $n$  для высоты дымовой трубы, равной 10 м рассчитаны выше:  $m = 0,78$ ;  $n = 1$ .

Определим максимальную приземистую концентрацию для диоксида азота по формуле (6.17):

$$C_m = \frac{160 \cdot 0,395 \cdot 1 \cdot 0,78 \cdot 1}{10^2 \cdot \sqrt[3]{1,99 \cdot 220}} = 0,065 \text{ мг} / \text{м}^3;$$

$$\text{ПДК}_{\text{NO}_2} = 0,085 \text{ мг} / \text{м}^3.$$

Полученный результат удовлетворяет условию (6.9):

$$0,065 \text{ мг} / \text{м}^3 \leq 0,085 \text{ мг} / \text{м}^3;$$

Максимальная концентрация выбросов  $\text{NO}_2$  не превышает ПДК, поэтому можно сделать вывод о правильности расчетов и выбору высоты и диаметра дымовых труб для автономной водогрейной газовой котельной промышленной площадки ГПС Паногдинского Линейного Производственного Управления Магистральных Газопроводов.

Дымоотвод в составе дымового канала и дымовой трубы предназначен для отвода дыма и продуктов сгорания топлива от теплогенерирующих аппаратов, а также для создания тяги (естественного разрежения).

Дымовые трубы монтируются в единую систему из модульных дымоотводов, соединяемых между собой в «раструб». Раструбное соединение обеспечивает герметичность, низкое аэродинамическое сопротивление и гладкую внутреннюю поверхность системы дымовых каналов. Места соединения звеньев дымового канала стягиваются хомутами.

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | 64   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |      |

## 7 АВТОМАТИЗАЦИЯ – ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В данном разделе дано краткое описание технологического оборудования рассматриваемой в ВКР автономной котельной промплощадки ГПС Паногдинского ЛПУ МГ, перечислены задачи системы автоматизации, режимы ее работы, технические требования, предъявляемые к системе автоматического управления котельной, к ее функциям, к организационному и математическому обеспечению, а также требования по надежности.

### 7.1 Краткое описание технологического оборудования

Технологическим объектом, рассматриваемым в выпускной квалификационной работе бакалавра является автономная газовая водогрейная котельная промышленной площадки ГПС Паногдинского Линейного Производственного Управления Магистральных Газопроводов мощностью 6МВт.

В котельной предусматривается следующее основное и вспомогательное оборудование:

- котлы водогрейный 3000 кВт каждый в количестве двух штук;
- горелки газовые 3000 кВт каждая в количестве двух штук;
- насосное оборудование;
- система автоматики и диспетчеризации;
- система топливоснабжения котлов в границах здания котельной;
- технологические трубопроводы;
- газодымовой тракт и дымовая труба;
- система комплексного учета потребляемых и вырабатываемых энергоресурсов.

Разрабатываемая котельная предназначена для выработки тепловой энергии на нужды отопления, вентиляции и технологии зданий и сооружений промышленной площадки.

Основным оборудованием, которое предлагается установить в котельной, являются два водогрейных котла, мощностью 3 МВт каждый, оба из которых являются рабочими. Отпуск теплоносителя от котельной выполняется в двухтрубные тепловые сети. Теплоноситель – вода с параметрами:

- температура  $T_1=115\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $T_2=70\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;
- давление 0,6 МПа.

Подпитка системы теплоснабжения выполняется химочищенной водой за пределами котельной. В качестве основного топлива используется природный газ, резервного топлива не предусмотрено. Котельная по надежности теплоснабжения относится к первой категории.

Тепловой схемой котельной предусмотрен качественный отпуск теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха. Отвод продуктов сгорания осуществляется через дымовые трубы.

Принципиальная схема котельной представлена в графической части ВКР.

|     |      |          |       |      |  |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|--|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |  |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |  |  |  |  | 65   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата |  |  |  |  |      |

13.03.01.2019.956.09 ПЗ



## 7.2 Постановка задачи автоматического контроля и регулирования объекта

В разделе предусматривается разработка системы автоматического контроля и управления котельной (далее САУ).

Объектами контроля и управления общекотельной САУ являются:

- локальные системы управления (ЛСУ) котлов К1 и К2;
- горелки котлов К1 и К2;
- система учета энергоресурсов;
- система обнаружения загазованности;
- оборудования КИПиА котельной;
- исполнительные механизмы (клапаны, звуковая сигнализация);

Система автоматизации котельной состоит из:

- системы общекотельной автоматики (шкаф управления ШУ);
- системы автоматики безопасности и управления котловыми агрегатами и газовыми горелками. Каждая горелка оснащена отдельным контроллером безопасности, который включает в себя управление, контроль и защиту горелки;
- система учета тепла, топлива;

Проектируемая система автоматизации котельной должна обеспечивать автоматическое управление, регулирование, сигнализацию и защиту основного и вспомогательного оборудования без присутствия обслуживающего персонала.

Котельная подключается к существующим тепловым сетям по схеме, обеспечивающим возможность ее работы в следующих режимах:

- «РЕЗЕРВ» – теплоснабжение объектов осуществляется от системы утилизации тепла промплощадки КС (от котлов-утилизаторов тепла ГПА);
- «РАБОТА» – теплоснабжение осуществляется от котельной (система утилизации тепла промплощадки недостаточной мощности);
- «ПОДМЕШИВАНИЕ» – система работает совместно (в параллели) с системой утилизации.

## 7.3 Технические требования, предъявляемые к системе автоматического управления котельной

Общекотельная САУ должна быть выполнена на базе программируемых логических контроллеров с коммуникационным оборудованием и панелью управления и сигнализации на двери шкафа управления котельной.

Аварийные сигналы должны фиксироваться в энергозависимой памяти контроллера в режиме реального времени.

Программно-технические средства, на базе которых строится САУ, должны изготавливаться серийно на российских предприятиях. Составные части оборудования, аппаратуры на момент поставки должны иметь сертификаты соответствия.

Все метрологические характеристики измерительных и управляющих модулей должны быть представлены фирмой-изготовителем в документации на технические и программные средства.

|     |      |          |       |      |  |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|--|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |  |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |  |  |  |  | 66   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата |  |  |  |  |      |

13.03.01.2019.956.09 ПЗ

В системе должны быть предусмотрены программные и аппаратные средства защиты от неквалифицированных действий персонала, способных привести к нарушениям технологического режима.

В САУ также необходимо предусмотреть режим местного управления оборудованием котельной (на случай отключения САУ или выхода ее из строя).

Режим работы САУ непрерывный с остановами на техническое обслуживание во время остановов котельной.

САУ должна поставляться как законченный программно-технический комплекс в комплекте с отлаженным программно-техническим обеспечением, методами калибровки и поверки средств измерения, калибровки информационных каналов.

В САУ должен быть предусмотрен резерв по каналам ввода, вывода сигналов и передачи команд не менее 20 %.

Передача информации в вышестоящую систему АСУ ТП компрессорной станции от системы учета тепловой энергии, топливного газа должна осуществляться через САУ общекотельной автоматики по общему цифровому каналу связи RS485 с протоколом обмена Modbus.

Проектируемые системы локальной автоматики, составляющие САУ котельной, должны быть интегрированы в вышестоящую систему АСУ ТП компрессорной станции.

### 7.3.1 Требования к функциям САУ

Система общекотельной автоматики должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- каскадное управление, обеспечивающее необходимое включение котлов (выдаваемую мощность) в зависимости от тепловой нагрузки сети;
- поддержание заданной температуры в прямом трубопроводе системы отопления по температурному графику 115 – 70 °С в зависимости от температуры наружного воздуха;
- поддержание давления в обратном трубопроводе контура котлов;
- контроль загазованности;
- контроль давления газа на вводе в котельную;
- аварийное закрытие газового клапана на вводе в котельную при следующих ситуациях:

- а) загазованность 10 % НКПР по CH<sub>4</sub>;
- б) загазованность более 20 мг/м<sup>3</sup> по CO;
- в) пожар в помещении.

Открытие клапана при возникновении вышеописанных ситуаций производится в ручном режиме. Системы управления технологическим оборудованием котельной должны учитывать принцип соблюдения наработки равного ресурса каждым агрегатом (котлом). Передача информации в вышестоящую АСУ ТП должна быть предусмотрена по интерфейсной линии связи и по физической линии связи (сигналы типа «сухой контакт»).

|     |      |          |       |      |  |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|--|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |  |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |  |  |  |  | 67   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата |  |  |  |  |      |

13.03.01.2019.956.09 ПЗ

### 7.3.2 Требования к организационному обеспечению

Организационное обеспечение должно быть представлено в виде руководства по эксплуатации, которое должно позволять определить порядок действия оперативного персонала при работе с технологическим оборудованием и программно-техническим комплексом без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Состав и содержание документации по организационному обеспечению САУ должны соответствовать требованиям РД 50-34.698 [12] и ГОСТ 34.201 [9].

### 7.3.3 Требования к математическому обеспечению

Математическое обеспечение контроллеров, кроме функции по обработке текущей информации, должно производить выполнение управляющих и противоаварийных функций.

Математическое обеспечение САУ должно обеспечить выполнение основных функций хранения и предоставления информации.

Для этого необходимо предусмотреть разработку алгоритмов сбора и первичной обработки аналоговой информации, алгоритмов технологического контроля и управления, а также алгоритмов ведения истории параметров и архивации состояния на срок не менее 6 месяцев.

Общекотельная САУ должна предусматривать выполнение следующих алгоритмов противоаварийной защиты:

- автоматическое включение свето-звукового сигнала на входе в котельную и у диспетчера при пожаре и аварийной загазованности по СО и СН<sub>4</sub>;
- автоматическое закрытие клапан КЭМ1 на входе газа при пожаре и аварийной загазованности по СО и СН<sub>4</sub>;
- блокирование запуска котлов при аварийных параметрах.

### 7.3.4 Требования к надежности

Надежность функционирования САУ должна соответствовать требованиям и характеризоваться показателями безотказности, ремонтпригодности и долговечности согласно ГОСТ 24.701-86 «Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Надежность автоматизированных систем управления. Основные положения» [8].

Среднее время наработки на отказ должно быть:

- по информационным функциям – не менее 40 000 часов;
- по функциям управления – не менее 50 000 часов.

Среднее время восстановления работоспособности по любой функции и в целом не должно превышать 0,5 часа.

Места подключения защитного заземления должны располагаться на видном месте и четко обозначаться.

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | 68   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |      |

## 7.4 Разработка функциональной схемы автоматического контроля и регулирования объекта

Функциональная схема автоматизации котельной представлена в графической части выпускной квалификационной работы бакалавра на листе формата А1.

Для контроля параметров, наблюдение за которыми необходимо при эксплуатации котельной, следует предусматривать показывающие приборы:

– для контроля параметров, изменение которых может привести к аварийному состоянию оборудования – сигнализирующие приборы;

– для контроля параметров, учет которых необходим для анализа работы оборудования или хозяйственных расчетов – регистрирующие или суммирующие приборы.

В таблице 7.1 представлен перечень входных, выходных и интерфейсных сигналов.

Таблица 7.1 – Перечень входных, выходных и интерфейсных сигналов

| Наименование параметра                                               | Поз. обозначение | Источник сигнала      | Диапазон измерения | Характеристика сигнала |
|----------------------------------------------------------------------|------------------|-----------------------|--------------------|------------------------|
| 1                                                                    | 2                | 3                     | 4                  | 5                      |
| Перечень входных сигналов                                            |                  |                       |                    |                        |
| Температура теплоносителя $T_1$ после котла К1                       | К1–4.1           | ДТС035-50М.1,0.160.ИЗ | 0...150 °С         | 4...20 мА              |
| Температура теплоносителя $T_{1н}$ до котла К1                       | К1–4.2           | ДТС035-50М.1,0.160.ИЗ | 0...150 °С         | 4...20 мА              |
| Температура теплоносителя $T_1$ после котла К2                       | К2–4.1           | ДТС035-50М.1,0.160.ИЗ | 0...150 °С         | 4...20 мА              |
| Температура теплоносителя $T_{1н}$ до котла К2                       | К2–4.2           | ДТС035-50М.1,0.160.ИЗ | 0...150 °С         | 4...20 мА              |
| Температура теплоносителя $T_1$ в коллекторе после котлов            | К1–4.3           | ДТС035-50М.1,0.160.ИЗ | 0...150 °С         | 4...20 мА              |
| Температура теплоносителя $T_{1н}$ в коллекторе на входе в котельную | К1–4.4           | ДТС035-50М.1,0.160.ИЗ | 0...150 °С         | 4...20 мА              |
| Давление теплоносителя $T_1$ после котла К1                          | К1–5.1           | ПД100-ДИ              | 0...1,6 МПа        | 4...20 мА              |

Продолжение таблицы 7.1

| 1                                                                 | 2      | 3          | 4                               | 5                       |
|-------------------------------------------------------------------|--------|------------|---------------------------------|-------------------------|
| Давление теплоносителя $T_{1н}$ до котла К1                       | К1-5.2 | ПД100-ДИ   | 0...1,6 МПа                     | 4...20 мА               |
| Давление теплоносителя $T_1$ после котла К2                       | К2-5.1 | ПД100-ДИ   | 0...1,6 МПа                     | 4...20 мА               |
| Давление теплоносителя $T_{1н}$ до котла К2                       | К2-5.2 | ПД100-ДИ   | 0...1,6 МПа                     | 4...20 мА               |
| Давление теплоносителя $T_1$ в коллекторе после котлов            | К-5.3  | ПД100-ДИ   | 0...1,6 МПа                     | 4...20 мА               |
| Давление теплоносителя $T_{1н}$ в коллекторе на входе в котельную | К-5.4  | ПД100-ДИ   | 0...1,6 МПа                     | 4...20 мА               |
| Загазованность по $CH_4$ 10% НКПР                                 | К-8.1  | СГОЭС      | 20 % НКПР                       | 24 В (СК)               |
| Неисправность сигнализатора загазованности                        | К-8.2  | СГОЭС      |                                 | 24 В (СК)               |
| Загазованность по СО 20мг/м <sup>3</sup> в котельной              | К-8.3  | СОУ1       | 20 мг/м <sup>3</sup>            | 24 В (СК)               |
| Авария котла К1                                                   | –      | ШУК1       | –                               | 24 В (СК)               |
| Авария котла Кт                                                   | –      | ШУК2       | –                               | 24 В (СК)               |
| Пожар                                                             | –      | ППКП       |                                 | 24 В (СК)               |
| Проникновение в котельную                                         | –      |            |                                 | 24 В (СК)               |
| Перечень выходных сигналов                                        |        |            |                                 |                         |
| Разрешение на пуск котлов                                         | ШУК1   | САУ        | –                               | 24 В (СК)               |
| Клапан КЭМ1 на входе газа в котельную закрыть                     | КЭМ1   | САУ        | –                               | ~220 В,<br>65 Вт        |
| Свето-звуковой сигнал у входа в котельную включить                | HLA1   | САУ        | –                               | 24 В (СК)               |
| Световой сигнал у входа в котельную включить                      | HL1    | САУ        | –                               | 24 В (СК)               |
| Питание сигнализатора загазованности                              | К-8.1  | САУ        | –                               | 24 В (СК)               |
| Перечень интерфейсных сигналов                                    |        |            |                                 |                         |
| Количество тепловой энергии, отпущенной в теплосеть               | К-7ж   | Профи-112М | –                               | RS485,<br>ModBus<br>RTU |
| Расход топливного газа в котельной                                | К-6а   | ЕК-270     | 40...800<br>м <sup>3</sup> /час | RS485,<br>ModBus<br>RTU |
| Параметры работы котла 1, 2                                       |        | ШУК1       |                                 | RS232,<br>ModBus<br>RTU |



## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Объектом рассмотрения в выпускной квалификационной работе является автономная газовая водогрейная котельная, расположенная на промышленной площадке газоперекачивающей станции. Котельная автоматизированная, работает без постоянного присутствия обслуживающего персонала, поэтому в данном разделе рассмотрим безопасные условия труда сотрудников газоперекачивающей станции. Будет оценено влияние потенциально опасных и вредных производственных факторов, описаны инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности сотрудников ГПС, рассмотрены санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования, мероприятия по обеспечению пожарной и взрывопожарной безопасности, а также экологичность рассматриваемого объекта.

### 8.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Газоперекачивающая станция располагается в рабочем поселке Пангоды Надымского района Ямало-Ненецкого автономного округа. Рабочие места расположены в укрытии блочно-комплектного газоперекачивающего агрегата (ГПА) и на открытой производственной площадке компрессорной станции.

При обслуживании производственных помещений промплощадки ГПС возможны следующие опасные и вредные производственные факторы:

- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- повышенный уровень шума из-за работающего ГПА;
- повышенный уровень вибрации из-за наличия в ГПА вращающихся частей;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенная загазованность рабочей зоны из-за сжигания топлива в процессе работы ГПА;
- пожароопасность.

По основному виду экономической деятельности установлен XXX класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2 % к начисленной оплате труда.

При работе газоперекачивающей станции возможны следующие аварийные ситуации:

- взрыв газовоздушной смеси;
- выброс газа без возгорания;
- выброс газа с возгоранием.

Любые аварийные ситуации при работе с природным газом носят крайне опасный характер. Компоненты газа ядовиты для человека, а сам газ до одоризации не имеет запаха, что увеличивает риск отравления при выбросах

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | 72   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |      |

газа без возгорания. Наиболее опасная ситуация – взрыв газовой смеси, к которому может привести нарушение технологического процесса или изношенность оборудования, так как взрыв газа носит разрушительный характер, повреждая здания, оборудование, травмируя людей.

На окружающую среду аварии, связанные с природным газом, влияют посредством увеличения содержания вредных компонентов в атмосфере из-за выбросов газа и повышения содержания диоксида углерода при горении газа.

## **8.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

Проектируемый объект расположен в Ямало-Ненецком автономном округе. Погодные условия отличаются следующими особенностями: затянувшейся продолжительной зимой, нежарким коротким летом (летними белыми и полярными зимними ночами), порывистыми ветрами. Поселок Пангоды окружают мерзлая тундра, топкие болота, множество озер, проток и низкорослых лесов. Климат в городе приближённый к субарктическому континентальному, с длительным (до 8 месяцев) зимним периодом. Продолжительность отопительного периода составляет 278 суток [13].

Оборудование работает в круглосуточном режиме, кроме плановых остановок для технического обслуживания. Агрегаты располагаются в специальных индивидуальных помещениях. Выполняемые работы особо энергозатратны, также много энергии тратится на обогрев жилых и производственных помещений.

В рабочей зоне газоперекачивающих агрегатов, перекачивающих природный газ температурный режим повышенный, поскольку при работе привода ГПА выделяется большое количество тепла. Влажность воздуха естественная и составляет 60 – 80%.

По санитарной характеристике технологический процесс относится к группе I и II – процессы, вызывающие загрязнение веществами 3 и 4 классов опасности; процессы, протекающие при избытках явного тепла или неблагоприятных метеорологических условиях.

Поскольку район размещения находится в холодной климатической зоне, зимой преобладают крайне низкие температуры воздуха, поэтому необходимо предусмотреть перерывы в работе персонала для обогрева, а также оборудовать места обогрева для сотрудников, работающих на участках без централизованного отопления.

## **8.3 Санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования**

Укрытие газоперекачивающего агрегата располагается на свайном фундаменте, на высоте 1 – 1,5 м от уровня поверхности. Объем рабочей зоны 100 – 110 м<sup>3</sup> в каждом ГПА. Эти данные соответствуют нормативным требованиям для работы двух человек.

|     |      |          |       |      |  |  |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|--|--|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |  |  |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |  |  |  |  |  | 73   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата |  |  |  |  |  |      |

13.03.01.2019.956.09 ПЗ



В помещении укрытия газоперекачивающего агрегата находятся опасные проходы, поскольку они располагаются рядом с нагретыми поверхностями и вращающимся оборудованием. Такие проходы должны быть оборудованы ограждением и предупредительными знаками.

В помещении установлены два типа вентиляции: приточно-вытяжная и аварийная. Выбор приточно-вытяжной вентиляции обоснован тем, что персонал находится в помещении только во время плановых осмотров оборудования или ремонта. Аварийная вентиляция обладает более мощными вентиляторами и необходима для ликвидации возможных выбросов газа.

Для нормальной работы персонала освещенность должна быть не менее 30 лк. В производственных помещениях предусмотрено рабочее, аварийное, охранное и дежурное освещение. Светильниками оборудуются помещения ГПА и прилегающая территория производственной площадки, по которой осуществляется движение персонала и техники.

В зависимости от группы технологического процесса по санитарной характеристике для персонала предусмотрены санитарно-бытовые помещения и выдача средств индивидуальной защиты (СИЗ), спецодежды, спецобуви.

#### **8.4 Обеспечение безопасности технологического процесса**

Компрессорная станция относится ко второму классу опасности вредных веществ. Предельно-допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны варьируются от 0,1 до 1,0 мг/м<sup>3</sup>.

Предельно допустимая концентрация для окиси азота (NO<sub>2</sub>) не должна превышать больше 200 мг/м<sup>3</sup> в отработавших газах, содержание окиси углерода (CO<sub>2</sub>) в отработавших газах не должно быть выше 300 мг/м<sup>3</sup>.

Для контроля загазованности компрессорного цеха применяют специальные газоанализаторы. Обычно устанавливается два газоанализатора: первый – в машинном цехе ГТУ, второй – у нагнетателя.

Для персонала предусмотрены следующие защитные меры:

- у каждого сотрудника, привлекаемого к газоопасным работам должен быть личный противогаз;
- применение средств дегазации, активных и пассивных средств взрывозащиты;
- контроль за содержанием вредных веществ в воздухе рабочей зоны;
- проведение предварительных и периодических медицинских осмотров лиц, имеющих контакт с вредными веществами.

Основными источниками шума газотурбинного агрегата являются:

- воздухозаборная камера (ВЗК);
- всасывающий патрубок осевого компрессора (от 90 до 100 дБ);
- корпус газотурбинного агрегата (от 90 до 100 дБ);
- шахта выхлопа газотурбинного агрегата (от 80 до 90 дБ);
- нагнетатель (от 90 до 100 дБ);
- технологическая обвязка трубопроводов.

|     |      |          |       |      |  |  |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|--|--|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |  |  |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |  |  |  |  |  | 74   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата |  |  |  |  |  |      |

13.03.01.2019.956.09 ПЗ

Производственный процесс на компрессорной станции относится к 3 группе по уровню шума. Максимальный уровень звукового давления не должен превышать 96 дБ. На компрессорных станциях с газотурбинным приводом уровень звукового давления варьируется от 90 до 105 дБ.

Для защиты персонала предусмотрены средства коллективной и индивидуальной защиты.

Средства и методы защиты от шума на компрессорной станции:

- звукоизолирующие ограждения зданий и помещений;
- звукоизолирующие кожухи;
- звукоизолирующие кабины;
- акустические экраны, выгородки.

Рабочему персоналу выдаются наушники.

Для защиты от вибрации применяем методы:

- виброгашения;
- виброизоляции;
- вибродемпфирование.

Оборудование компрессорной станции устанавливается на вибропоры, с резиновым упругим элементом. Технологические трубопроводы устанавливаются на виброизолирующие компенсирующие опоры.

При взаимодействии оператора с вибрирующим объектом применяются средства индивидуальной защиты в виде виброизолирующих подкладок для ног, рук и тела.

К электрооборудованию газоперекачивающего агрегата относятся различные вспомогательные системы, снабженные электродвигателями различной мощности, освещение, системы сигнализации и управления, системы подачи воздуха и др. Оборудование работает на токе промышленной частоты 50 Гц. Часть оборудования рассчитана на работу с напряжением 220 В, часть на работу с 380 В. Электрооборудование в обязательном порядке имеет заземление, поскольку рабочая зона взрывоопасна, а так же снабжено различными предупредительными знаками для персонала.

## 8.5 Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности

Газоперекачивающая компрессорная станция относится к взрывопожароопасным производствам категории «А». Производства, относящиеся к данной категории, связаны с применением, транспортированием или получением горючих газов, нижний предел воспламенения которых составляет 10 % и менее по отношению к объему воздуха, жидкостей с температурой вспышки паров до 28 градусов при условии, что указанные газы могут образовывать взрывоопасные смеси.

Основными факторами, определяющими опасность участка, являются:

- наличие и применение в больших количествах природного газа;
- ведение процесса при высоких давлениях (до 7,5 МПа) и высоких температурах (до 300 °С);

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | 75   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |      |

– возможность образования зарядов статического электричества при движении газов и жидкостей по аппаратам и трубопроводам.

Возможной причиной пожара может стать курение в неполюженном месте, несоблюдение технологического процесса, грубое нарушение правил пожарной безопасности. Источником пожара может стать утечка газа и разряд статического электричества, утечка масла, перегретые рабочие части оборудования, изоляционные материалы, внутренние отделочные материалы и др.

Здания, сооружения, помещения и оборудование ГПС подлежат защите автоматическими установками пожаротушения (АУПТ) и автоматическими установками пожарной сигнализации (АУПС).

В АУПТ КС запрещается применять установки пенного пожаротушения с использованием растворов пенообразователей и установки аэрозольного пожаротушения.

В помещениях газоперекачивающих агрегатов первичными средствами пожаротушения являются ручные углекислотные огнетушители, специальные ветоши, а так же автоматические установки газового пожаротушения, наиболее оптимальный вариант для тушения газоопасной среды путем вытеснения горючего углеводородного газа инертными газами.

## 8.6 Экологичность объекта

При сгорании топлива в ГПА, образуются вредные вещества. К ним относятся азот, углекислый газ, окислы серы, углеводороды, двуокись углерода. Наиболее вредными выбросами являются окислы азота, серы, окись углерода.

К мероприятиям по снижению вредных выбросов, в составе выхлопных газов относятся:

- применение фильтров;
- применение горелок, для полного сгорания топлива;
- модернизация камер сгорания;
- применение катализаторов.

Основными загрязнителями сточных вод на ГПС являются:

- метанол;
- соли;
- нефтепродукты;
- диэтиленгликоль.

Очистку сточных вод осуществляют на очистных сооружениях. Для очистки сточных вод от нефтепродуктов применяются флотационные установки, а также нефтеловушки. Очистку хозяйственных бытовых отходов осуществляют биологическим методом. Для очистки вод от метанола и диэтиленгликоля используют только микробиологический метод.

На территории ГПС предусматриваются следующие места хранения токсичных отходов: иловые площадки, ёмкости для нефтяных отходов, площадка для сбора твердых бытовых отходов, нефтесодержащие отходы (площадка ёмкостей).

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | 76   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |      |

## 9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа бакалавра посвящена разработке водогрейной газовой котельной в качестве резервного источника теплоснабжения промышленной площадки газоперекачивающей станции Пангодинского линейного производственного управления магистральных газопроводов. Основным источником тепла являются утилизаторы компрессорных цехов. Необходимость возведения резервного источника обусловлена требованиями нормативно-технических документов [18] и предписаниями надзорных органов, так как потребители промышленной площадки относятся к первой категории теплоснабжения и для надежности теплоснабжения необходимо 100 %-ное резервирование тепловых мощностей.

При выборе метода сооружения водогрейной котельной имеем два варианта решения поставленной задачи:

1 вариант – разработка котельной с установкой котлов отечественного производства фирмы «Энтророс»;

2 вариант – разработка котельной на основе импортных котлов итальянского производства «I.VAR.».

Выбор экономически целесообразного решения и является целью экономико-управленческого раздела ВКР.

### 9.1 Техничко-экономический расчет

При сравнении вариантов решающими являются экономические (стоимостные) показатели, то есть составление смет единовременных (капитальных) и производственных (текущих эксплуатационных) затрат на проектирование и функционирование объекта или подсистемы [20].

Определим капитальные и текущие затраты по двум сопоставляемым вариантам, величину приведенных затрат, сравним полученные величины и выберем лучший вариант. Для выбранного варианта рассчитаем общий годовой экономический эффект.

#### 9.1.1 Смета капитальных затрат по двум сопоставимым вариантам

Капитальные затраты на строительство водогрейной котельной, включают в себя (9.1):

- затраты на проектно-изыскательские работы;
- затраты на покупку и монтаж нового оборудования;
- затраты на транспортировку;
- затраты на пусконаладочные работы.

$$K_1 = K_{\text{проект}} + K_{\text{осн}} + K_{\text{трансп}} + K_{\text{пускн}} \quad (9.1)$$

|     |      |          |       |      |                         |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|------|
|     |      |          |       |      |                         | лист |
|     |      |          |       |      | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |      |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата |                         | 77   |

При сравнительном расчете двух сопоставимых вариантов при установке импортных и отечественных котельных агрегатов смета капитальных затрат будет отличаться на величину затрат на покупку и монтаж нового оборудования из-за различной стоимости котлов российской фирмы «Энтророс» и итальянских фирмы «IVAR».

Первый вариант – отечественный котельный агрегат фирмы «Энтророс» марки ТЕРМОТЕХНИК ТТ100, мощностью 3000 кВт. Стоимость оборудования и монтажных работ взята из локальной сметы проектно-сметного отдела ООО «Газпром трансгаз Югорск» и сведена в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Стоимость оборудования и монтажных работ по варианту разработки водогрейной котельной с отечественными котлами фирмы «Энтророс» [42]

| Наименование оборудования                                                                         | Количество | Стоимость единицы, тыс. руб. |                 | Общая стоимость, тыс. руб. |                 |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|------------------------------|-----------------|----------------------------|-----------------|
|                                                                                                   |            | Оборудования                 | Монтажных работ | Оборудования               | Монтажных работ |
| 1. Котёл стальной водогрейный газовый Термотехник ТТ100 N=3000 кВт, ЭНТРОРОС                      | 2          | 1176,32                      | 352,90          | 2352,64                    | 705,79          |
| 2. Горелка газовая с рампой Ду50 R93A M-PR.S.RU.A.B.50                                            | 2          | 418,47                       | 125,54          | 836,94                     | 251,08          |
| 3. Насос рециркуляционный TOP-S 80/10 3~, G=53 м <sup>3</sup> /ч, P=0,5 кг/см <sup>2</sup> , Wilo | 2          | 97,11                        | 29,13           | 194,22                     | 58,27           |
| 4. Счетчик Ду150, ПРОФИ-112МО-150, Взлет                                                          | 2          | 53,28                        | 15,98           | 106,56                     | 31,97           |
| 5. Фильтр сетчатый Ду200, IS16-200, ADL                                                           |            | 51,14                        | 15,34           | 51,14                      | 15,34           |
| 6. Трубопроводная арматура                                                                        | –          | 362,36                       | 108,71          | 362,36                     | 108,71          |
| 7. Система автоматики                                                                             | –          | 421,72                       | 126,52          | 421,72                     | 126,52          |
| 8. Газовый узел котельной                                                                         | –          | 189,67                       | 56,90           | 189,67                     | 56,90           |
| 9. Электрооборудование котельной                                                                  | –          | 112,35                       | 33,71           | 112,35                     | 33,71           |
| 10. Дымовые трубы                                                                                 | 2          | 122,41                       | 36,72           | 244,82                     | 73,45           |
| ИТОГО:                                                                                            | –          | 3004,83                      | 901,45          | 4872,42                    | 1461,73         |

По результатам таблицы 9.1 расходы на покупку и монтаж нового оборудования составят (9.2):

$$K_{осн} = K_{оборуд} + K_{монт}, \quad (9.2)$$

$$K_{осн} = 4872,42 + 1461,73 = 6334,15 \text{ тыс.руб.}$$

Все иные статьи капитальных затрат по первому варианту взяты из объектного сметного расчета, выполненного проектно-сметным отделом ООО «Газпром трансгаз Югорск» и сведены в таблицу 9.2.

Таблица 9.2 – Смета капитальных затрат на разработку водогрейной котельной с отечественными котлами фирмы «Энтророс» [37, 42]

| Наименование затрат                       | Стоимость, тыс. руб. |
|-------------------------------------------|----------------------|
| Затраты на проектно-изыскательские работы | 1 128,36             |
| Стоимость нового оборудования             | 6 334,15             |
| Стоимость строительно-монтажных работ     | 1 754,27             |
| Транспортные затраты                      | 316,71               |
| Стоимость пусконаладочных работ           | 824,65               |
| <b>ИТОГО:</b>                             | <b>10 358,14</b>     |

Второй вариант – импортный котельный агрегат итальянской фирмы «I.VAR.» марки XV/AS 3000, мощностью 3489 кВт, стоимость которого берется из [47]. Стоимость вспомогательного оборудования не изменится по сравнению с первым вариантом, представленным в таблице 9.1, поменяется только стоимость котельных агрегатов. Сведем стоимость оборудования и монтажных работ при установке котла фирмы «I.VAR.» в таблицу 9.3.

Таблица 9.3 – Стоимость оборудования и монтажных работ по варианту разработки водогрейной котельной с итальянскими котлами фирмы «I.VAR.» [47]

| Наименование оборудования                                             | Количество | Стоимость единицы, тыс.руб. |                 | Общая стоимость, тыс.руб. |                 |
|-----------------------------------------------------------------------|------------|-----------------------------|-----------------|---------------------------|-----------------|
|                                                                       |            | Оборудования                | Монтажных работ | Оборудования              | Монтажных работ |
| 1                                                                     | 2          | 3                           | 4               | 5                         | 6               |
| 1. Котёл трехходовой водогрейный газовый XV/AS 3000 N=3489 кВт, I.VAR | 2          | 2527,34                     | 758,20          | 5054,68                   | 1516,40         |
| 2. Горелка газовая с рампой Ду50 R93A M-PR.S.RU.A.B.50                | 2          | 418,47                      | 125,54          | 836,94                    | 251,08          |

Окончание таблицы 9.3

| 1                                                                                                 | 2 | 3       | 4       | 5       | 6       |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|---|---------|---------|---------|---------|
| 3. Насос рециркуляционный TOP-S 80/10 3~, G=53 м <sup>3</sup> /ч, P=0,5 кг/см <sup>2</sup> , Wilo | 2 | 97,11   | 29,13   | 194,22  | 58,27   |
| 4. Счетчик Ду150, ПРОФИ-112МО-150, Взлет                                                          | 2 | 53,28   | 15,98   | 106,56  | 31,97   |
| 5. Фильтр сетчатый Ду200, IS16-200, ADL                                                           |   | 51,14   | 15,34   | 51,14   | 15,34   |
| 6. Трубопроводная арматура                                                                        | – | 362,36  | 108,71  | 362,36  | 108,71  |
| 7. Система автоматики                                                                             | – | 421,72  | 126,52  | 421,72  | 126,52  |
| 8. Газовый узел котельной                                                                         | – | 189,67  | 56,90   | 189,67  | 56,90   |
| 9. Электрооборудование котельной                                                                  | – | 112,35  | 33,71   | 112,35  | 33,71   |
| 10. Дымовые трубы                                                                                 | 2 | 122,41  | 36,72   | 244,82  | 73,45   |
| ИТОГО:                                                                                            | – | 4355,85 | 1306,76 | 7574,46 | 2272,34 |

По результатам таблицы 9.3 расходы на покупку и монтаж нового оборудования определяем по формуле (9.2):

$$K_{осн} = 7574,46 + 2272,34 = 9846,80 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты на проектно-изыскательские, строительно-монтажные, пусконаладочные работы, транспортные затраты примем такими же, как при установке котла ТЕРМОТЕХНИК ТТ100, так как мощности сравниваемых котельных агрегатов примерно одинаковы. Смета капитальных затрат на разработку водогрейной котельной с итальянскими котлами фирмы «I.VAR.» представлена в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Смета капитальных затрат на разработку водогрейной котельной с итальянскими котлами фирмы «I.VAR.» [47]

| Наименование затрат                       | Стоимость, тыс. руб. |
|-------------------------------------------|----------------------|
| Затраты на проектно-изыскательские работы | 1 128,36             |
| Стоимость нового оборудования             | 9 846,80             |
| Стоимость строительно-монтажных работ     | 1 754,27             |
| Транспортные затраты                      | 316,71               |
| Стоимость пусконаладочных работ           | 824,65               |
| ИТОГО:                                    | 13 870,79            |

По итогам таблиц 9.2 и 9.4 получаем:

–  $K_1 = 10\,358,14$  тыс. руб.;

–  $K_2 = 13\,870,79$  тыс. руб.;

По результатам расчета можно сделать вывод, что капитальные затраты по первому варианту ниже, чем по второму из-за большей стоимости котлов импортного производства.

### 9.1.2 Расчет текущих затрат по двум сопоставимым вариантам

Годовые издержки на производство тепловой энергии в котельной включают затраты на топливо, электрическую энергию, воду, заработную плату персонала с начислениями, амортизацию и текущий ремонт основных фондов, общепроизводственные расходы и включаются в смету текущих затрат по котельной.

Годовые затраты на топливо определяются по формуле (9.3):

$$I_m = B_{год} \cdot C_m, \quad (9.3)$$

где  $B_{год}$  – годовой расход топлива, определяемый по формуле (9.4):

$$B_{год} = 3600 \cdot n_0 \cdot B_p, \quad (9.4)$$

где  $n_0$  – число часов отопительного периода,  $n_0 = 6672$  час;

$B_p$  – расход газа, определяемый по формуле (9.5)

$$B_p = \frac{\sum Q}{Q_n^p \cdot \eta}, \quad (9.5)$$

где  $Q$  – суммарная теплопроизводительность котельных агрегатов;

$\eta$  – КПД котла.

Для котлов ТЕРМОТЕХНИК ТТ100 величина  $B_p$  определена в тепловом расчете котла и составляет  $B_p = 0,187$  м<sup>3</sup>/с. Для котлов XV/AS 3000 «I.VAR.» расход газа равен:

$$B_p = \frac{2 \cdot 3489}{33,69 \cdot 0,96} = 0,216 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Для расчета текущих затрат с установкой котлов ТЕРМОТЕХНИК введем индекс 1, а для котлов XV/AS 3000 – индекс 2.

$$B_{год}^1 = 3600 \cdot 6672 \cdot 0,187 = 4491,59 \text{ тыс. м}^3/\text{год};$$

$$B_{год}^2 = 3600 \cdot 6672 \cdot 0,216 = 5188,15 \text{ тыс. м}^3/\text{год};$$

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | 81   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |      |



$C_T$  – тариф на газ. По данным [45] на 2019 год действует тариф на газ  $C_T=4\ 603$  руб/тыс.м<sup>3</sup>.

$$I_m^1 = 4491,59 \cdot 4603 = 20\ 674,79 \text{ тыс.руб. / год};$$

$$I_m^2 = 5188,15 \cdot 4603 = 23\ 881,05 \text{ тыс.руб. / год};$$

Годовые затраты на воду определяются по формуле (9.6):

$$I_g = C_g \cdot G_{год} \quad (9.6)$$

где  $G_{год}$  – годовой расход воды, расход исходной воды на подпитку котельной составляет  $G_{исх} = 0,92$  кг/с. Годовой расход определяется по формуле (9.7):

$$G_{год} = 3600 \cdot n_0 \cdot G_{исх}, \quad (9.7)$$

$$G_{год} = 3600 \cdot 6672 \cdot 0,92 = 22097,66 \text{ тыс. кг/год} = 22097,66 \text{ м}^3/\text{год};$$

$C_v$  – тариф на воду. По данным [45] на 2019 год действует тариф на воду  $C_v=26,2$  руб/м<sup>3</sup>.

$$I_g = 22097,66 \cdot 26,2 = 578,96 \text{ тыс.руб. / год}$$

Затраты на содержание энергетического оборудования и его текущий ремонт определяются по формуле (9.8):

$$I_{тр} = 0,01 \cdot K_{оборуд} \quad (9.8)$$

– для варианта с установкой отечественных котлов:

$$I_{тр}^1 = 0,01 \cdot 4872,42 = 48,72 \text{ тыс.руб./год}$$

– для варианта с установкой импортных котлов:

$$I_{тр}^2 = 0,01 \cdot 7574,46 = 75,74 \text{ тыс.руб./год}$$

Затраты на амортизацию оборудования определяются по формуле (9.9):

$$I_{ам} = 0,1 \cdot K_{оборуд} \quad (9.9)$$

– для варианта с установкой отечественных котлов:

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | 82   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |      |

$$I_{ам}^1 = 0,1 \cdot 4872,42 = 487,24 \text{ тыс. руб./год}$$

– для варианта с установкой импортных котлов:

$$I_{ам}^2 = 0,1 \cdot 7574,46 = 757,45 \text{ тыс. руб./год}$$

Отчисления на социальные нужды (26% от з/п) определяются по формуле (9.10):

$$I_{страх} = 0,26 \cdot I_{зп}, \quad (9.10)$$

где  $I_{зп}$  – годовые затраты на заработную плату ремонтного персонала,  $I_{зп}=782,79$  тыс. руб./год.

$$I_{страх} = 0,26 \cdot 782,79 = 203,53 \text{ тыс. руб./год}$$

Калькуляция текущих затрат на энергетическое обслуживание по двум сопоставимым вариантам представлена в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Калькуляция текущих затрат на энергетическое обслуживание по двум сопоставимым вариантам

| Показатели и статьи затрат,<br>тыс. руб./год                                    | Установка<br>отечественных<br>котельных агрегатов<br>ТЕРМОТЕХНИК ТТ100,<br>«Энтророс» | Установка<br>импортных<br>котельных агрегатов<br>XV/AS 3000, «I.VAR» |
|---------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|
| 1                                                                               | 2                                                                                     | 3                                                                    |
| Годовые затраты на топливо                                                      | 20 674,79                                                                             | 23 881,05                                                            |
| Годовые затраты на воду                                                         | 578,96                                                                                | 578,96                                                               |
| Затраты на содержание<br>энергетического оборудова-<br>ния и его текущий ремонт | 48,72                                                                                 | 75,74                                                                |
| Амортизация оборудования                                                        | 487,24                                                                                | 757,45                                                               |
| Основная и дополнительная<br>зарплата ремонтного персо-<br>нала                 | 782,79                                                                                | 782,79                                                               |
| Отчисления на социальные<br>нужды                                               | 203,53                                                                                | 203,53                                                               |
| Итого затрат:                                                                   | 22 776,03                                                                             | 26 279,52                                                            |

### 9.1.3 Выбор лучшего варианта технического решения

По результатам расчетов капитальных и текущих затрат для двух вариантов решений выберем наиболее экономически выгодный.

При строительстве водогрейной газовой котельной в качестве резервного источника теплоснабжения с установкой российских котлов ТЕРМОТЕХНИК ТТ100 фирмы «Энтророс» капитальные затраты составят:

$$- K_1 = 10\,358,14 \text{ тыс. руб.};$$

текущие затраты составят:

$$- I_1 = 22\,776,03 \text{ тыс. руб./год.}$$

При строительстве водогрейной газовой котельной в качестве резервного источника теплоснабжения с установкой итальянских котлов XV/AS 3000 фирмы «I.VAR.» капитальные затраты составят:

$$- K_2 = 13\,870,79 \text{ тыс. руб.};$$

текущие затраты составят:

$$- I_2 = 26\,079,52 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$K_1 < K_2;$$

$$I_1 < I_2;$$

Для выбора более экономически выгодного варианта должно выполняться условие (9.11):

$$Z = E_n \cdot K + I \rightarrow \min \quad (9.11)$$

где  $E_n$  – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, для энергетики  $E_n = 0,125$ .

Без расчета величины приведенных затрат очевидно, что  $Z_1 \rightarrow \min$

Годовой экономический эффект определяется по формуле (9.12):

$$\mathcal{E}_2 = \Delta I + E_n \cdot \Delta K. \quad (9.12)$$

$$\mathcal{E}_2 = (26\,079,52 - 22\,776,03) + 0,125 \cdot (13\,870,79 - 10\,358,14) = 3\,742,57 \text{ тыс. руб./год}$$

Так как величины капитальных и текущих затрат при строительстве водогрейной газовой котельной в качестве резервного источника теплоснабжения промышленной площадки газоперекачивающей станции Пангодинского линейного производственного управления магистральных газопроводов с установкой российских котлов ТЕРМОТЕХНИК ТТ100 фирмы «Энтророс» ниже чем при строительстве котельной с установкой итальянских котлов XV/AS 3000, а годовой экономический эффект при расчете имеет положительное значение, выбираем установку отечественного котельного оборудования, как более экономически целесообразное решение.

|     |      |          |       |      |  |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|--|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |  |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |  |  |  |  | 84   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата |  |  |  |  |      |

13.03.01.2019.956.09 ПЗ



Окончание таблицы 9.6

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |                                                                                            |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>О: – Наличие комплектующих и запасных частей для отечественных котлов;<br/>– возможность взаимодействовать с заводом-изготовителем котельного оборудования для решения технических задач;<br/>– спрос на тепловую энергию;<br/>– популярность и большой опыт использование котлов фирмы «Энтро-рос»</p> | <p>Т: – Возможные задержки с поставкой котельных агрегатов;<br/>– рост цен на топливо.</p> |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|

SWOT-анализ для второго варианта представлен в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – SWOT-анализ варианта строительства водогрейной газовой котельной в качестве резервного источника теплоснабжения промышленной площадки газоперекачивающей станции Пангодинского линейного производственного управления магистральных газопроводов с установкой итальянских котлов XV/AS 3000 фирмы «I.VAR.»

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |                                                                                                                                                                                                                                                |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>S: – обеспечение надежности систем теплоснабжения объектов транспорта газа;<br/>– высокий КПД котлов;<br/>– дополнительная обшивка с теплоизоляцией передней стенки котла, что реально позволяет держать температуру не более 55°C в соответствии с ПБ10-574-03;<br/>– турбулизаторы изготовлены из нержавеющей стали, что позволяет увеличить срок их службы и снизить финансовые затраты на эксплуатацию котла;<br/>– по запросу может быть установлена дополнительная обшивка с теплоизоляцией задней стенки котла.</p> | <p>W: – высокая стоимость котлов;<br/>– отсутствие «плавающей» топки в конструкции котла;<br/>– значительные капитальные затраты на строительство котельной;<br/>– часть технической документации к котельным агрегатам не русифицирована.</p> |
| <p>О: – Возможность установки дополнительной обшивки с теплоизоляцией задней стенки котла;<br/>– возможность механической и электрической подготовки котла под устанавливаемую на него горелку;<br/>– устойчивый спрос на тепловую энергию.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                               | <p>Т:– возможные задержки с поставкой котельных агрегатов;<br/>– зависимость от курса евро;<br/>– возможные проблемы с поставкой комплектующих и запасных частей к котлам.</p>                                                                 |

Проведя SWOT-анализ, можно сделать вывод о том, что как при установке отечественных, так и при установке импортных котельных агрегатов существует ряд преимуществ и недостатков, однако основополагающим условием выбора все-таки являются стоимостные показатели, а именно, размер капитальных и текущих затрат. Поэтому выбираем вариант строительства водогрейной газовой котельной в качестве резервного источника теплоснабжения промышленной площадки газоперекачивающей станции Пангодинского линейного производственного управления магистральных газопроводов с установкой российских котлов ТЕРМОТЕХНИК ТТ100 фирмы «Энтророс».

### **9.3 Планирование целей предприятия и проекта**

#### **9.3.1 Планирование целей предприятия в пирамиде целеполагания**

Модель пирамиды необходима для представления последовательности и разработки целевого инструментария долгосрочного повышения энергетической эффективности по уровням управления предприятия. Она может быть построена по логической схеме: идеальное видение будущего состояния предприятия – миссия (реальное предназначение в настоящем времени) – иерархия целей по уровням системы управления, организованная по принципу SMART – стратегии реализации целей – планы осуществления стратегий – задачи и действия. Формулировки целевых установок должны быть направлены на снижение остроты проблем, учитывать сильные стороны выбранного варианта технического решения, выявленные возможности и угрозы при его реализации.

Определение цели проекта (исследования) соответствует начальной части формулировки темы по объектам: разработка резервного источника теплоснабжения.

Определение предмета исследования (завершающая часть формулировки темы): промышленная площадка ГПС Паногдинского Линейного Производственного Управления Магистральных Газопроводов

В формулировках целей и стратегий следует использовать названия методов и выбранных технических решений. В определении видения целесообразно учесть основополагающую идею совершенствования процессов энергосбережения при использовании моделей и методов, выбранных технических решений [20].

Пирамида целеполагания промышленной площадки ГПС Паногдинского Линейного Производственного Управления Магистральных Газопроводов представлена на рисунке 9.1.

#### **9.3.2 Планирование целей проекта в дереве целей**

Дерево целей проекта представляет структурную модель, показывающую соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления. Для его построения цель предприятия делится на проектные цели.

|      |      |          |       |      |                         |      |
|------|------|----------|-------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |       |      |                         | лист |
|      |      |          |       |      | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ | 87   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подп. | Дата |                         |      |

Формулировки целей должны соответствовать принципам SMART, то есть отражать специфику темы проекта, измеримость по величине, достижимость в реализации по конкретному предприятию, измеримость по времени.

Построение дерева целей начинается с формирования главной цели. Каждую цель более высокого уровня можно представить как самостоятельную систему, включающую в себя цели более низкого уровня (подцели) как ее элементы. При этом необходимо установить полный состав подцелей. Цель второго уровня может быть расчленена на цели третьего и последующих уровней.

Признаком завершения построения дерева целей является формулировка таких целей, которые дальше не расчленяются и дают конечные результаты, определенные главной целью [30].



Рисунок 9.1 – Модель пирамиды целеполагания промышленной площадки ГПС Пангодинского Линейного Производственного Управления Магистральных Газопроводов

На рисунке 9.2 представлена модель дерева целей проекта разработки резервного источника теплоснабжения промышленной площадки ГПС Паногдинского Линейного Производственного Управления Магистральных Газопроводов.

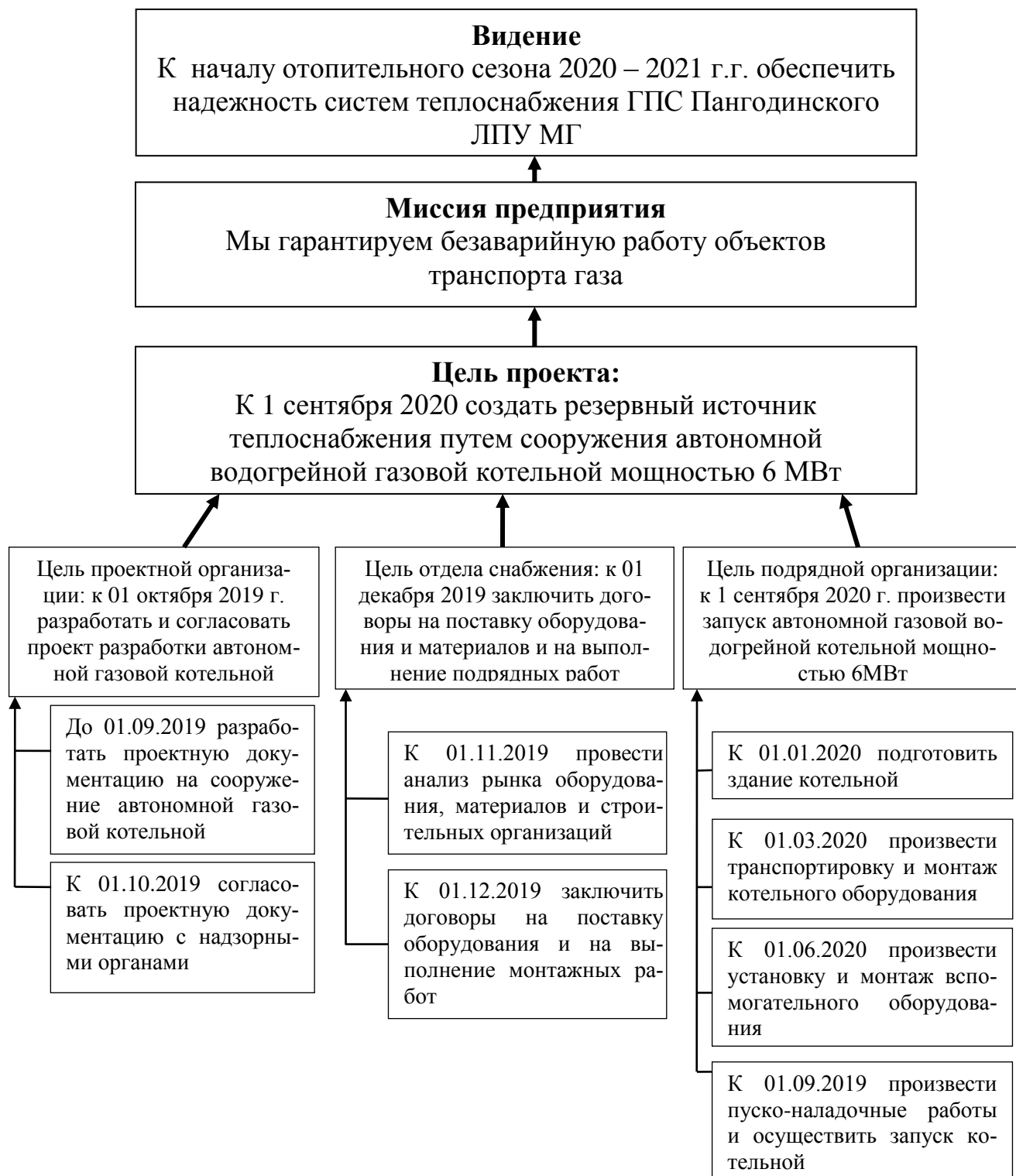


Рисунок 9.2 – Модель дерева целей проекта разработки резервного источника теплоснабжения промышленной площадки ГПС Паногдинского Линейного Производственного Управления Магистральных Газопроводов



### 9.3.3 Модель поля сил эффективности реализации проекта

На схеме поля сил изменений системы представлено соотношений влияний движущих сил реализации целей и сдерживающих сил, этому препятствующих. Данное поле характеризует организационную надежность состояния предприятия, устойчивость и направленность его развития.

Приступая, к реализации проекта, оценим влияние различных факторов на достижение цели проекта разработки резервного источника теплоснабжения. Курт Левин предложил существование двух групп факторов противоположного типа, сохраняющих стабильность предприятия. Интегрированная схема и модель анализа устойчивости системы управления может быть построена на основе объединения способа оценки степени влияния внешних и внутренних факторов, толщина стрелок означает степень значимости сил на данное промышленное предприятие [30].

Главной движущей силой, имеющей сильное влияние, является необходимость сооружения резервного источника теплоснабжения для обеспечения надежности объектов транспорта газа. Потребители промышленной площадки относятся к первой категории теплоснабжения, поэтому необходимо 100-ное резервирование тепловых мощностей.

При работе газоперекачивающей станции Паногдинского Линейного Производственного Управления Магистральных Газопроводов были даны предписания надзорных органов о несоблюдении требований Федерального законодательства, промышленной и экологической безопасности, предъявляемых к источникам теплоснабжения. Для устранения данных предписаний необходимо соорудить резервный источник тепла, что является движущей силой, оказывающей среднее влияние.

Полная автоматизация разрабатываемой котельной дает возможность эксплуатировать ее без постоянного присутствия обслуживающего персонала, что также является движущей силой, оказывающей небольшое воздействие на реализацию предложенного в ВКР решения.

Главной и единственной сдерживающей силой является наличие больших капитальных затрат, однако, на объектах такого назначения данных расходов избежать не возможно.

По данному полю сил можно сделать вывод о том, что движущие силы в совокупности с потенциалом изменений преобладают над сдерживающими. Это значит, что проект может быть реализован.

Соотношение влияния движущих сил и сдерживающих сил представлено на рисунке 9.3.

### 9.3.4 Ленточный график Ганта

Небольшой комплекс работ может быть показан в виде ленточного графика по этапам проектных работ. График отражает примерное распределение процессов во времени и их логическую последовательность, должен быть скорректирован и

|      |      |          |       |      |                         |  |  |  |      |
|------|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|------|
|      |      |          |       |      |                         |  |  |  | лист |
|      |      |          |       |      |                         |  |  |  | 90   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |      |

дополнен при детальной проработке проекта изменений. По этапам назначаются исполнители и ориентировочная продолжительность работ.

График Ганта позволяет:

- визуально оценить последовательность задач, их относительную длительность и протяженность проекта в целом;
- сравнить планируемый и реальный ход выполнения задач;
- детально проанализировать реальный ход выполнения задач. На графике отображаются интервалы времени, в течение которых задача: выполнялась, была приостановлена, возвращалась на доработку и т.д.

График Ганта по строительству автономной водогрейной газовой котельной представлен в приложении А (рисунок А.1.).

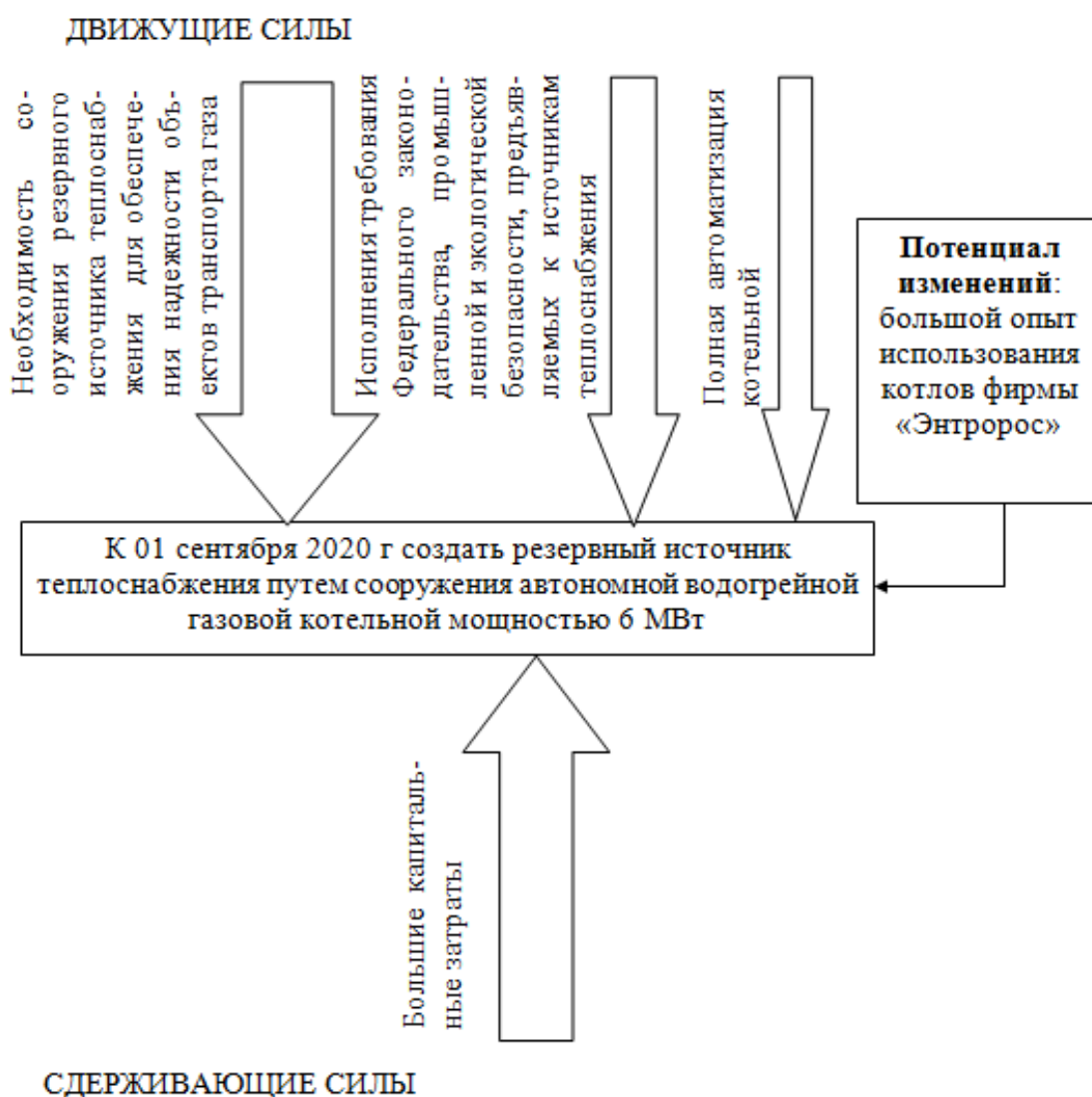


Рисунок 9.3 – Поле сил К. Левина

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы бакалавра было предложено в качестве резервного источника теплоснабжения промышленной площадки ГПС Пангодинского Линейного Производственного Управления Магистральных Газопроводов разработать автономную газовую водогрейную котельную мощностью 6 МВт. Разрабатываемая котельная предназначена для выработки тепловой энергии на нужды отопления, вентиляции и технологии зданий и сооружений промышленной площадки.

В работе было проведено сравнение отечественных и зарубежных передовых разработок и решений по автономным источникам теплоснабжения.

В специальной части работы был построен температурный график, был выполнен расчет тепловой схемы отопительной водогрейной котельной с определением всех тепловых и массовых потоков и расходов тепла на собственные нужды для двух температурных режимов. Также был произведен выбор котельного агрегата, дано его описание и выполнены тепловой и аэродинамические расчеты котла, выбрано вспомогательное оборудование котельной: горелочные устройства, насосное оборудование, дано описание системы газоснабжения котельной.

В научной части работы были исследованы зависимости КПД и температуры дымовых газов от производительности котла, были построены соответствующие графики.

В разделе энергосбережения рассматривались энергосберегающие мероприятия, реализованные как на газоперекачивающей станции, так и непосредственно в рассматриваемой котельной. В экологическом разделе была определена максимальная приземистая концентрация выбросов из дымовой трубы, рассчитано количество выбросов оксидов азота, и произведен расчет минимальной высоты дымовой трубы, которая удовлетворяет условию  $C_m \leq ПДК$ .

В разделе Автоматики и КИП были рассмотрены основные принципы автоматизации котлов, виды систем автоматического регулирования (САР), разработана функциональная схема автоматического регулирования котельной и требования, предъявляемые к ней.

В разделе БЖД было оценено влияние потенциально опасных и вредных производственных факторов, рассмотрены инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ на ГПС, требования пожарной и взрывопожарной безопасности, экологичность объекта.

В экономико-управленческом разделе ВКР были определены капитальные и текущие затраты для двух сопоставимых вариантов: строительство предлагаемой автономной котельной с отечественными и зарубежными котлами. Также были оценены движущие и сдерживающие силы, составлен график Ганта и дерево целей.

Результаты работы рекомендованы к использованию для разработки и внедрения проекта строительства автономной газовой водогрейной котельной в качестве резервного источника теплоснабжения промышленной площадки ГПС Пангодинского ЛПУ МГ.

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  | 92   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |      |



17 СТО ЮУрГУ 04–2008. Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению / Т.И. Парубочая, Н.В. Сырейщикова, В.И. Гузеев, Л.В. Винокурова. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008.

18 СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных трубопроводов. – Утвержден и введен в действие распоряжением ОАО «Газпром» от «30» декабря 2005 г. № 437

19 Алабугина, Р.А. Выпускная квалификационная работа: структура, требования к оформлению и нормоконтролю: методические указания / Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 43 с.

20 Алабугин, А. А. Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ для направления подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника»: учебное пособие для бакалавров и магистрантов / А. А. Алабугин, Р.А. Алабугина. Ответственный редактор А.А. Алабугин – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. – 44 с.

21 Аэродинамический расчет котельных установок (нормативный метод) / под ред. С.И. Мочан . – Издательство: Энергия, 1977.

22 Грибанов , А.И. Защита окружающей среды при работе теплоэнергетических систем: курс лекций для студентов специальности 1007 «Промышленная теплоэнергетика» (2-я часть) / А.И. Грибанов. –Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2001.

23 Данилов, Н.И. Энциклопедия энергосбережения / Н.И. Данилов, Я.М. Щелоков. – Екатеринбург: ИД «Сократ», 2002. – 352 с.

24 Кириллов, В. В. Расчет тепловых схем источников теплоснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / В. В. Кириллов. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2010

25 Лумми, А.П. Расчет жаротрубно-дымогарного котла/ Лумми А.П., Мунц В.А. – Екатеринбург: Издательство ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2009. – 31 с.

26 Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 300 тонн пара в час или менее 20 Гкал в час (с учетом методического письма НИИ Атмосфера №335/33-07 от 17 мая 2000 г. М.: Государственный Комитет Российской Федерации по охране окружающей среды, 1999 г.

27 Пашнин, С.В. Рекомендации по разработке раздела «Автоматического контроля и регулирование» в выпускной квалификационной работе кафедры «Промышленная теплоэнергетика» / С.В, Пашнин. – Челябинск: Изд. ЮУрГУ, 2019.

28 Постановление Правительства Российской Федерации №344 от 12 июня 2003 года «О нормативах платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, в том числе через централизованные системы водоотведения, размещение отходов производства и потребления».

29 Росляков, П.В. Методы защиты окружающей среды: учебник для вузов / П В. Росляков. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007.- 336 с.: ил.

|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |  |      |
|-----|------|----------|-------|------|-------------------------|--|--|--|--|------|
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |  | лист |
|     |      |          |       |      |                         |  |  |  |  | 94   |
| Изм | Лист | № докум. | Подп. | Дата | 13.03.01.2019.956.09 ПЗ |  |  |  |  |      |



48 Энергосберегающие мероприятия на компрессорных станциях // Журнал СОК №9 (2013). – <https://www.c-o-k.ru/articles/energoberegayushchie-meropriyatya-na-kompressornyh-stanciyah>.

49 Газоперекачивающий агрегат. – <http://stavropol-tr.gazprom.ru/press/proekt-azbuka-proizvodstva/gazoperekachivayushchij-agregat/>.

|            |             |                 |              |             |                                |             |
|------------|-------------|-----------------|--------------|-------------|--------------------------------|-------------|
|            |             |                 |              |             | <i>13.03.01.2019.956.09 ПЗ</i> | <i>лист</i> |
| <i>Изм</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подп.</i> | <i>Дата</i> |                                | 96          |

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**  
**График Ганта по реализации целей проекта**

| Работы по проекту                                                             | Исполнитель             | Количество исполнителей | Продолжительность 2019 г., мес. |      |        |          | Продолжительность 2019 г., мес. |        |         |        |         |      |        |     |      |      |        |          |
|-------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|---------------------------------|------|--------|----------|---------------------------------|--------|---------|--------|---------|------|--------|-----|------|------|--------|----------|
|                                                                               |                         |                         | Июнь                            | Июль | Август | Сентябрь | Октябрь                         | Ноябрь | Декабрь | Январь | Февраль | Март | Апрель | Май | Июнь | Июль | Август | Сентябрь |
| Разработка проектной документации на сооружение автономной газовой котельной  | Проектная организация   | 5                       | ■                               | ■    | ■      |          |                                 |        |         |        |         |      |        |     |      |      |        |          |
| Согласование проектной документации с надзорными органами                     | Главный инженер проекта | 1                       |                                 |      |        | ■        |                                 |        |         |        |         |      |        |     |      |      |        |          |
| Проведение анализа рынка оборудования, материалов и строительных организаций  | Отдел снабжения         | 1                       |                                 |      |        |          | ■                               |        |         |        |         |      |        |     |      |      |        |          |
| Заключение договоров на поставку оборудования и на выполнение монтажных работ | Отдел снабжения         | 2                       |                                 |      |        |          |                                 | ■      |         |        |         |      |        |     |      |      |        |          |
| Подготовка здания котельной                                                   | Подрядная организация   | 4                       |                                 |      |        |          |                                 |        | ■       |        |         |      |        |     |      |      |        |          |
| Транспортировка и монтаж котельного оборудования                              | Подрядная организация   | 4                       |                                 |      |        |          |                                 |        |         | ■      | ■       |      |        |     |      |      |        |          |
| Установка и монтаж вспомогательного оборудования котельной                    | Подрядная организация   | 6                       |                                 |      |        |          |                                 |        |         |        | ■       | ■    | ■      |     |      |      |        |          |
| Пуско-наладочные работы и запуск котельной                                    | Подрядная организация   | 3                       |                                 |      |        |          |                                 |        |         |        |         |      |        | ■   | ■    | ■    |        |          |

Рисунок А.1 – График Ганта по реализации целей проекта