

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический Институт

институт

Теплотехника и гидрогазодинамика

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В.А.Кулагин

подпись

инициалы, фамилия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Перевод котельной малой мощности станция Абакумовка

на альтернативное топливо

тема

13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

код и наименование направления

13.04.01.01 Энергетика теплотехнологий

код и наименование магистерской программы

Руководитель	_____	Кандидат технических наук, доцент кафедры «Теплотехника и гидрогазодинамика»	_____
	подпись, дата	должность, ученая степень	А.Ю.Радзюк
Выпускник	_____		_____
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Рецензент	_____	Главный инженер Красноярской теплотранспортной компании	_____
	подпись, дата	должность, ученая степень	Д.И.Иванов
			инициалы, фамилия

Красноярск 2021

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический Институт  
институт  
Теплотехника и гидрогазодинамика  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ В.А.Кулагин  
подпись                      инициалы, фамилия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме магистерской диссертации**

Студенту Волошко Никите Игоревичу  
фамилия, имя, отчество

Группа ФЭ19–01М Направление (специальность) 13.04.01  
номер группы код

Теплоэнергетика и теплотехника  
наименование

Тема выпускной квалификационной работы Перевод котельной малой мощности станция Абакумовка на альтернативное топливо

Утверждена приказом по университету № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Руководитель ВКР А.Ю.Радзюк, к-т техн. наук, доцент, кафедры «Теплотехника и гидрогазодинамика»  
инициалы, фамилия, учёная степень, должность, место работы

Исходные данные для ВКР объект теплоснабжения поселок Абакумовка

Перечень разделов ВКР вводная часть, экономическая часть, расчетная часть, технико-экономическая часть

Перечень графического материала \_\_\_\_\_

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_ А.Ю.Радзюк  
подпись инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_ Н.И.Волошко  
подпись инициалы и фамилия

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Перевод котельной малой мощности станция Абакумовка на альтернативное топливо» содержит 76 страниц текстового документа, 8 иллюстраций, 18 таблиц, 15 использованных источников.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ИСТОЧНИК ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНАЯ СТАНЦИЯ АБАКУМОВКА, СЕЛО НОВНИКОЛАЕВКА, ВОДОГРЕЙНЫЙ КОТЕЛ, ГАЗОВЫЙ КОТЕЛ, ГАЗОВАЯ КОТЕЛЬНАЯ, КОТЕЛЬНАЯ.

Целью данной работы является рассмотрение вопроса перехода котельных малой мощности, расположенных вдали от централизованных источников газоснабжения, с применением в качестве основного вида топлива сжиженный углеводородный газ, на примере котельной, расположенной в с. Новониколаевка Иланского района Красноярского края.

Задачами данной работы являются:

1. Анализ существующего положения и выявление проблем;
2. Поиск технических решений;
3. Анализ решений и выбор варианта;
4. Выполнение расчетов для обоснования варианта;
5. Подбор оборудования.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1. Актуальность работы .....	8
1.1 Описание объекта исследования.....	8
1.2 Характеристика существующей котельной .....	9
1.3 Описание котельной .....	10
1.4 Описание технических решений.....	13
1.5 Выбор варианта и его обоснование.....	15
1.6 Риски.....	16
2 Расчетная часть.....	17
2.1 Описание тепловой схемы котельной .....	17
2.2 Тепловой расчет схемы котельной .....	17
2.3 Определение тепловой мощности котельной.....	21
2.4 Определение расходов сетевой воды у потребителей.....	25
2.5 Определение годовых расходов тепла у потребителей.....	27
2.6 Расчет тепловых потерь при транспортировке теплоносителя .....	30
2.7 Расход тепла на собственные нужды котельной.....	33
2.8 Выбор котельного агрегата .....	33
2.9 Расчет потребности в топливе .....	37
3 Выбор оборудования котельной .....	39
3.1 Котел «ТУРБОТЕРМ» .....	39
3.2 Расчет газонаполнительной станции.....	40
3.3 Расчет числа цистерн .....	42
3.4 Расчет числа автомобилей для перевозки цистерн.....	50
3.5 Расчет сливных эстакад .....	45
3.6 Расчет предохранительно-запорных клапанов.....	50
3.7 Расчет ГРУ для котельной.....	50
3.8 Расчет насосно-компрессорного отделения .....	50
3.9 Выбор насосного оборудования .....	50
3.9.1 Подбор сетевого насоса .....	50
3.9.2 Подбор насоса сырой воды .....	51
3.9.3 Подбор подпиточного насоса.....	52
3.9.4 Подбор рециркуляционного насоса.....	53

4. Компоновка котельной .....	54
5. Водоснабжение .....	55
5.1 Характеристика источника водоснабжения .....	55
5.2 Хозяйственно-питьевое водоснабжение .....	55
5.3 Выбор системы водоподготовки.....	55
5.4 Выбор декарбонизатора.....	56
6. Расчет выбросов .....	58
6.1 Расчет объема дымовых газов.....	58
6.2 Выбор и расчет дымовой трубы .....	61
7. Техничко-экономические показатели котельной.....	63
8. Экономическая часть.....	66
8.1 Определение экономических показателей котельной .....	66
8.2 Расчет показателей экономической эффективности строительства котельной.....	70
9. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций .....	73
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	74
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	75
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	76

## ВВЕДЕНИЕ

Целью данной работы является рассмотрение вопроса перехода котельных малой мощности, расположенных вдали от централизованных источников газоснабжения, с применением в качестве основного вида топлива сжиженный углеводородный газ, на примере котельной, расположенной в с. Новониколаевка Иланского района Красноярского края..

Задачами данной работы являются:

1. Анализ существующего положения и выявление проблем;
2. Поиск технических решений;
3. Анализ решений и выбор варианта;
4. Выполнение расчетов для обоснования варианта;
5. Подбор оборудования.

Котельная балансовой принадлежности Красноярской дирекции по тепловодоснабжению – структурного подразделения Центральной дирекции по тепловодоснабжению филиала ОАО «РЖД» (далее – Дирекция) расположена в с. Новониколаевка (железнодорожная станция Абакумовка Красноярской железной дороги) Иланского района Красноярского края, где является единственным централизованным источником теплоснабжения.

В данном населенном пункте централизованным теплоснабжением обеспечены 20 % населения. Остальная его часть осуществляет отопление домов собственными силами от установленных угольных котлов и печей. Население по состоянию на 2020 г. составляет 1400 человек. Котельная была построена в 2002 г.

Поскольку в последние годы уделяется огромное внимание вопросам экологии, тема перехода с угля на газовое топливо является весьма актуальной.

# 1 Актуальность работы

## 1.1 Описание объекта исследования

Климат в рассматриваемом районе резко-континентальный, абсолютный максимум температуры воздуха составляет +38 °С, абсолютный минимум – 53 °С. Отопительный сезон – 251 день.

Годовое количество осадков распределено следующим образом: с февраля по март наблюдается наименьшее количество (12-13 мм), наибольшее – в июле (76 мм). Максимум осадков выпадает в период с апреля по октябрь (342 мм).

Средняя дата первого заморозка в воздухе – 5 сентября. Дата последнего заморозка в воздухе – 3 июня. Средняя продолжительность безморозного периода в воздухе – 94 дня.

Средняя годовая температура составляет -1,3 °С. Самый холодный месяц в году – январь со среднемесячной температурой воздуха -25,7 °С, самый теплый месяц – июль со среднемесячной температурой +17,9 °С.

Среднегодовые показатели температуры наружного воздуха в с. Новониколаевка представлены на рисунке 1.

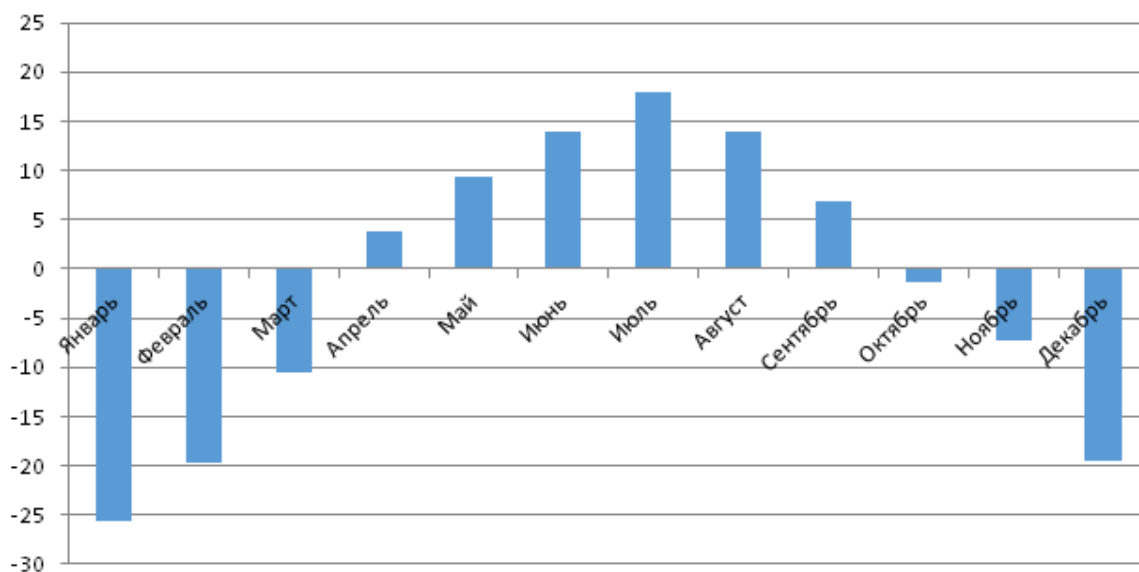


Рисунок 1 – Среднегодовые показатели наружного воздуха в с. Новониколаевка.



## 1.2 Характеристика существующей котельной

Котельная расположена в полосе отвода железной дороги. Назначение объекта – обеспечение теплоснабжением базы дистанции пути (ПЧ-12), а именно: депо машин тяжелого типа, 2 гаража, административно-бытового корпуса на 35 человек, насосной станции пожаротушения, существующих зданий: поста электрической централизации (ЭЦ) и пассажирского (ПЗ), жилых домов (девять 2-х квартирных, три 16-ти квартирных) и детского сада.

Установленная мощность – 2 Гкал/час (2,3 МВт), используемое топливо – Бородинский уголь марки 2БР.

Система теплоснабжения двухтрубная, закрытая. Нагрев теплоносителя в котельной производится по двум контурам: по внутреннему и внешнему. Во внутреннем контуре: котлы-теплообменники, теплоноситель - вода с параметрами 105-80 °С; во внешнем: теплообменники - потребитель, теплоноситель - вода с параметрами 95-70 °С.



Рисунок 2 – Вид котельной

### 1.3 Описание котельной

В котельной ст. Абакумовка установлены 2 стальных водогрейных котлоагрегата – КВр-1,0.



Рисунок 3 – Котел КВр-1,0

Технические характеристики установленного котлоагрегата КВр-1,0 представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики котла КВр-1,0

Наименование показателя	Значение
Номинальная теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	1,16 (1,0)
Диапазон регулирования теплопроизводительности по отношению к номинальной, %	30-100
Рабочее давление воды, МПа	0,6
Температура воды на выходе из котла, °С	100
Температура воды на входе в котел, °С	75
Температура уходящих газов, °С	150

В блоке котельной расположены следующие помещения: котельный зал, отделение золошлакоудаления (ШЗУ), операторская, отделение хранения и дробления угля, а также насосная.

Уголь доставляется автомобилем.

Для измельчения угля с 200 мм до фракции 5 мм установлена дробилка Д-АР-154 (55). Годовой расход угля составляет 1150 т/год.

Установлены рукавные фильтры, эффективность очистки до 99 %.

Оборудование золоудаления расположено в помещении ШЗУ.

От котельной, для обеспечения потребителей централизованным теплоснабжением, проложена тепловая сеть в двухтрубном исполнении протяженностью 1,9 км.

Характеристика тепловых сетей представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика тепловой сети ст. Абакумовка

Условный диаметр трубопровода, мм	Наружный диаметр трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
0,033	0,038	289,4	11
0,05	0,059	148,1	9
0,069	0,076	366,6	17
0,082	0,089	540,4	48
0,1	0,108	348,5	38
0,125	0,133	115	15
0,15	0,159	56	9
0,207	0,219	36	8
Итого:		1900	154,3



Рисунок 4- Схема расположения котельной и тепловых сетей ст. Абакумовка

Водоснабжение котельной производится от существующего хозяйственно-питьевого водопровода Дирекции на ст. Абакумовка.

Производственные и бытовые стоки отводятся в септик объемом 25 м<sup>3</sup>, после чего вывозятся на очистные сооружения Дирекции на ст. Иланская Красноярской железной дороги (г. Иланский).

## 1.4 Описание технических решений

В связи с поиском решения проблем экологии, развитием новых технологий по сжиганию различных видов топлив, изучения новых видов топлив, имеется необходимость рассмотрения проекта «Перевод котельной малой мощности станция Абакумовка на альтернативное топливо».

Так, проектом предусматривается замена существующего оборудования, а именно: 2 котельных агрегатов, дробилок, оборудования золоудаления на газовые котлы «Турботерм Оптима – 1500 (1,5 МВт)» от компании «РЭМЕКС Россия» в количестве 3 шт., а также сопутствующего оборудования для хранения, слива и приготовления к сжиганию сжиженного углеводородного газа.

Данные котельные агрегаты оборудованы газовыми горелками Weishaupt WM-G 20/2 A.

Расшифруем вышеуказанную маркировку горелок:

1. Тип – WM (Горелка типопорядка monarch);
2. G – тип используемого топлива (газ);
3. Типоразмер – 20;
4. Класс мощности – 2 (сжиженный газ);
5. Тип конструкции A.

Характеристики выбранного котельного агрегата представлены в таблице 3.



Рисунок 5- котельный агрегат  
«ТУРБОТЕРМ ОПТИМА – 1500 (1.5 МВт)»

Таблица 3 – характеристика котла «ТУРБОТЕРМ ОПТИМА – 1500 (1.5 МВт)».

Наименование показателя	Единица измерения	Параметр
Номинальная теплопроизводительность	МВт (Гкал/ч)	1,5 (1,29)
КПД	%	92
Расход топлива	н.м3/ч	178
Температура уходящих газов	°С	210
Температура воды на входе	°С	60
Температура воды на выходе	°С	105
Расход воды через котел	т/ч	64,5

## 1.5 Выбор варианта и его обоснование

В настоящее время в мире ведется борьба за экологию в связи с ее ухудшением в целом, так в энергетике внедряют ветроэнергетические установки, солнечные батареи и т.д., но не во всех регионах установка таких экологических систем является целесообразной, в связи с их условиями расположения и особенностями местности. В Российской Федерации внедряются такие системы, но также имеется огромное количество ТЭЦ и котельных, работающих на угле, оборудование и технология которых устарела. Каждый год, благодаря строительству газопроводов, инвестиционных вложений, производство тепловой и электрической энергии с применением угля значительно сокращается. По причине огромных территорий в России, колоссальной стоимости по строительству централизованных газопроводов, отсутствует возможность организации подвода газа ко всем населенным пунктам. В таких случаях используется сжиженный углеводородный газ (далее – СУГ). Так, с применением новых технологий по сжиганию СУГ имеется возможность обеспечить население теплом от альтернативного источника, что приведет к снижению вредных выбросов от тепловых станций, работающих на твердом топливе.

В данной работе рассматривается перевод котельной станция Абакумовка на альтернативное топливо, которым является сжиженный углеводородный газ.

## 1.6 Риски

Оборудование, установленное на котельной, постепенно изнашивается, его надежность падает, КПД составляет 60%. В связи с износом оборудования, отсутствием автоматизированного управления части оборудования, отсутствием механической подачи топлива в топку котлов, работа такой котельной становится не рациональной. В тепловых сетях происходит износ трубопроводов, потери представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Нормативные и фактические потери в тепловых сетях

Наименование источника	План, Гкал		Факт, Гкал	
	С утечками	Через изоляцию	С утечками	Через изоляцию
Котельная ст. Абакумовка	70,2	1212,32	71,3	3764,75

Исходя из данных таблицы 3, видно, что фактические потери в тепловых сетях котельной через изоляцию втрое превышают нормативные значения, следовательно, температура теплоносителя в процессе передачи тепла становится меньше расчетного значения, это негативно влияет на КПД.



## 2 Расчетная часть

### 2.1 Описание и расчет тепловой схемы котельной

С учетом перспективного развития станции до 2030 г. планируется увеличение охвата тепловых потребителей (подключение населения) до 10 % со строительством новых сетей. В этой связи, необходимо произвести расчет требуемой нагрузки для подбора котельных агрегатов и сопутствующего к нему оборудования.

При тепловом расчете централизованного теплоснабжения котельной ст. Абакумовка были приняты условия, представленные в таблице 5.

Таблица 5 – расчетные параметры системы теплоснабжения ст. Абакумовка.

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Показатель
1	Температура наружного воздуха (расчетная, для отопления)	°С	- 42
2	Температура воздуха внутри помещений	°С	+ 20
3	Температура воды в подающем трубопроводе	°С	+ 95
	Температура воды в обратном трубопроводе	°С	+ 70

Коэффициент уменьшения расхода теплоты на отопление и вентиляцию для зимнего (холодного) месяца:

$$K_{ОВ} = \frac{(t_{вн} - t_n)}{(t_{вн} - t_{po})}, \quad (1)$$

где  $t_{вн}$  — температура воздуха в помещении, °С,  
 $t_n$  — температура окружающего воздуха (расчетная), °С,  
 $t_{po}$  — температура наружного воздуха (в холодный месяц), °С.

Температура воды на отопление и вентиляцию в линии подачи, °С:

$$t_1 = 95 \text{ °С}. \quad (2)$$

Температура обратной сетевой воды (после отопления и вентиляции), °С,:

$$t_1 = 70 \text{ °С}. \quad (3)$$

Определим объем расхода воды в линии подачи теплоснабжения (для ГВС), т/ч:

$$G_{ГВ} = \frac{860 \cdot Q_{ГВ}}{(t_{ГВП} - t_{СВ})}, \quad (4)$$

где  $t_{ГВП}$  — температура горячей воды, которая поступает потребителям,  
 $t_{СВ}$  — температура сырой воды (зимой 5 °С, летом 15 °С).

$$G_{ГВ} = \frac{860 \cdot 0,11}{(95 - 5)} = 1,05,$$

Определим объем расхода воды на нужды отопления и вентиляции, т/ч:

$$G_{ОВ} = \frac{860 \cdot (Q_0 + Q_В)}{(t_1 - t_2)}, \quad (5)$$

$$G_{ОВ} = \frac{860 \cdot 0,4}{(95 - 70)} = 13,76,$$

Определим объем расхода воды потребителями (отопление, вентиляция и ГВС), т/ч:

$$G_{ВН} = G_{ОВ} + G_{ГВ}, \quad (6)$$

$$G_{ВН} = 1,05 + 13,76 = 14,81,$$

Определим температуру обратной сетевой воды после потребителей, °С:

$$t_{обр} = t_2 = 70^\circ\text{С}. \quad (7)$$

Определим объем подпиточной воды (на восполнение утечек в тепловых сетях), т/ч:

$$G_{УТ} = 0,01 \cdot K_{ТС} \cdot G_{ВН}, \quad (8)$$

$$G_{УТ} = 0,01 \cdot 14,81 \cdot 14,81 = 2,19,$$

Определим расход сырой воды, поступающий на химическую водоочистку, т/ч:

$$G_{СВ} = 1,3 \cdot G_{УТ}, \quad (9)$$

$$G_{СВ} = 1,3 \cdot 2,19 = 2,847,$$

Определим температуру ХВО за охладителем деаэрированной

ВОДЫ, °С:

$$t_{\text{ХОВ.од}} = t_{\text{ХОВ1}} + \left( \frac{G_{\text{ут}}}{G_{\text{ХОВ1}}} \right) * (t_{\text{подп1}} - t_{\text{подп2}}) * \eta, \quad (10)$$

где  $t_{\text{ХОВ1}} = 18$  °С — температура сырой воды перед ХВО,  
 $t_{\text{подп1}} = 104$  °С — температура подпиточной воды за деаэратором,  
 $t_{\text{подп2}} = 70$  °С — температура подпиточной воды за охладителей деаэрированной воды,  
 $G_{\text{ХОВ1}}$  — принятый расход химически очищенной воды (предварительно), т/ч.

$$t_{\text{ХОВ.од}} = 18 + \left( \frac{2,847}{10} \right) * (104 - 70) = 27,7,$$

Температура ХВО, поступающей в деаэратор, °С:

$$t_{\text{ХОВ.д}} = t_{\text{ХОВ.од}} + \left( \frac{G_{\text{под}}}{G_{\text{ХОВ1}}} \right) * (t_{\text{вк2}} - t_{\text{гр}}), \quad (11)$$

где  $G_{\text{под}} = 10$  т/ч — расход греющей воды на подогреватель ХВО,  
 $t_{\text{гр}} = 146$  °С — температура воды после подогревателя ХВО.  
Проверим температуру сырой воды перед ХВО, °С:

$$t_{\text{ХОВ.д}} = 33,5 + \left( \frac{10}{20} \right) * (160 - 146) = 44,$$

$$t_{\text{ХОВ.1}} = t_{\text{св}} + \left( \frac{G_{\text{под}}}{G_{\text{св}}} \right) * (t_{\text{гр}} - t_{\text{подп2}}), \quad (12)$$

$$t_{\text{ХОВ.1}} = 5 + \left( \frac{15}{11,9} \right) * (146 - 70) = 100,8,$$

Тогда расход греющей воды на деаэратор, т/ч:

$$G_{\text{д.гр}} = \frac{(G_{\text{ут}} * t_{\text{подп1}} - G_{\text{ХОВ1}} * t_{\text{ХОВ.д}})}{t_{\text{вк2}}}, \quad (13)$$

$$G_{\text{д.гр}} = \frac{(9,14 * 104 - 20 * 44)}{160} = 0,441,$$

Проверим расход химически очищенной воды на подпитку теплосети, т/ч:

$$G_{\text{ХОВ}} = G_{\text{ут}} - G_{\text{д.гр}}, \quad (14)$$

$$G_{\text{ХОВ}} = 2,19 - 0,441 = 1,749$$

Определим расход теплоты на подогрев сырой воды, ХВО на деаэратор.

Определим расход теплоты на подогрев сырой воды, МВт:

$$Q_{\text{СВ}} = 0.0116 * G_{\text{СВ}} * (t_{\text{ХОВ1}} - t_{\text{СВ}}), \quad (15)$$

$$Q_{\text{СВ}} = 0.0116 * 2,847 * (100,8 - 5) = 1,3,$$

Определим расход теплоты на подогрев химически очищенной воды, МВт:

$$Q_{\text{ХОВ}} = 0.0116 * G_{\text{ПОД}} * (t_{\text{ХОВ.ОД}} - t_{\text{ХОВ.2}}) \quad (16)$$

$$Q_{\text{ХОВ}} = 0.0116 * 10 * (44 - 25) = 1,1$$

Определим расход теплоты на деаэрактор, МВт:

$$Q_{\text{Д}} = 0.0116 * G_{\text{ДГР}} * (t_{\text{ВК2}} - t_{\text{ПОДП1}}), \quad (17)$$

$$Q_{\text{Д}} = 0.0116 * 0,441 * (160 - 104) = 0,3,$$

Определим расход теплоты на подогрев ХВО в охладителе деаэрированной воды, МВт:

$$Q_{\text{ОХЛ}} = 0.0116 * 1,749 * (104 - 70) = 0,7, \quad (18)$$

Определим суммарный расход теплоты, необходимый для получения в котлах, а также фактическую мощность котельной, МВт:

$$\Sigma Q = Q + Q_{\text{СВ}} + Q_{\text{ХОВ}} + Q_{\text{Д}} - Q_{\text{ОХЛ}}, \quad (19)$$

$$\Sigma Q = 1,749 + 1,3 + 1,1 + 0,3 - 0,7 = 3,749.$$

Определим расход тепла на собственные нужды котельной, МВт:

$$\Sigma Q = Q_{\text{СВ}} + Q_{\text{ХОВ}} + Q_{\text{Д}} - Q_{\text{ОХЛ}}, \quad (20)$$

$$\Sigma Q = 1,3 + 1,1 + 0,3 - 0,7 = 2.$$

## 2.2 Определение тепловой мощности котельной

Произведем расчет тепловых нагрузок потребителей, подключаемых к газовой котельной.

Максимальный тепловой поток на отопление жилых и общественных зданий, Гкал/ч:

$$Q_{ov}^p = \beta * q_{ov} * V_H * (t_B - t_o^p) * 10^{-6}, \quad (21)$$

где  $q_{ov}$  - удельная отопительная характеристика на отопление 1 метра кубического (ккал/(м<sup>3</sup>ч °С),

$\beta$  – коэффициент, который учитывает климатические условия района,

$V_H$  – наружный объем здания, м<sup>3</sup>;

$t_B$  – расчетная температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, °С,

$t_o^p$  – расчетная температура наружного воздуха для отопления, °С.

Тепловой поток на вентиляцию общественных зданий (максимальный) определим, Гкал/час:

$$Q_B^p = \beta * q_B * V_H * (t_B - t_{HB}) * 10^{-6}, \quad (22)$$

где  $q_B$  – удельная вентиляционная характеристика (ккал/(м<sup>3</sup>ч °С));

$t_{HB}$  – расчетная температура наружного воздуха для вентиляции, °С.

Максимальный тепловой поток на ГВС жилых и общественных зданий, МВт:

$$Q_{ГВС}^{max} = 2,4 * Q_{ГВС}^{cp}, \quad (23)$$

где 2,4 – коэффициент часовой неравномерности;

$Q_{ГВС}^{cp}$  – средний тепловой поток на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий, Гкал/ч:

$$Q_{ГВС}^{cp} = \frac{1,2 * m * (a + b) * (55 - t_x)}{24} * 10^{-6}, \quad (24)$$

где  $m$  – расчетное число потребителей горячей воды;

$a$  – норма расхода воды на горячее водоснабжение при температуре 55 °С на одного человека в сутки, проживающего в здании с горячим водоснабжением, принимаемая в зависимости от степени комфортности л/сут.;

$b$  – норма расхода воды на ГВС в общественных зданиях при температуре 55 °С;

$c = 4,187$  кДж/(кг\*°С) – удельная теплоемкость воды;

$t_x$  – температура холодной (водопроводной) воды в отопительный период (при отсутствии других данных принимается равной 5 °С), °С.

Выполняем расчет по вышеуказанным формулам для потребителей, результаты вносим в таблицу №5.

Таблица 5 – расчет тепловых мощностей котельной.

Наименование потребителя	Объем здания, м <sup>3</sup>	$\beta$	$q_{ov}, \frac{\text{ккал}}{\text{м}^3\text{ч}} * \text{C}$	$t_{в}, \text{ }^{\circ}\text{C}$	$t_{оп}, \text{ }^{\circ}\text{C}$	$Q_{ov}^p, \text{ Гкал/ч}$
Административно-бытовой корпус на 35 человек	2000	0,9	0,51	20	-42	0,037
Гараж 1	440	0,9	0,33	20	-42	0,08
Гараж 2	465	0,9	0,33	20	-42	0,09
Депозит машин тяжелого типа	1200	0,9	0,5	20	-42	0,022
Детский сад	5160	0,9	0,35	20	-42	0,095
Жилой дом 2-х квартирный 1	515	0,9	0,33	20	-42	0,009
Жилой дом 2-х квартирный 2	515	0,9	0,33	20	-42	0,009
Жилой дом 2-х квартирный 3	515	0,9	0,33	20	-42	0,009
Жилой дом 2-х квартирный 4	515	0,9	0,33	20	-42	0,009
Жилой дом 2-х квартирный 5	515	0,9	0,33	20	-42	0,009
Жилой дом 2-х квартирный 6	515	0,9	0,33	20	-42	0,009
Жилой дом 2-х квартирный 7	515	0,9	0,33	20	-42	0,009
Жилой дом 2-х квартирный 8	515	0,9	0,33	20	-42	0,009
Жилой дом 2-х квартирный 9	515	0,9	0,33	20	-42	0,009
Жилой дом 16-ти квартирный 1	2610	0,9	0,51	20	-42	0,048
Жилой дом 16-ти квартирный 2	2610	0,9	0,51	20	-42	0,048
Жилой дом 16-ти квартирный 3	2610	0,9	0,51	20	-42	0,048

## Окончание таблицы № 5

Насосная станция пожаротушения	230	0,9	0,33	20	-42	0,004
Пассажирское здание	500	0,9	0,33	20	-42	0,009
Пост ЭЦ	230	0,9	0,33	20	-42	0,004
ИТОГО						0.418

Объемы тепловых потоков на вентиляцию (ф. 22) внесены в таблицу 6.

Таблица 6 - Расчет тепловых потоков на вентиляцию.

Наименование потребителя	Объем здания, м <sup>3</sup>	Коэффициент $\beta$	$q_v, \frac{\text{ккал}}{\text{м}^3\text{ч}} * \text{С}$	$t_v, ^\circ\text{C}$	$t_{нв}, ^\circ\text{C}$	$Q_{вр}, \text{Гкал/ч}$
Административно-бытовой корпус на 35 человек	2000	0,9	0,889	20	-25	0,072
Гараж 1	440	0,9	0,889	20	-25	0,016
Гараж 2	465	0,9	0,889	20	-25	0,017
Депо машин тяжелого типа	1200	0,9	0,889	20	-25	0,043
Детский сад	5160	0,9	0,889	20	-25	0,186
Жилой дом 2-х квартирный 1	515	0,9	0,889	20	-25	0,019
Жилой дом 2-х квартирный 2	515	0,9	0,889	20	-25	0,019
Жилой дом 2-х квартирный 3	515	0,9	0,889	20	-25	0,019
Жилой дом 2-х квартирный 4	515	0,9	0,889	20	-25	0,019
Жилой дом 2-х квартирный 5	515	0,9	0,889	20	-25	0,019
Жилой дом 2-х квартирный 6	515	0,9	0,889	20	-25	0,019
Жилой дом 2-х квартирный 7	515	0,9	0,889	20	-25	0,019
Жилой дом 2-х квартирный 8	515	0,9	0,889	20	-25	0,019
Жилой дом 2-х квартирный 9	515	0,9	0,889	20	-25	0,019

## Окончание таблицы 6

Жилой дом 16-ти квартирный 1	2610	0,9	0,889	20	-25	0,094
Жилой дом 16-ти квартирный 2	2610	0,9	0,889	20	-25	0,094
Жилой дом 16-ти квартирный 3	2610	0,9	0,889	20	-25	0,094
Насосная станция пожаротушения	230	0,9	0,889	20	-25	0,008
Пассажирское здание	500	0,9	0,889	20	-25	0,018
Пост ЭЦ	230	0,9	0,889	20	-25	0,008
ИТОГО						0,481

Расчет тепловых потоков на горячее водоснабжение представлен в таблице 7.

Таблица 7- Расчет тепловых потоков на горячее водоснабжение.

Наименование потребителя	m, чел	a(b), л/сут	QГвсрр, Гкал/ч	QГвстах, Гкал/ч
Административно-бытовой корпус на 35 человек	35	8	0,008	0,02
Гараж 1	6	8	0,001	0,003
Гараж 2	6	8	0,001	0,003
Депо машин тяжелого типа	10	8	0,002	0,005
Детский сад	160	8	0,03	0,08
Жилой дом 2-х квартирный 1	6	85	0,01	0,03
Жилой дом 2-х квартирный 2	6	85	0,01	0,03
Жилой дом 2-х квартирный 3	6	85	0,01	0,03
Жилой дом 2-х квартирный 4	6	85	0,01	0,03
Жилой дом 2-х квартирный 5	6	85	0,01	0,03
Жилой дом 2-х квартирный 6	6	85	0,01	0,03
Жилой дом 2-х квартирный 7	6	85	0,01	0,03
Жилой дом 2-х квартирный 8	6	85	0,01	0,03
Жилой дом 2-х квартирный 9	6	85	0,01	0,03
Жилой дом 16-ти квартирный 1	40	85	0,09	0,22
Жилой дом 16-ти квартирный 2	40	85	0,09	0,22
Жилой дом 16-ти квартирный 3	40	85	0,09	0,22
Насосная станция пожаротушения	1	8	0,002	0,0005
Пассажирское здание	40	8	0,009	0,02
Пост ЭЦ	1	8	0,002	0,0005
ИТОГО				1,11



## 2.4 Определение расходов сетевой воды у потребителей

Расчетные часовые расходы сетевой воды определяются отдельно для отопления, вентиляции и ГВС.

Расход воды на отопление (расчетный) определяется как, кг/ч:

$$G_o^p = \frac{Q_o^p}{c * (\tau_1 - \tau_2)}, \quad (24)$$

где  $\tau_1 - \tau_2$  - температура воды в подающем и обратном трубопроводе тепловой сети при расчетной температуре наружного воздуха на отопление  $t_o^p$ ,

$c = 1$  ккал/кг\*°С – удельная теплоемкость воды.

Расход воды на вентиляцию (расчетное значение), кг/ч:

$$G_v^p = \frac{Q_v^p}{c * (\tau_1 - \tau_2)}, \quad (25)$$

где  $\tau_1 - \tau_2$  - температура воды в подающем и обратном трубопроводе тепловой сети при расчетной температуре наружного воздуха на вентиляцию  $t_v^p$ .

Максимальный расход воды на горячее водоснабжение для закрытой системы при двухступенчатой схеме присоединения водоподогревателей:

$$G_{ГВС}^{max} = \frac{0,55 * Q_{ГВС}^{max}}{c * (t_{1М} - t_{2М})}, \quad (26)$$

где  $G_{ГВС}^{max}$  - максимальный тепловой поток на ГВС жилых и общественных зданий, Гкал/час;

$t_{1М} - t_{2М}$  - изменение температуры воды подающего и обратного трубопровода тепловой сети.

Произведем расчеты по вышеуказанным формулам для потребителей, результаты вносим в таблицу 8.

Таблица 8 - Результат расчета расходов сетевой воды у потребителей

Наименование потребителя	$Q_{ov}^p$ , Гкал/ч	$Q_B^p$ , Гкал/ч	$Q_{ГВС}^{max}$ , Гкал/ч	$G_o^p$ , т/ч	$G_e^p$ , кг/ч	$G_{звс}^{max}$ , кг/ч
Административно-бытовой корпус на 35 человек	0,037	0,072	0,02	0.176	0.688	0.097
Гараж 1	0,08	0,016	0,003	0.039	0.151	0.017
Гараж 2	0,09	0,017	0,003	0.409	0.16	0.017
Депо машин тяжелого типа	0,022	0,043	0,005	1.055	0.413	0.028
Детский сад	0,095	0,186	0,08	4.539	1.775	0.441
Жилой дом 2-х квартирный 1	0,009	0,019	0,03	0.453	0.177	0.088
Жилой дом 2-х квартирный 2	0,009	0,019	0,03	0.453	0.177	0.088
Жилой дом 2-х квартирный 3	0,009	0,019	0,03	0.453	0.177	0.088
Жилой дом 2-х квартирный 4	0,009	0,019	0,03	0.453	0.177	0.088
Жилой дом 2-х квартирный 5	0,009	0,019	0,03	0.453	0.177	0.088
Жилой дом 2-х квартирный 6	0,009	0,019	0,03	0.453	0.177	0.088
Жилой дом 2-х квартирный 7	0,009	0,019	0,03	0.453	0.177	0.088
Жилой дом 2-х квартирный 8	0,009	0,019	0,03	0.453	0.177	0.088
Жилой дом 2-х квартирный 9	0,009	0,019	0,03	0.453	0.177	0.088
Жилой дом 16-ти квартирный 1	0,048	0,094	0,22	2.296	0.898	0.117
Жилой дом 16-ти квартирный 2	0,048	0,094	0,22	2.296	0.898	0.117
Жилой дом 16-ти квартирный 3	0,048	0,094	0,22	2.296	0.898	0.117
Насосная станция пожаротушения	0,004	0,008	0,0005	0.202	0.079	0.003
Пассажирское здание	0,009	0,018	0,02	0.44	0.172	0.11
Пост ЭЦ	0,004	0,008	0,0005	0.202	0.079	0.003
ИТОГО	0.418	0.481	1,11	18.026	7.804	1.857

## 2.5 Определение годовых расходов тепла у потребителей

Годовой расход теплоты потребителями района теплоснабжения, Гкал:

$$Q = Q_o^{\text{год}} + Q_v^{\text{год}} + Q_{\text{звс}}^{\text{год}} + Q_m^{\text{год}}, \quad (27)$$

где  $Q_o^{\text{год}}$  - годовой расход тепла на отопление, Гкал, рассчитывается по формуле (28),

$Q_v^{\text{год}}$  - годовой расход тепла на вентиляцию, Гкал, рассчитывается по формуле (31),

$Q_{\text{звс}}^{\text{год}}$  - годовой расход тепла на горячее водоснабжение, Гкал,

$Q_m^{\text{год}}$  - годовой расход тепла на технологические нужды, Гкал.

$$Q_o^{\text{год}} = Q_o^{\text{cp}} * (n_o - n_d) + n_d * \frac{t_{\text{вд}} - t_m^{\text{cpo}}}{t_{\text{кр}} - t_m^{\text{cpo}}}, \quad (28)$$

где  $n_o$ , дней - продолжительность отопительного периода для ст. Абакумовка,

$n_d$  (ч/год) - длительность работы дежурного отопления, (дежурное отопление не предусмотрено),

$t_{\text{вд}}$ , - температура внутреннего воздуха при дежурном отоплении, °С

Для определения средней температуры наружного воздуха за любой интервал отопительного периода, примем: интервал отопительного периода от +8 °С до расчетной на отопление температуры наружного воздуха равной -40 °С, т.е. расчет производится по следующей формуле:

$$t_m^{\text{cpo}} = \frac{n_1 * t_{m1}^{\text{cp}} + n_2 * t_{m2}^{\text{cp}} + n_m * t_{mm}^{\text{cp}}}{n_1 + n_2 + n_m}, \quad (29)$$

Так, средняя многолетняя температура воздуха за отопительный период составила  $t_{\text{срон}} = -8,44$  °С.

Средняя тепловая нагрузка за отопительный период определяется по формуле, Гкал/ч:

$$Q_o^{\text{cp}} = Q_{oc}^p * \frac{t_{\text{вп}} - t_n^{\text{cpo}}}{t_{\text{вп}} - t_{no}}, \quad (30)$$

где  $Q_{oc}^p$  - расчетный расход тепла на отопление, Гкал/ч,

$t_{\text{вп}}$  - расчетная температура внутреннего воздуха отапливаемых помещений, °С принимаемая в зависимости от назначения здания,

$t_{no} = -40$  °С - расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления,

$t_n^{cp0} = -8,44$  °С - средняя температура воздуха за отопительный период для с. Абакумовка.

Для рассчитываемых потребителей  $n_d = 0$  и уравнение (10) принимает вид:

$$Q_o^{год} = Q_o^{cp} * n_o, \quad (31)$$

Определим расход тепла на вентиляцию (за год), Гкал:

$$Q_в^{год} = Q_в^p * \left( n_в + \frac{t_{вп} - t_n^{cpв}}{t_{вп} - t_{не}^{cpв}} (n_o - n_в) \right) * \left( 1 - \frac{n_д^в}{n_o} \right), \quad (32)$$

где  $n_в = 492$  ч - продолжительность отопительного периода с температурой наружного воздуха  $t_n < t_{нв}$ ,

$n_д^в = 1856$  ч - продолжительность отопительного периода без работы вентиляции,

$t_n^{cpв}$  - средняя температура наружного воздуха (от начала отопительного периода до расчетной температуры на вентиляцию), °С:

$$t_n^{cpв} = \frac{n_1 * t_{м1}^{cp} + n_2 * t_{м2}^{cp} + n_m * t_{мм}^{cp}}{n_1 + n_2 + n_m}, \quad (33)$$

Годовой расход теплоты на ГВС, Гкал:

$$Q_{гвс}^{год} = Q_{гвс}^{cp} * \left( n_o + \varphi_{гвс}^л * \frac{t_r - t_x^л}{t_r - t_x^з} (n_2 - n_o) \right), \quad (34)$$

где  $Q_{гвс}^{cp}$  - средненедельный расход тепла на горячее водоснабжение,

$n_2 = 8424$  ч - длительность работы системы горячего водоснабжения,

$\varphi_{гвс}^л = 0,8$  - коэффициент снижения часового расхода воды на горячее водоснабжение в летний период,

$t_r$ , °С - температура горячей воды,

$t_x^л$ , °С - температура холодной водопроводной воды летом,

$t_x^з$ , °С - температура холодной водопроводной воды зимой,

Расход теплоты на технологические нужды источника отсутствует.

Производим расчеты по потребителям, используя вышеуказанные формулы, получившиеся результаты вносим в таблицу 9.

Таблица 9 – Годовые расходы тепла по потребителям.

Наименование потребителя	$t_g, \text{оС}$	$Q_{ov}^p, \frac{\text{Гкал}}{\text{ч}}$	$Q_B^p, \frac{\text{Гкал}}{\text{ч}}$	$Q_{гвс}^{ср}, \frac{\text{Гкал}}{\text{ч}}$	$Q_0^{\text{год}}, \frac{\text{Гкал}}{\text{ч}}$	$Q_B^{\text{год}}, \frac{\text{Гкал}}{\text{год}}$	$Q_{гвс}^{\text{год}}, \frac{\text{Гкал}}{\text{год}}$
Административн о-бытовой корпус на 35 человек	20	0,037	0,072	0,0008	105.158	35.458	15.19
Гараж 1	20	0,08	0,016	0,0001	23.135	7.801	2.278
Гараж 2	20	0,09	0,017	0,0001	24.449	8.244	2.278
Депо машин тяжелого типа	20	0,022	0,043	0,0002	63.095	21.275	3.797
Детский сад	20	0,095	0,186	0,003	271.301	91.482	6.076
Жилой дом 2-х квартирный 1	20	0,009	0,019	0,001	27.078	9.13	22.785
Жилой дом 2-х квартирный 2	20	0,009	0,019	0,001	27.078	9.13	22.785
Жилой дом 2-х квартирный 3	20	0,009	0,019	0,001	27.078	9.13	22.785
Жилой дом 2-х квартирный 4	20	0,009	0,019	0,001	27.078	9.13	22.785
Жилой дом 2-х квартирный 5	20	0,009	0,019	0,001	27.078	9.13	22.785
Жилой дом 2-х квартирный 6	20	0,009	0,019	0,001	27.078	9.13	22.785
Жилой дом 2-х квартирный 7	20	0,009	0,019	0,001	27.078	9.13	22.785
Жилой дом 2-х квартирный 8	20	0,009	0,019	0,001	27.078	9.13	22.785
Жилой дом 2-х квартирный 9	20	0,009	0,019	0,001	27.078	9.13	22.785
Жилой дом 16-ти квартирный 1	20	0,048	0,094	0,009	137.231	46.273	167.088
Жилой дом 16-ти квартирный 2	20	0,048	0,094	0,009	137.231	46.273	167.088
Жилой дом 16-ти квартирный 3	20	0,048	0,094	0,009	137.231	46.273	167.088
Насосная станция пожаротушения	20	0,004	0,008	0,0002	12.093	4.078	0.38

Окончание таблицы 9

Пассажирское здание	20	0,009	0,018	0,0009	26.289	8.865	15.19
Пост ЭЦ	20	0,004	0,008	0,0002	12.093	4.078	0.38
ИТОГО		0.418	0.481	0.099	1193	402.272	751.896

## 2.6 Расчет тепловых потерь при транспортировке теплоносителя

Определим Потери тепловой энергии  $Q_y$ , связанные с утечками из тепловой сети, Гкал/год:

$$Q_y = a * V_c * p * C * \left( \frac{t_n - t_0}{2} - t_{хв} \right) * 24 * Z * 10^{-6}, \quad (35)$$

где  $a * V_c = 0,0025 \frac{м^3}{ч}$ - часовая доля потерь теплоносителя от объема двухтрубной сети,

$p = 997 \frac{кг}{м^3}$  – плотность теплоносителя (сетевой воды),

$t_n$  - средняя температура теплоносителя подающего трубопровода,

$t_0$  - средняя температура теплоносителя обратного трубопровода,

$t_{хв} = 5$  °С - температура холодной воды в отопительный период,

$Z = 351$  день - длительность работы тепловых сетей.

Определяем тепловые потери через изолированную поверхность подающей и обратной линий трубопроводов при транспорте теплоносителя.

Количество тепловой энергии, теряемой при транспорте теплоносителя от теплоисточника до потребителя для подземной прокладки определяем по формулам, Гкал/год:

$$Q_{пп} = \Sigma \beta * q_{пп} * L_c * Z * 10^{-6}, \quad (36)$$

$$Q_{по} = \Sigma \beta * q_{по} * L_c * Z * 10^{-6}, \quad (37)$$

где  $Q_{пп}$ -среднегодовые тепловые потери подающего подземного трубопровода, Гкал/год,

$Q_{по}$ -среднегодовые тепловые потери обратного подземного трубопровода, Гкал/год,

$\Sigma \beta = 1,25$  – коэффициент, учитывающий потери тепла арматурой, компенсаторами,

$q_{пп} = 25,24 \frac{ккал}{м*ч}$  норма плотности теплового потока, ккал/(м\*час), при средней многолетней температуре воздуха за отопительный период равной -8,44 °С, температурах теплоносителя для этой температуры по температурному графику тепловой сети 95 °С в прямом трубопроводе,

$q_{\text{по}} = 19,32 \frac{\text{ккал}}{\text{м} \cdot \text{ч}}$  норма плотности теплового потока, ккал/(м\*час),  
при средней многолетней температуре воздуха за отопительный период равной -8,44 °С, температурах теплоносителя для этой температуры по температурному графику тепловой сети 70 °С в обратном трубопроводе,

$L_c$ - протяженность тепловой сети, м,

$Z = 8424$  ч - продолжительность работы тепловых сетей (в год).

Определим объем тепловой энергии, которая теряется при транспортировке теплоносителя для трубопровода Ду -100 мм:

Тогда изменение температур теплоносителя и наружного воздуха:

В прямом трубопроводе:

$$\Delta t_{\text{пр}} = 95 - (-8,44) = 103,44,$$

В обратном трубопроводе:

$$\Delta t_{\text{обр}} = 70 - (-8,44) = 78,44,$$

Объем потерь тепловой энергии при транспортировке теплоносителя от источника до потребителя для 1 участка:

$$Q_{\text{пш}} = 25,24 * 1,25 * 115 * 8424 * 10^{-6} = 29,558 \frac{\text{Гкал}}{\text{год}},$$

$$Q_{\text{по}} = 19,32 * 1,25 * 115 * 8424 * 10^{-6} = 20,334 \frac{\text{Гкал}}{\text{год}}.$$

Тепловые потери для трубопроводов других диаметров и участков определяем аналогично, результаты расчетов сводим в таблицу 10.

Таблица 10 – Тепловые потери в трубопроводах.

№ уч	Наименование потребителя	Dвн, мм	Lс, м	Прямой трубопровод		Обратный трубопровод		Итого Qн, Гкал/год
				qнп, ккал/(м*ч)	Qнп, Гкал/год	qно, ккал/(м*ч)	Qно, Гкал/год	
1	Административно-бытовой корпус на 35 человек	0.125	115	17.26	2.0901	13.22	1.6009	3.691
2	Гараж 1	0.125			2.0901			
3	Гараж 2	0.125			2.0901			
4	Депо машин тяжелого типа	0.15	56	23.58	1.3905	18.06	1.065	2.4554
5	Детский сад	0.15						
6	Жилой дом 2-х квартирный 1	0.082	540.4	17.26	9.821	13.22	7.5227	17.34
7	Жилой дом 2-х квартирный 2	0.082			9.821		7.5227	
8	Жилой дом 2-х квартирный 3	0.082			9.821		7.5227	
9	Жилой дом 2-х квартирный 4	0.082			9.821		7.5227	
10	Жилой дом 2-х квартирный 5	0.082			9.821		7.5227	
11	Жилой дом 2-х квартирный 6	0.082			9.821		7.5227	
12	Жилой дом 2-х квартирный 7	0.069	366.6	18.6	7.1802	14.24	5.4971	12.67
13	Жилой дом 2-х квартирный 8	0.069			7.1802		5.4971	
14	Жилой дом 2-х квартирный 9	0.069			7.1802		5.4971	
15	Жилой дом 16-ти квартирный 1	0.1	348.5	18.6	6.8257	14.24	5.2257	12.05
16	Жилой дом 16-ти квартирный 2	0.1			6.8257		5.2257	
17	Жилой дом 16-ти квартирный 3	0.1			6.8257		5.2257	
18	Насосная станция пожаротушения	0.033	289.4	17.26	5.2598	13.22	4.0286	9.288
19	Пассажирское здание	0.207	36	17.26	0.6543	13.22	0.5011	1.155
20	Пост ЭЦ	0.05	148.1	17.26	2.6917	13.22	2.0616	4.7533
<b>ИТОГО</b>								<b>209.433</b>

После проводим расчет потерь тепла в тепловых сетях:

$$Q_{мс}^{пот} = 4,364 + 209.433 = 213.7 \frac{\text{Гкал}}{\text{год}} = 0,026 \frac{\text{Гкал}}{\text{ч}}$$



## 2.7 Расход тепла на собственные нужды котельной

Собственные нужды котельной по укрупненным данным для современных водогрейных котельных, работающих на газовом топливе, в основном составляют затраты тепла на отопление котельной и равны 1,0-1,5% от максимальной выработки тепла.

$$Q_{сн} = 0,015 * Q_{кот.ч.}, \quad (38)$$

$$Q_{сн} = 0,015 * 1,242 = 0.019.$$

Источником водоснабжения для подпитки системы котлового и отопительного контура служит хозяйственно-питьевой водопровод Дирекции. Вода котлового контура умягчается установкой дозирования комплексоната. Качество воды удовлетворяет требованиям санитарно-гигиенических норм СанПин 2.1.4.1116-02).

## 2.8 Выбор котельного агрегата

На основании полученных расчетных данных по тепловым нагрузкам потребителей и потерям тепловой энергии в сетях, выполним выбор котловых агрегатов в составе котельной. Для котельной принимаем три котельных агрегата, один – рабочий, второй и третий – резервный.

Расчетная тепловая нагрузка потребителей:

$$Q_{потр} = Q_{ов}^p + Q_{в}^p + Q_{гвс}^{макс}, \quad (39)$$

$$Q_{потр} = 0,481 + 0,418 + 0.111 = 1.009 \frac{\Gamma_{кал}}{ч}.$$

Потери тепла в тепловых сетях:

$$Q_{пот}^{тс} = 0,026 \frac{\Gamma_{кал}}{ч}.$$

Требуемая минимальная мощность одного котлового агрегата (с учетом 10 % запаса по мощности):

$$Q_{потр} = 1,2 * (Q_{потр} + Q_{пот}^{тс}), \quad (40)$$

$$Q_{потр} = 1,2 * (1.009 + 0,026) = 1.242 \frac{\Gamma_{кал}}{ч} = 1.444 \text{ МВт}.$$

Расход воды через водогрейные котлы, т/ч:

$$G_k = \frac{860 * \Sigma Q}{(t_1^{BK} - t_2^{BK})}, \quad (41)$$

где  $t_{BK1} = 85 \text{ } ^\circ\text{C}$  – температура на входе в водогрейный котел.

Определяется расход воды на рециркуляцию, т/ч:

$$G_{\text{рец}} = \frac{G_k * (t_2^{BK} - t_{\text{обр}})}{(t_1^{BK} - t_{\text{обр}})}, \quad (42)$$

Определяется расход воды по перепускной линии, т/ч:

$$G_{\text{пер}} = \frac{G_{\text{вн}} * (t_1^{BK} - t_1)}{(t_1^{BK} - t_{\text{обр}})}, \quad (43)$$

Определяется расход сетевой воды от внешних потребителей через обратную линию, т/ч:

$$G_{\text{обр}} = G_{\text{вн}} - G_{\text{ут}}, \quad (44)$$

Расчетный расход воды через котлы, т/ч:

$$G_k^{\text{'}} = G_{\text{вн}} + G_{\text{гр}}^{\text{под}} + G_{\text{рец}} - G_{\text{пер}}, \quad (45)$$

Определяется расход воды, поступающей к внешним потребителям по подающей линии, т/ч:

$$G_{\text{вн}}^{\text{'}} = G_k^{\text{'}} - G_{\text{гр}}^{\text{д}} - G_{\text{рец}} - G_{\text{гр}}^{\text{под}} + G_{\text{пер}}, \quad (46)$$

Определяется разница между найденным ранее и уточненным расходом воды внешними потребителями, %:

$$\Delta G = \frac{100 * (G_{\text{вн}} - G_k^{\text{'}})}{G_{\text{вн}}}. \quad (47)$$

Результаты расчетов представлены в таблице 11:

Таблица 11 - Расчет тепловой схемы водогрейной котельной, работающей на закрытую систему теплоснабжения

Величина	Обозначение	Значение для расчетных режимов		
		Макс. зимний	Хол. месяц	Летний
Расположение котельной	-	Село Новониколаевка		
Расчетная температура наружного воздуха, °С	$t_H$	-40	-6,7	-
Расчетная температура внутреннего воздуха, °С	$t_{вн}$	20	20	-
Расчетная температура сырой воды, °С	$t_{св}$	5	5	15
Температура сырой воды перед ХВО, °С	$t'_{хов}$	20		
Коэффициент собственных нужд ХВО	$K_{хво}$	1,35		
Температура воды на выходе из водогрейных котлов, °С	$t_{вк1}$	105	105	105
Температура воды на входе в водогрейные котлы, °С	$t_{вк2}$	60		
Расчетная температура горячей воды после теплообменников ГВС, °С	$t_{гв}^{потр}$	50		
Температура греющей воды после подогревателя химически очищенной воды, °С	$t''_{гр}$	85		
КПД подогревателей	$\eta$	0,98		
Процент утечек в тепловой сети	$K_{тс}$	2		
Коэффициент снижения расхода теплоты на отопление и вентиляцию	$K_{ов}$	1,053	0,468	-
Температура воды в подающей линии тепловой сети, °С	$t_1$	95	65	60
Температура обратной сетевой воды после систем отопления и вентиляции, °С	$t_2$	70	50	23
Расход воды в трубопроводе горячего водоснабжения, т/ч	$G_{гв}^{потр}$	40,34	40,34	32,87
Тепловая нагрузка подогревателя первой ступени, Гкал/ч	$Q_{гв}^1$	2,57	1,64	0
Тепловая нагрузка подогревателя второй ступени, Гкал/ч	$Q_{гв}^2$	0,006	0,94	1,72
Расход сетевой воды на теплообменник второй ступени, т/ч	$G_{гв}^2$	0,21	5,4	3,3
Температура обратной сетевой воды после внешних потребителей, °С	$t_{обр}$	62,8	45,2	24,1

Продолжение таблицы 11

Расход химически очищенной воды для восполнения утечек в тепловых сетях, т/ч	$G_{\text{хов}}$	0,063	0,06	0,007
Расход сырой воды, поступающей на ХВО, т/ч	$G_{\text{св}}$	0,085	0,081	0,009
Предварительный расход воды в подпиточной линии, т/ч	$G'_{\text{подп}}$	0,089	0,086	0,013
Предварительный расход греющей воды на подогреватель очищенной воды, т/ч	$G_{\text{гр}}^{\text{под}}$	0,028	0,003	0,027
Т-ра химически очищенной воды, поступающей в декарбонизатор, °С	$t_{\text{хов}}^{\text{д}}$	25		
Проверка температуры подогретой сырой воды перед ХВО, °С	$t_{\text{хов}}$	30,4	30,3	29,8
Невязка между принятой ранее и полученной температурой подогретой сырой воды перед ХВО, %	$\Delta t_{\text{хов}}$	0,4	0,3	0,2
Расход греющей воды на декарбонизатор, т/ч	$G_{\text{гр}}^{\text{д}}$	0,026	0,025	0,006
Проверка расхода воды в подпиточной линии, т/ч	$G_{\text{подп}}$	0,089	0,085	0,013
Невязка между принятым ранее и полученным расходом воды подпиточной линии, %	$\Delta G_{\text{подп}}$	0,5	1,3	1,2
Расход теплоты на подогрев сырой воды, Гкал/ч	$Q_{\text{св}}$	0,001	0,001	0,000014
Расход теплоты на подогрев химически очищенной воды, Гкал/ч	$Q_{\text{хов}}$	0,001	0,001	0,00004
Расход теплоты на декарбонизатор, Гкал/ч	$Q_{\text{д}}$	0,002	0,002	0,0001
Расход теплоты на подогрев химически очищенной воды, Гкал/ч	$Q_{\text{охл}}$	0,003	0,003	0,0005
Суммарный расход теплоты, который необходимо получить в котлах, МВт	$\Sigma Q$	3,8	3,2	1,3
Расход воды через котлы, т/ч	$G_{\text{к}}$	64,5	37	21
Расход воды на рециркуляцию, т/ч	$G_{\text{рец}}$	6,5	4	1,8
Расход воды по перепускной линии, т/ч	$G_{\text{пер}}$	118,6	71,6	11,9
Расход сетевой воды через обратную линию (с учетом утечки), т/ч	$G_{\text{обр}}$	177	107,3	19,4

### Окончание таблицы 11

Расчетный расход воды через котлы, т/ч	$G'_k$	53,7	44,3	23,5
Расход воды, поступающей к внешним потребителям по прямой линии, т/ч	$G'$	205,4	186,8	32,9
Разница между найденным ранее и уточненным расходом воды внешними потребителями, %	$\Delta G$	0,008	0,008	0,019

## 2.9 Расчет потребности в топливе

В качестве основного вида топлива на котельной предполагается использование сжиженного углеводородного газа (СУГ, пропан-бутан).

Расход условного топлива определяем по формуле, кг у.т.:

$$B_{\text{у.т.}} = b_{\text{у.т.}}^T * Q_{\text{год}} = b_{\text{у.т.}}^T * (Q_0^{\text{год}} + Q_{\text{в}}^{\text{год}} + Q_{\text{гвс}}^{\text{год}} + Q_{\text{пот}}^{\text{год}}), \quad (48)$$

где  $b_{\text{у.т.}}^T$  - удельный расход условного топлива на выработку теплоты в котельной без учета потерь во внутренних коммуникациях,

$$b_{\text{у.т.}}^T = \frac{1000000}{700 * \eta_k} = \frac{142,8}{\eta_k}, \quad (49)$$

где  $\eta_k=92\%$  - КПД брутто котла.

Тогда:

$$b_{\text{у.т.}}^T = \frac{142,8}{0,92} = 155,22 \text{ кг у.т./Гкал}$$

$$B_{\text{у.т.}} = 155,22 * (1193 + 402,272 + 751,896 + 213,7) * 0,001 = 397,5 \text{ т.у.т.}$$

Пересчет условного топлива в натуральное выполним в соответствии с характеристикой топлива и значением его калорийного эквивалента, т. н.н.:

$$B_{\text{нат}} = \frac{B_{\text{у.т.}}}{\mathcal{E}}, \quad (50)$$

где  $B_{\text{нат}}$ ,  $B_{\text{у.т.}}$  - потребность котельной в топливе соответственно натуральном и условном;

$\mathcal{E}$  – калорийный эквивалент топлива, определяемый по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{Q_{\text{н}}^p}{Q_{\text{н у.т.}}^p}, \quad (51)$$

где  $Q_{рн}$ ,  $Q_{рн.у.т.}$  – соответственно низшая теплота сгорания натурального и условного топлива, ккал/кг.

Расход натурального топлива в год:

$$V_{нат} = \frac{397,5 \cdot 7000}{7950} = 350 \text{ тыс. м}^3.$$

### 3 Выбор оборудования котельной

#### 3.1 Котел «ТУРБОТЕРМ»

В разделе «1.4 Описание технических решений» был выбран котельный агрегат «ТУРБОТЕРМ ОПТИМА – 1500 (1.5МВт)» (см. рисунок 5).

На рисунке 6 представлена схема движения газов в котле.

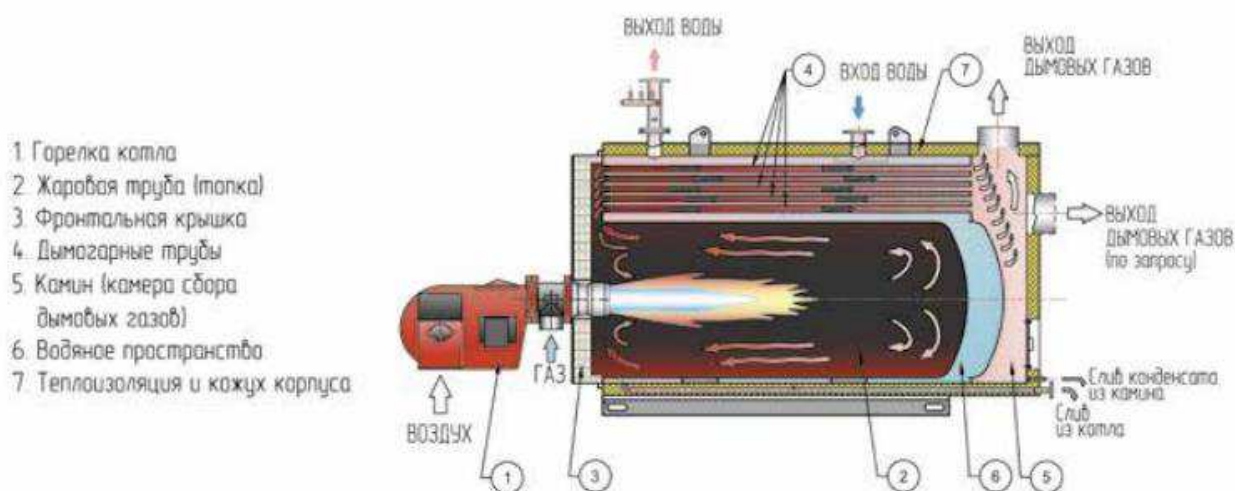


Рисунок 6 – Схема движения газов в котле «ТУРБОТЕРМ ОПТИМА – 1500 (1.5МВт)»

Принцип работы котла следующий:

Вода трубам поступает в систему котельной, где очищается. Через насос циркуляции она подается в теплообменник и в котел. После чего открывается газовый клапан и в горелку поступает газовое топливо. Тут же включается система розжига, загорается газ. Поступившая в котел вода нагревается и направляется далее в систему котельной.

### 3.2 Расчет газонаполнительной станции

Поскольку в с. Новониколаевка отсутствует централизованная сеть газоснабжения, газ поступает до котельной в автомобильной или железнодорожной цистерне в емкостях по 28 м<sup>3</sup>.

Газонаполнительные станции (ГНС) являются основными производственными единицами в системе снабжения сжиженным газом промышленных и иных объектов.

Здесь производится слив, осуществление запаса топлива, его разделение и отправка топлива конечным потребителям.

На ГНС имеются сливные эстакады, отдел запаса топлива с необходимым оборудованием и резервуарами для СУГ, а также цехами и хозяйственно-бытовыми помещениями с насосно-компрессорным, наполнительным, сливным отделениями, блоками вспомогательных помещений с механическими мастерскими, котельными, административно-хозяйственными помещениями, гаражами для автотранспорта и оборудованы системами водо-, тепло-, электроснабжения, связи и канализации.

На ГНС сжиженных газов осуществляются следующие операции:

- поставка и прием СУГ;
- разгрузка СУГ в баки;
- обеспечение сохранности и целостности в баках;
- наполнение СУГ в баллоны, автомобильные цистерны;
- распределение СУГ в емкости для хранения и внутренней трубопроводной сети;
- технологическое и иное обслуживание оборудования ГНС.

Для хранения сжиженных газов на ГНС в проекте выбраны горизонтальные цилиндрические резервуары емкостью 75 м<sup>3</sup>, которые устанавливаются под землей (в нашем случае).

Подземная установка резервуаров на ГНС было выбрано по следующим причинам:

- более безопасны (по пожарной части);
- более надежная теплоизоляция в зимнее время;
- дешевая эксплуатация.

Необходимое количество устанавливаемых резервуаров для хранения определим, исходя из годового объема потребления, запас рассчитываем на 5 суток, т.к. расстояние до поставщика не превышает 500 км (СУГ поставляется из г. Иланский).

Для выполнения данного расчета необходимо определить основные параметры газа. Для этого найдем плотность газовой фазы:



$$\rho_{\Gamma} = k_{\text{пр}} * \rho_{\text{пр}}^{\text{газ}} + k_{\text{бут}} * \rho_{\text{бут}}^{\text{газ}}, \quad (52)$$

где  $k_{\text{пр}} = 0,85$  - доля пропана в газе,  
 $k_{\text{бут}} = 0,15$  - доля бутана в газе,  
 $\rho_{\text{пр}}^{\text{газ}} = 2,0037 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$  - плотность газовой фазы пропана,  
 $\rho_{\text{бут}}^{\text{газ}} = 2,519 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$  - плотность газовой фазы бутана,

$$\rho_{\Gamma} = 0,85 * 2,0037 + 0,15 * 2,519 = 2,081 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Рассчитаем плотность жидкой фазы, кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_{\text{ж}} = k_{\text{пр}} * \rho_{\text{пр}}^{\text{ж}} + k_{\text{бут}} * \rho_{\text{бут}}^{\text{ж}}, \quad (53)$$

где  $\rho_{\text{пр}}^{\text{ж}} = 525 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$  - плотность жидкой фазы пропана,  
 $\rho_{\text{бут}}^{\text{ж}} = 600 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$  - плотность жидкой фазы бутана,

$$\rho_{\Gamma} = 0,85 * 525 + 0,15 * 600 = 536,25 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Рассчитаем низшую объемную теплоту сгорания СУГ, кДж/м<sup>3</sup>:

$$Q_{\text{н(о)}}^{\text{п}} = k_{\text{пр}} * Q_{\text{н(пр.о)}}^{\text{п}} + k_{\text{бут}} * Q_{\text{н(бут.о)}}^{\text{п}}, \quad (54)$$

где  $Q_{\text{н(пр.о)}}^{\text{п}} = 91,130 \frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}$  - низшая объемная теплота сгорания пропана,  
 $Q_{\text{н(бут.о)}}^{\text{п}} = 118,520 \frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}$  - низшая объемная теплота сгорания бутана,  
 $Q_{\text{н(о)}}^{\text{п}} = 0,85 * 91,130 + 0,15 * 118,520 = 95,24 \frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}.$

Рассчитаем низшую массовую теплоту сгорания СУГ, кДж/м<sup>3</sup>:

$$Q_{\text{н(м)}}^{\text{п}} = k_{\text{пр}} * Q_{\text{н(пр.м)}}^{\text{п}} + k_{\text{бут}} * Q_{\text{н(бут.м)}}^{\text{п}}, \quad (55)$$

где  $Q_{\text{н(пр.м)}}^{\text{п}} = 46,3 \frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}$  - низшая массовая теплота сгорания пропана,  
 $Q_{\text{н(бут.м)}}^{\text{п}} = 47,3 \frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}$  - низшая массовая теплота сгорания бутана,

$$Q_{\text{н(м)}}^{\text{п}} = 0,85 * 46,3 + 0,15 * 47,3 = 46,45 \frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}.$$

Перейдем к расчету газонаполнительной станции. Общий объем хранения газа на ГНС, м<sup>3</sup>:

$$V = \frac{Q_r * n}{365 * \rho_{ж} * k}, \quad (56)$$

где  $n = 5$  сут. - запас хранения,  
 $k = 0,85$  - коэффициент заполнения резервуара 0,85-0,9 (для подземного размещения),

$\rho_{ж}$  - плотность жидкой фазы, кг/м<sup>3</sup>,

$Q_r = 266000$  кг- годовое потребление (массовое количество) газа.

Чтобы определить годовой объем потребления газа, необходимо произвести расчет

$$V = \frac{266000 * 5}{365 * 536,25 * 0,85} = 10.519 \text{ м}^3.$$

Необходимое количество резервуаров при единичном объеме одного резервуара, шт.:

$$V = \frac{V}{V_p}, \quad (57)$$

где  $V$  - общий объем хранения газа на ГНС,

$V_p = 75 \text{ м}^3$  - объем принятого к установке резервуара,

$$V = \frac{10.519}{75} = 0.14 \text{ шт.}$$

Округлим до целого значения, итого необходим резервуар в количестве 1 шт.

### 3.3 Расчет числа цистерн

Поскольку СУГ поступает на котельную в авто или жд цистернах, необходимо произвести расчет числа цистерн для осуществления технологического процесса работы котельной.

Отделение наполнения баллонов является одним из основных ГНС.

Оно оборудовано ручными, полуавтоматическими, автоматическими и раздаточными постами: в зависимости от числа заполняемых цистерн.

Количество заполняемого газа оценивается взвешиванием или измерением объема жидкости.

Отпуск сжиженных газов с автоцистерны в ГНС осуществляется через газораздаточные колонки.

Число колонок определяется исходя из необходимости суточной реализации газа в автоцистернах, шт.:

$$N_6 = \frac{G_{\text{сут}}}{g}, \quad (58)$$

где  $g = 21$  т – масса газа в одном баллоне,  
 $G_{\text{сут}}$  – суточный расход газа, т/сут:

$$G_{\text{сут}} = \frac{Q_{\text{год}} * k}{365}, \quad (59)$$

где  $k = 0,05$  – доля реализации газа через газобаллонные установки,

$$G_{\text{сут}} = \frac{266000 * 0,05}{365} = 36,438 \text{ т/сут},$$

$$N_6 = \frac{36,438}{0,021} = 1,735 = 2 \text{ шт.}$$

Необходимое количество баллонов в сутки составляет 2 штуки.

### 3.4 Расчет числа автомобилей для перевозки цистерн

ГНС должны иметь необходимое количество автомобильного транспорта для повышения эффективности обеспечения котельной газом. Для этого имеется необходимость в расчете количества транспорта для перевозки цистерн.

Определим число автоцистерн:

$$A_0^{\text{ц}} = \frac{V_c}{V_{\text{ц}} * n}, \quad (60)$$

где  $V_c$  – среднесуточный расход сжиженного газа,  $\text{м}^3$ ;

$V_{\text{ц}} = 6,2$   $\text{м}^3$  – полезный объем, для АЦТ – 8 – 130,

$n$  – число рейсов в сутки:

$$n = \frac{\tau}{2 * \frac{l}{c} + 2 * t_1}, \quad (61)$$

где  $t$  – время работы в сутки, 8 ч;

$l$  – расстояние от ГНС до потребителя, 5 км;

$c$  – средняя техническая скорость автомобиля, 40 км/ч;

$t_1$  – время погрузки – разгрузки, 1,5 ч.

$$n = \frac{8}{2 \cdot \frac{5}{40} + 2 \cdot 1,5} = 2.462 = 3.$$

$$V_c = 266000 * 0.9 = 239400,$$

$$A_0^{\text{II}} = \frac{239400}{6.2 * 3} = 12870.$$

Определяем количество заправочных колонок:

$$n_k = \frac{V_c}{q * k * r}, \quad (62)$$

где  $q$  - расчетная производительность колонки, 5 т/ч;  
 $k$  - коэффициент использования автотранспорта, 0,65;  
 $r$  - время работы колонки, 8ч;

$$n_k = \frac{34}{5 * 0.65 * 0.8 * 2} = 2.$$

Определяем средний объем перевозок:

$$q_1 = q * n, \quad (63)$$

где  $q$  - грузоподъемность одного автомобиля, 0,8 т.

$$q_1 = 2 * 0.8 = 1.6.$$

Определяем необходимый объем перевозок в сутки, т:

$$q_2 = \frac{Q * k * k_1}{N}, \quad (64)$$

где  $Q$  - объем реализации газа за год, т;  
 $N$  - число рабочих дней в году, 364;  
 $k$  - коэффициент неравномерности, 1,5;

$$q_2 = \frac{266 * 1.5 * 0.1}{364} = 0.11.$$

Определяем требуемое число автомобилей типа «клетка», шт:

$$A_{\text{ц}} = \frac{q_2}{q_1}, \quad (65)$$

$$A_{\text{ц}} = \frac{0.11}{1.6} = 0.07 = 1 \text{ шт.}$$

### 3.5 Расчет сливных эстакад

Эстакада – это сооружение, выполненное из металла, высота составляет порядка 5 метров, а длина – 180 метров. Число сливно-наливочных устройств выбирается исходя из количества потребления топлива в сутки, а также вместимости емкостей и возможности оборудования в поднятии цистерн.

Количество сливных эстакад, шт.:

$$N = \frac{Q_{max}}{360 * G}, \quad (66)$$

где  $Q_{max} = 2217$  кг - максимальный месячный кругооборот,  
 $G = 32$  т. – масса газа в одной цистерне,

$$N = \frac{2217}{360 * 32000} = 0.2 \approx 1 \text{ шт.}$$

С учетом развития ГНС и газификации в данном районе принимаем 1 сливную эстакаду.

### 3.6 Расчет предохранительно-запорных клапанов

В связи с возможностью повышения давления газа свыше допустимых норм в цистернах, предусмотрена установка запорно-сбросных клапанов для обеспечения безопасности таких систем. Чаще всего применяются пружинные запорно-сбросные клапаны (ПЗК), например, ППК4 и ППК4Р.

Применяются ПЗК для поддержания допустимого давления в резервуарах СУГ, что эффективно обеспечивает безопасность работы технического оборудования и положительно влияет на технологический процесс. Их работа заключается в следующем: при повышении давления в резервуаре до определенной отметки, газ автоматически стравливается в атмосферу, а после выравнивания давления и его уменьшения, ПЗК автоматически закрывается.

Применение клапанов ПЗК на котельных, использующих СУГ, является обязательной, в связи с нарушением технологического процесса:

- накаливание ультрафиолетовым излучением от солнечного источника либо от источника воспламенения (в случае пожара);
- увеличение объемного количества СУГ при его расширении от нагрева емкости;

В емкости СУГ, чтобы предупредить превышение давления, устанавливаются предохранительные клапаны, что является арматурой, которая применяется для автоматического стравливания жидких и газообразных сред из

среды с большим давлением в среду низшего давления, их назначение – безопасная и эффективная безаварийная работа технического оборудования

Для того, чтобы найти нужную нам площадь проходного сечения вышеуказанного клапана, имеется необходимость в расчете, исходя из правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, мм<sup>2</sup>:

$$F_c = \frac{\sigma}{15,9 * \alpha * B * ((P_1 - P_2) \rho)^{\frac{1}{2}}}, \quad (67)$$

где  $\sigma$  – способность пропуска клапаном газа (максимальная), кг/ч,

$\alpha = 0,6$  - значение объема расхода СУГ данным клапаном,

$B$  – значение, которое включает в себя изменение расширение внутренней среды,

$P_1$  – давление газа перед клапаном (максимальное и избыточное), МПа,

$P_2$  - давление за ПЗК (избыточное), МПа,

$\rho$  - плотность газа при рабочих параметрах  $P_1$  и  $t_1$ , кг/м<sup>3</sup>.

Определим максимальное избыточное давление газа перед клапаном, МПа:

$$P_1 = P_p + 0,1 * P_p + 0,1, \quad (68)$$

где  $P_p = 2$  МПа - рабочее давление клапана,

$$P_1 = 2 + 0,1 * 2 + 0,1 = 2,3.$$

Рассчитаем плотность газа при рабочих параметрах, кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho = \frac{\rho_n * P_1 * T_n}{P_n * T_1 * Z}, \quad (69)$$

где  $\rho_n = 2,29$  кг/м<sup>3</sup> - плотность при нормальных условиях,

$T_n = 273$  К - температура при нормальных условиях,

$P_n = 10332$  кг/м<sup>2</sup> - давление при нормальных условиях,

$P_1 = 23000$  кг/м<sup>2</sup> - давление при рабочих условиях,

$T_1 = 333$  К - температура при рабочих условиях,

$Z = 2$  – коэффициент сжимаемости реального газа.

$$\rho = \frac{2,29 * 23000 * 273}{333 * 10332 * 0,9} = 4,64 \text{ кг/м}^3.$$

Определяем максимальную производительность клапана, кг/ч:

$$\sigma = \frac{K * F * (t_B - t_{ж})}{q_1}, \quad (70)$$

где  $K = 23,2 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{град.С}}$  - коэффициент теплопередачи от окружающего горячего воздуха через стенку цистерны к жидкости,

$F = 148 \text{ м}^2$  - площадь поверхности внешней рассчитываемого резервуара,

$t_B = 550 \text{ }^\circ\text{С}$  - температура окружающей среды,

$t_{ж} = 50 \text{ }^\circ\text{С}$  - температура кипения жидкости при абсолютном давлении ее в резервуаре,

$q_1 = 1439 \frac{\text{Вт}}{\text{кг}}$  - скрытая теплота испарения при  $t_{ж}$ .

$$\sigma = \frac{23,2 * 148 * (550 - 50)}{1439} = 1193,1 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}.$$

Для проверки полученного результата воспользуемся эмпирической формулой, т/ч:

$$\sigma_1 = 1000 * D * (L + \frac{D}{2}), \quad (71)$$

где  $D = 14,2 \text{ м}$  - диаметр резервуара,

$L = 3 \text{ м}$  - полная длина резервуара.

$$\sigma_1 = 1000 * 3 * (14,2 + \frac{3}{2}) = 47,1 \frac{\text{т}}{\text{ч}}.$$

Для подземных резервуаров пропускная способность, т/ч:

$$\sigma = 0,3 * \sigma_1, \quad (72)$$

где  $\sigma_1$  - эмпирическая формулу для ориентировочных расчетов.

$$\sigma = 0,3 * 47,1 = 14,1 \frac{\text{т}}{\text{ч}}.$$

Определим площадь проходного сечения, мм<sup>2</sup>:

$$F_c = \frac{14,1}{15,9 * 0,6 - 0,72 * ((2,3 - 0) * 4,64)^{\frac{1}{2}}} = 630 \text{ мм}^2.$$

Подбираем предохранительный полно подъёмный клапан марки ППК4-16,  $d_y = 50 \text{ мм}$ ,  $d_c = 50 \text{ мм}$ , с пружиной номер 3а, пределы регулирования 1,9-2,3 МПа

### 3.7 Расчет ГРУ для котельной

Количество резервуаров необходимое для газоснабжения котельной определяется исходя из расчетного суточного расхода, кг/ч:

$$G_{\text{сут}} = G * p, \quad (73)$$

где  $G$  – расчетный расход газа, м<sup>3</sup>/ч

$p$  – плотность газа в пересчете с природного на сжиженный, кг/ м<sup>3</sup>,

$$G_{\text{сут}} = 40 * 2.126 = 85.$$

Количество резервуаров, шт.:

$$N = \frac{z * G_{\text{сут}}}{V_{\text{рез}} * p_{\text{ж}}}, \quad (74)$$

где  $z$  – число суток между очередными заправками резервуара газом;

$V_{\text{рез}}$  – объем резервуара;

$p_{\text{ж}}$  – плотность жидкой фазы газа;

$$N = \frac{10 * 20}{5 * 536.25} = 0.075 = 1 \text{ шт.}$$

По производительности котельной выбираем тип испарителя – форсуночный, производительностью 100 кг/ч, тогда:

$$N_u = \frac{85}{100} = 0,85.$$

К установке принимаем 1 форсуночный испаритель.

### 3.8 Расчет насосно-компрессорного отделения

На ГНС для перемещения СУГ применяется следующее оборудование: перекачивающие насосы и компрессоры.

Компрессоры применяются при разгрузке наполненных авто и железнодорожных резервуаров СУГ, контроля давления в системе и создания необходимых условий для работы насосного и вспомогательного оборудования котельной.

Компрессоры устанавливают в бытовых зданиях или на защищенном открытом пространстве со среднегодовой температурой воздуха не менее +5 °С.



Его назначение заключается в следующем: компрессор удаляет паровую фазу из хранилища (используемой цистерны), направляет её в паровое пространство цистерны. Благодаря имеющейся разности давлений, жидкая часть перекачивается. Нагнетаемые компрессором пары сжиженного газа с повышенной температурой, соприкасаясь с холодной поверхностью, подогревают верхний слой жидкости и способствуют испарению и дополнительному повышению давления в опорожняемом сосуде. Отсасывание паров из заполняемого резервуара не только снижает давление, но и усиливает испарение и охлаждение жидкости, что ускоряет процесс слива. После слива железнодорожных цистерн компрессор отсасывает пары и направляет их в резервуары хранилища.

Подберем компрессор для слива газа из трех железнодорожных цистерн

Объемом:  $V_{\Gamma} = 51 \text{ м}^3$ , размерами  $D = 2,6 \text{ м}$ ,  $L=10,8 \text{ м}$ , диаметр сливной трубы  $d_{\Gamma} = 100 \text{ мм}$ , приведенная длина  $l_{\Gamma} = 250 \text{ м}$ , время слива  $\tau=2\text{ч}$ .

Производительность компрессора найдем по формуле, кг/ч:

$$G_{\text{ч}} = \frac{K_1 * F * \Delta P}{r * \sqrt{\tau}}, \quad (75)$$

где  $K_1 = 40$ - коэффициент,

$F$ -поверхность зеркала конденсации, м<sup>2</sup>;

$r$ - скрытая теплота парообразования, ккал/кг;

$\Delta P$ - перепад давления, кгс/ см<sup>2</sup>.

Скорость движения жидкости в сливном трубопроводе, м/с:

$$W_{\text{ж}} = \frac{V_{\Gamma} * K}{f_{\Gamma} * \tau * 3600}, \quad (76)$$

где  $K = 0,8$  - коэффициент заполнения цистерны,

$$W_{\text{ж}} = \frac{3 * 51 * 0,8}{0,785 * 2 * 3600 * (0,1)^2} = 2,16 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

Гидравлическое сопротивление трубопровода определяем по формуле, кгс/см<sup>2</sup>:

$$\Delta P_{\Gamma} = \frac{L_{\Gamma}}{d_{\Gamma}} * \frac{\rho * \omega_{\text{ж}}^2}{2g},$$

где  $\lambda = 0,02$  - коэффициент гидравлического трения трубы,

$\rho$  – плотность смеси, кг/м<sup>3</sup>.

$$\Delta P_{\Gamma} = \frac{L_{\Gamma}}{d_{\Gamma}} * \frac{\rho * \omega_{\text{ж}}^2}{2g}, \quad (77)$$

Учитывая разность уровней и скоростной напор, принимаем  $\Delta P_T = 2,0$  кгс/см<sup>2</sup> = 0,2 МПа.

Максимальная поверхность зеркала испарения одной цистерны, м<sup>2</sup>:

$$F = D \cdot L, \quad (78)$$

$$F = 2,6 \cdot 10,8 = 28 \text{ м}^2.$$

Определим среднюю производительность компрессора при  $\tau_{cp} = \frac{\tau}{2} = 1$  ч.

$$G_{ч} = \frac{3 \cdot 40 \cdot 28 \cdot 2,5}{80 \cdot \sqrt{1}} = 105 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}.$$

Работа компрессора в первые 5 минут будет равна, кг/ч:

$$G_{ч}^{\text{нач}} = \frac{3 \cdot 40 \cdot 28 \cdot 2,5}{80 \cdot \sqrt{0,083}} = 364 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}.$$

Таким образом, производительность компрессора должна быть более 105 кг/ч, но не должна превышать 364 кг/ч. В реальных условиях по мере опорожнения транспортной цистерны развиваемый компрессором перепад давления будет уменьшаться. К установке принимаем компрессор АУ-45 с подачей 318,2 кг/ч при давлении всасывания 0,4 МПа с мощностью двигателя 10,7 кВт и частотой вращения 910 об/мин.

### 3.9 Выбор насосного оборудования

Выбор насосов выполняется в соответствии с основными характеристиками. Таковыми для центробежных насосов являются: производительность (м<sup>3</sup>/ч), полный напор (мм водного столба), потребляемая мощность (кВт), КПД (%), а также частота вращения (об/мин).

При выборе насоса находится требуемый напор (с запасом 10 %) и производительность (с запасом 20 %).

Выбор сделан с использованием максимально возможного КПД насоса.

#### 3.9.1 Подбор сетевого насоса

Расчетный напор для сетевого насоса, м:

$$H_C^H = 1,1 * (\Delta H_{TC} + \Delta H_K), \quad (79)$$

где  $\Delta H_{TC} = 20$  – потери давления в тепловой сети, м,

$\Delta H_K = 0,25$  – гидравлическое сопротивление котла,

$H_C^H = 50$  м,

Расчетная производительность сетевого насоса, м<sup>3</sup>/ч:

$$G_C^H = 1,2 * (G_{BH} + G_{ГР}^{ПОД}), \quad (80)$$

$$G_C^H = 1,2 * (30,36 + 0,028) = 33,3.$$

Число сетевых насосов четыре.

Выбираем насос Grundfos NK 50-250/205 с характеристиками:

- Производительность – 45 м<sup>3</sup>/ч;
- Напор – 50 м.;
- Частота вращения 2940 об/мин.;
- Потребляемая мощность – 15 кВт;
- КПД – 91 %.

### 3.9.2 Подбор насоса сырой воды

Расчетный напор для насоса сырой воды, м:

$$H_{CB}^H = 1,1 * (h^D + \Delta H_{XBO} + \Delta H_{ПОД}), \quad (81)$$

где  $h^D = 10$  м – высота расположения декарбонизатора,

$\Delta H_{ПОД} = 10$  м – потери напора в подогревателях,

$\Delta H_{XBO} = 35$  м – гидравлическое сопротивление линии ХВО.

$$H_{CB}^H = 1,1 * (10 + 10 + 35) = 60,5.$$

Расчетная производительность насоса сырой воды, м<sup>3</sup>/ч:

$$G_{\text{СВ}}^{\text{H}} = 1,2 * G_{\text{СВ}}, \quad (82)$$

$$G_{\text{СВ}}^{\text{H}} = 1,2 * 0,085 = 0,102,$$

Число насосов сырой воды не менее двух, один из которых в резерве.

Выбираем насосы NGLM 2с характеристиками:

- Производительность – 0,2 м<sup>3</sup>/ч;
- Напор – 70 м.;
- Потребляемая мощность – 0,4 кВт;
- КПД – 82 %.

### 3.9.3 Подбор подпиточного насоса

Расчетный напор для подпиточного насоса, м:

$$H_{\text{под}}^{\text{H}} = 1,1 * (H_{\text{обр}} + H_{\text{тр}}), \quad (83)$$

где  $H_{\text{обр}} = 20\text{м}$  – напор в обратной магистрали тепловой сети,

$H_{\text{тр}} = 5\text{м}$  – гидравлическое сопротивление трубопровода на линии от бака декарбонизированной воды до обратной магистрали тепловой сети.

$$H_{\text{под}}^{\text{H}} = 1,1 * (5 + 20) = 27,5,$$

Производительность подпиточного насоса, м<sup>3</sup>/ч:

$$G_{\text{под}}^{\text{H}} = 1,2 * G_{\text{подп}}, \quad (84)$$

$$G_{\text{под}}^{\text{H}} = 1,2 * 0,089 = 0,106,$$

Число подпиточных насосов не менее двух, один из которых в резерве.

Выбираем насосы МНІ 203-400 с характеристиками:

- Производительность – 0,2 м<sup>3</sup>/ч;
- Напор – 30 м.;
- Потребляемая мощность – 0,5 кВт;
- КПД – 82 %.

### 3.9.4 Подбор рециркуляционного насоса

Расчетный напор для рециркуляционного насоса, м:

$$H_{\text{рец}}^{\text{н}} = 1,1 * \Delta H_{\text{к}} , \quad (85)$$

$$H_{\text{рец}}^{\text{н}} = 1,1 * 2,7 = 3 \text{ м},$$

Производительность рециркуляционного насоса, м<sup>3</sup>/ч:

$$G_{\text{рец}}^{\text{н}} = \frac{1,2 * G_{\text{рец}}}{n} , \quad (86)$$

где  $n$  – число котлов котельной.

$$G_{\text{рец}}^{\text{н}} = \frac{1,2 * 10,4}{6} = 2,08.$$

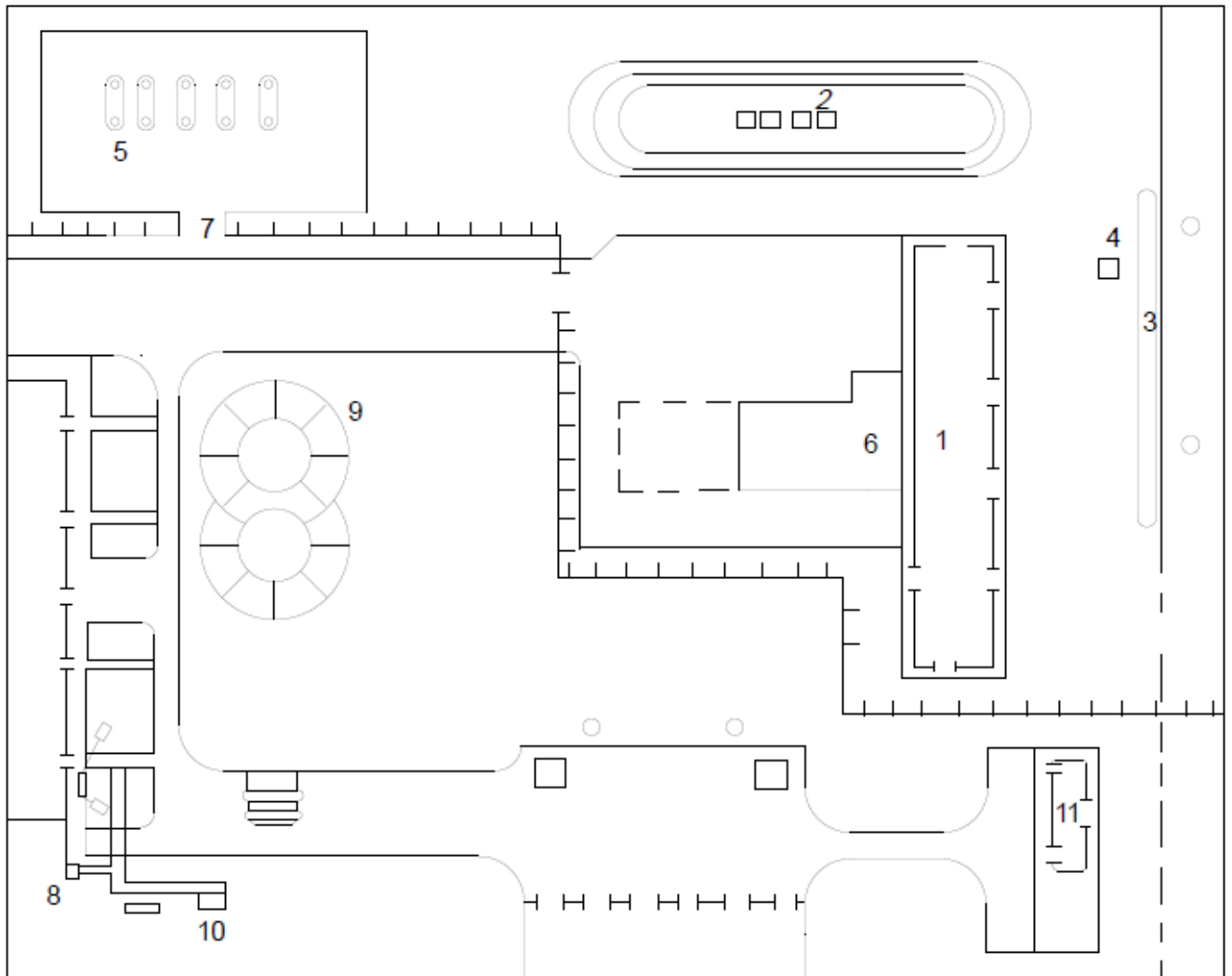
Число рециркуляционных насосов один на установленный котел, один в резерве.

Выбираем 7 насосов типа DAB VMH 30/250.40T

- Напор – 3 м,
- Пропускная способность – 2,4  $\frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$ ,
- Потребляемая мощность – 140 Вт,
- КПД – 89 %.

#### 4 Компоновка котельной

По результатам проведенных расчетов было выбрано основное и вспомогательное оборудование. После чего составляется компоновка котельной (см. Рисунок 7).



1 – Наполнительный цех, 2 – резервуар для хранения сжиженного газа,  
3 – эстакада для слива сжиженного газа, 4 – сливной резервуар, 5 – автоколонка,  
6 – блок вспомогательных помещений, 7 – автовесы, 8 – трансформаторная подстанция, 9 –  
резервуар для воды, 10 – генераторная.

Рисунок 7 - Компоновка котельной

## 5 Водоснабжение

### 5.1 Характеристика источника водоснабжения

Источником водоснабжения котельной служат существующие сети водопровода ст. Абакумовка.

Система водопровода по степени обеспеченности, согласно [13], относится к III категории (население ст. Абакумовка менее 5000 человек). К данной категории предусмотрены следующие требования: допускается снижение подачи воды на хозяйственно-питьевые нужды не более 30% расчетного расхода и на производственные нужды до предела, устанавливаемого аварийным графиком работы предприятий; длительность снижения подачи не должна превышать 15 сут. Перерыв в подаче воды при снижении подачи ниже указанного предела допускается на время не более чем на 24 ч

### 5.2 Хозяйственно-питьевое водоснабжение

Хозяйственно-питьевой водопровод предназначен для подачи воды на технологические нужды котельной, а также в бытовые помещения к санитарным приборам (унитазам, умывальникам, душевым установкам).

### 5.3 Выбор системы водоподготовки

Обработка исходной воды на котельной в общем случае предусматривает: удаление взвешенных примесей (фильтрация), снижение жесткости (умягчение), поддержание определенной щелочности, снижение общего солесодержания, удаление растворенных агрессивных газов. Снижение жесткости и общего солесодержания, поддержание щелочности производят с помощью химической обработки исходной воды.

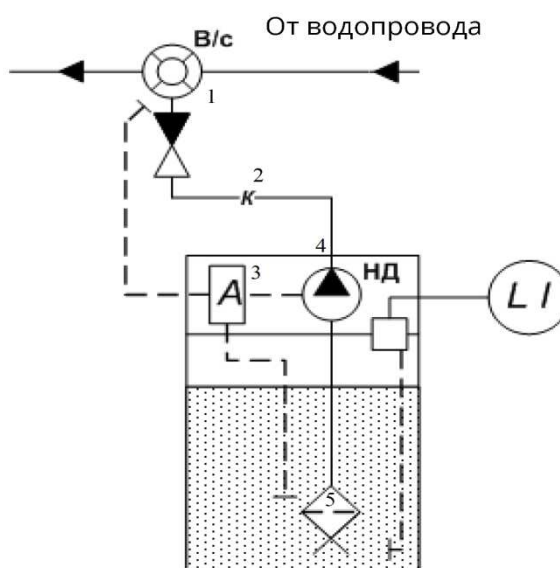
В водогрейной котельной карбонатная жесткость подпиточной воды для восполнения утечек в тепловой сети не должна превышать 0,75 мг·экв/л. Если карбонатная жесткость исходной воды  $J_{\text{ИВ}}^{\text{К}} > 0,75$  мг·экв/л для водогрейной котельной, то необходима водоподготовка с умягчением воды.

Таблица 12 – Химический состав подземных вод, добываемых из скважины на ст. Абакумока.

Показатель	рН	Жесткость общая	Жесткость карбонатная	Сульфаты
Значение	6	2,6 мг-экв/л	1.3 мг-экв/л	5 мг/л

Так как  $J_{\text{ИВ}}^{\text{К}} > 0,75$  мг·экв/л, имеется необходимость применения схемы водоподготовки.

В водогрейной котельной было выбрано использование установки дозирования комплексоната (УДК). Установка дозирования комплексоната (УДК) – оборудование, обеспечивающее пропорциональное дозирование (необходимое количество реагента на единицу воды). Схема УДК представлена на рисунке 7.



Условные обозначения: 1 – Водосчетчик с устройством ввода реагента и адаптером, 2 – Раствор комплексона, 3 – Блок автоматики, 4 – Насос – дозатор, 5 – фильтр.

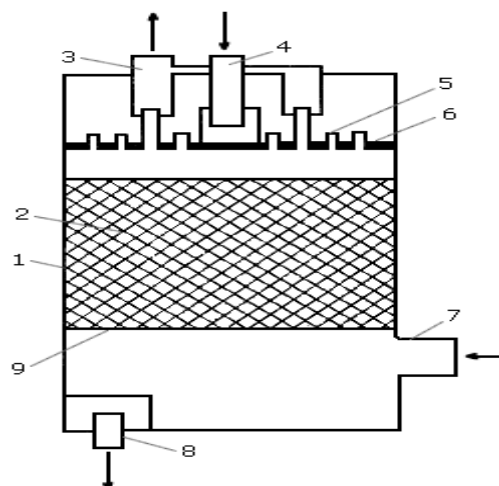
Рисунок 8 – Схема УДК

Принцип работы установки: Установка работает в автоматическом режиме. Реагент вводится в линию подпитки насосом-дозатором 4 по сигналу с блока управления 3. Величина вводимой дозы реагента пропорциональна количеству подпиточной воды, измеренному расходомером на магистрали подпитки.

#### 5.4 Выбор декарбонизатора

Декарбонизатор – устройство, предназначенное для удаления из воды  $\text{CO}_2$ , путем продувания воды воздухом.





Условные обозначения: 1 – цилиндрический корпус; 2 – насадка; 3 - отвод газовой смеси; 4 - подвод воды; 5 - распределительные трубки для подачи воды на насадку; 6 - верхний щит; 7 - подвод воздуха; 8 - отвод декарбонизированной воды; 9 - нижний поддерживающий насадку щит.

Рисунок 8 – Схема декарбонизатора

Описание работы установки: Декарбонизируемая вода через входной патрубок направляется в верхнюю часть декарбонизатора, после чего струями падает на насадку. Растекаясь по насадке тонкой плёнкой, вода устремляется вниз. Подающийся снизу встречный поток воздуха уносит за собой выделяющийся из воды углекислый газ, который выходит через верхние патрубки. Декарбонизированная вода выходит через нижний патрубок.

По имеющимся параметрам был выбран декарбонизатор:

- 1) Производительность, 125,7 т/ч;
- 2) карбонатная жесткость, 1,3мг-экв/л.

Данные декарбонизатора внесены в таблицу 13:

Таблица 13 – Характеристики декарбонизатора

Производительность $\frac{м^3}{ч}$	Расход воздуха, $\frac{м^3}{ч}$	Карбонатная жесткость, мг-экв/л	Ширина, мм	Высота, мм	Диаметр, мм	Масса, кг
126	2500	4	610	5220	1630	6936

## 6 Расчет выбросов

### 6.1 Расчет объема дымовых газов

Рассчитаем количество выбросов оксидов азота при сжигании природного газа.

Суммарное количество оксидов азота NO в пересчете на NO<sub>2</sub> (в т/год), выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами, определяются по формуле:

$$M_{NOx} = V_p * Q_i^r * K_{NO_2}^r * \beta_k * \beta_t * \beta_\alpha * (1 - \beta_r) * (1 - \beta_\delta) * k_n, \quad (87)$$

где  $V_p$  - расчетный расход топлива, нм<sup>3</sup>/с (тыс. нм<sup>3</sup>/год);

при работе котла в соответствии с режимной картой с достаточной степенью точности может быть принято -  $V_p = V$  фактическому расходу топлива на котел;

$Q_i^r$  - низшая теплота сгорания топлива, МДж/нм<sup>3</sup>;

$K_{NO_2}^r$  - удельный выброс оксидов азота при сжигании газа, г/МДж, для водогрейных котлов:

$$K_{NO_2}^r = 0,0113 * \sqrt{Q_T} + 0,03, \quad (88)$$

где  $Q_T$  - фактическая тепловая мощность котла по введенному в топку теплу, МВт, определяемая по формуле:

$$Q_T = V_p * Q_i^r, \quad (89)$$

$\beta_k$  - 1,0 безразмерный коэффициент, учитывающий принципиальную конструкцию горелки.

$\beta_t$  - безразмерный коэффициент, учитывающий температуру воздуха, подаваемого для горения:

$$\beta_t = 1 + 0.002 * (t_{гв} - 30), \quad (90)$$

где  $t_{гв}$  - температура горячего воздуха, °С

$\beta_\alpha = 1,225$  - безразмерный коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха на образование оксидов азота

$\beta_r$  - безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов через горелки на образование оксидов азота:

$$\beta_r = 0,16 * \sqrt{r}, \quad (91)$$

где  $r$  - степень рециркуляции дымовых газов, %.

$\beta_\delta$  безразмерный коэффициент, учитывающий ступенчатый ввод воздуха в топочную камеру,

$$\beta_\delta = 0,022 * \delta, \quad (92)$$

где  $\delta$  - доля воздуха, подаваемого в промежуточную зону факела (в процентах от общего количества организованного воздуха);

$k_n = 10^{-3}$  т/год- коэффициент пересчета.

$$M_{NOx} = 350000 * 46.45 * 455.653 * 1 * 1.5 * 1.225 * (1 - 0.905) * (1 - 0.6) * 10^{-3} = 1275000.$$

Суммарное количество оксидов серы  $M_{SO_2}$ , выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами (т/год), вычисляют по формуле:

$$M_{SO_2} = 0.02 * B * (S^r + 0,94 * H_2S) * (1 - \eta'_{SO_2}) * (1 - \eta''_{SO_2}), \quad (93)$$

где  $S^r$  - содержание серы в топливе на рабочую массу, %;

$H_2S$  - содержание на рабочую массу сероводорода в топливе, %.

$\eta'_{SO_2} = 0$  - доля оксидов серы, связываемых летучей золой в котле ;

$\eta''_{SO_2} = 0$  доля оксидов серы, улавливаемых в мокром золоуловителе

попутно с улавливанием твердых частиц.

Расчет количества выбросов CO выполняется по соотношению:

$$M_{CO} = B * C_{CO} * (1 - \frac{q_4}{100}), \quad (94)$$

где  $C_{CO}$  - выход оксида углерода при сжигании топлива, г/кг кг/тыс. нм<sup>3</sup>.

Определяется по формуле:

$$C_{CO} = q_3 * R * Q_i^r, \quad (95)$$

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

$q_3 = 0.2$  - потери тепла вследствие механической неполноты сгорания топлива, %.

$q_4 = 0$  - потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, %.

$$M_{SO_2} = 0.02 * 350000 * (2 + 0,94 * 0) * (1 - 0) * (1 - 0) = 14000.$$

## 6.2 Выбор и расчет дымовой трубы

Высота трубы определяется по формуле, м:

$$H = \sqrt{\frac{0,9AFn * M}{\frac{M_{SO_2}}{ПДК_{SO_2}} - \frac{M_{NOx}}{ПДК_{NOx}}}} * \sqrt[3]{\frac{n}{V_{сек} \Delta T}}, \quad (96)$$

где  $A$  – коэффициент температурной стратификации атмосферы, зависящий от региона, для Сибири 200,

$M$  – массовые суммарные выбросы, г/с,

$F = 1$ , коэффициент, учитывающий скорость осаждения токсичных выбросов,

$ПДК_{SO_2} = 0,2 \text{ мг/м}^3$  – предельная допустимая концентрация  $SO_2$ ,

$ПДК_{NOx} = 0,04 \text{ мг/м}^3$  – предельная допустимая концентрация  $NO_2$ ,

$V_{сек}$  – секундный расход дымовых газов:

$$V_{сек} = \frac{B_p * V_2 * n_{km} * \frac{(t_{yx} + 273)}{273}}{3600}, \quad (97)$$

где  $n_{кт} = 3$  – число котлов на одну трубу,

$$V_{сек} = \frac{350 \cdot 10,616 \cdot 3 \cdot \frac{(210+273)}{273}}{3600} = 4,88, \quad (98)$$

$\Delta T$  – разность температур уходящих газов и температуры окружающей среды, °C:

$$\Delta T = 210 - 20 = 190 .$$

$n$  – коэффициент, зависящий от параметра  $v_M$ :

$$v_M = 0.63 * \sqrt[3]{\frac{V_{сек} \Delta T}{h}}, \quad (99)$$

где  $h = 30$  – предварительно принятая высота дымовой трубы, м,

$$v_M = 0.63 * \sqrt[3]{\frac{4,88 \cdot 190}{30}} = 1,98,$$

$n = 1$  – количество дымовых труб,

$$H = \sqrt{\frac{0,9 \cdot 200 \cdot 3 \cdot 28,96}{\frac{0,96}{0,02} - \frac{5,6}{0,4}}} * \sqrt[3]{\frac{1}{4,88 \cdot 210}} = 29,6.$$

Диаметр устья, м:

$$D_y = \sqrt{\frac{4 \cdot V_{сек}}{3,04 \cdot n \cdot \pi}}, \quad (100)$$

$$D_y = \sqrt{\frac{4*4.88}{3.04*1*3.14}} = 1.$$

## 7 Техничко-экономические показатели котельной

Техничко-экономические показатели котельной представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Техничко-экономические показатели котельной ст. Абакумовка.

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Количество
1	Производительность котельной	МВт (Гкал/ч)	1,5 (1,29)
2	Установленная производительность котельной	МВт (Гкал/ч)	4,5 (3,87)
3	Годовая выработка тепла	тыс. Гкал/ч	11,3
4	Число часов установленной производительности (в год)	час	2075
5	Годовой расход топлива	тыс. м <sup>3</sup>	350
6	Расход электроэнергии (в год)	тыс. кВт*ч	697,88
7	Расход воды (в год)	тыс. м <sup>3</sup>	565020
8	Численность персонала	чел	11
9	Общая площадь застройки зданий и сооружений	м <sup>2</sup>	1100
10	Себестоимость Гкал отпущенного тепла	руб.	7900

Тепловые присоединяемые нагрузки котельной в максимально-зимний период составляют: на отопление – 1,193 МВт (1,032 Гкал/ч), на вентиляцию – 0,402 МВт (0,35 Гкал/ч).

Расход тепла на собственные нужды котельной составляют: 0,019 Гкал/ч (фактические показатели работы котельной за 2020 г.).

Годовая выработка тепловой энергии, ГДж

$$\sum Q^{\text{выр}}_{\Gamma} = \sum Q^{\Gamma}_{\text{тп}} + \sum Q_{\text{сн}} \quad (101)$$

где  $Q^{\Gamma}_{\text{тп}}$  - годовая отпущенная тепловая энергия:

$$\sum Q^{\Gamma}_{\text{тп}} = Q^{\text{м}^3}_{\text{об}} * n^{\text{м}^3}_{\text{об}} * 3,6 + Q^{\text{хм}}_{\text{об}} * n^{\text{хм}}_{\text{об}} * 3,6 + Q^{\text{м}^3}_{\text{гв}} * n^{\text{м}^3}_{\text{гв}} * 3,6 + Q^{\text{хм}}_{\text{гв}} * n^{\text{хм}}_{\text{гв}} * 3,6 + Q^{\text{л}}_{\text{тех}} * (8760 - n^{\text{м}^3}_{\text{об}} - n^{\text{хм}}_{\text{об}}) * 3,6 + Q^{\text{м}^3}_{\text{тех}} * n^{\text{м}^3}_{\text{тех}} * 3,6 + Q^{\text{м}^3}_{\text{тех}} * n^{\text{м}^3}_{\text{тех}} * 3,6, \quad (102)$$

где  $n$  - число часов отопительного периода,

$Q_{ГВ}^{МЗ}$  - расчетный расход тепловой энергии в максимально зимний период,  
 $Q_{ГВ}^{ХМ}$  - расчетный расход тепловой энергии в холодный месяц,  
 $Q_{ГВ}^{Л}$  - расчетный расход тепловой энергии в летний период,  
 $Q_{Тех}$  - расход тепловой энергии на технологию в зимний и летний периоды

$Q_{ОВ}$  - расход тепловой энергии за отопительный период на отопление и вентиляцию.

$Q_{СН}$  - годовой расход тепловой энергии на собственные нужды котельной:

$$Q_{СН} = 0,15 * Q_{от} \quad (103)$$

Годовой расход топлива, т/год

$$B = B_p * n_{ка} * 24 * 365 \quad (104)$$

где  $B_p$  – расход топлива на 1 котельный агрегат, т/ч,

$n_{ка}$  – число котельных агрегатов в котельной.

Годовой расход воды на котельную:

$$G_{Г}^B = G'_{МЗ} * n^{МЗ} + G'_{ХМ} * n^{ХМ} + G'_{Л} * n^{Л}, \quad (105)$$

Годовой расход электрической энергии на котлы:

$$G_{ЭЭ} = N * n^{МЗ} + N * n^{ХМ} + N * n^{Л}, \quad (106)$$

где  $N$  – количество электроэнергии, потребляемое котлами.



Таблица 15 – Техничко-экономические показатели котельной.

Наименование показателя	Единица измерения	«ТУРБОТЕРМ ОПТИМА – 1500 (1.5МВт)»
Годовая выработка тепловой энергии	Гкал	11300
Годовой расход топлива	Тыс. м3	350
Годовой расход воды	тонн	565020
Годовое потребление электроэнергии	кВт	163900

## 8 Экономическая часть

### 8.1 Определение экономических показателей котельной

Для экономического обоснования проекта, необходимо определить основные экономические показатели.

Таблица 16 – Исходные данные для расчета экономических показателей котельной

Среднегодовой фонд оплаты труда одного работающего		442679	
Обязательные страховые выплаты от ФОТ, %		30,40	
Средняя норма амортизации станции в целом, %		6,70	
Норма отчислений на ремонтное обслуживание от кап. вложений, %		5	
Установленная мощность, $N_y$ МВт	Агрегат	Количество	Вид топлива
1,5	«ТУРБОТЕРМ ОПТИМА – 1500 (1.5МВт)»	3	СУГ
Цена топлива, руб./т.	Ориентировочная теплота сгорания топлива, ккал/м <sup>3</sup>		Ориентировочный штатный коэффициент
7900	7950		0,39

Эксплуатационные расходы в проектных технико-экономических расчётах, группируются в укрупнённые статьи калькуляции, млн. руб./год:

$$U_{\text{э}} = U_{\text{т}} + U_{\text{зп}} + U_{\text{а}} + U_{\text{тр}} + U_{\text{пр}} \quad (107)$$

где  $U_{\text{т}}$  – затраты на топливо;

$U_{\text{зп}}$  – расходы на оплату труда;

$U_{\text{а}}$  – амортизация основных производственных средств;

$U_{\text{тр}}$  – расходы на ремонт основных средств;

$U_{\text{пр}}$  – прочие расходы.

Расчет себестоимости проекта начинается с определения числа часов работы основного оборудования.

Число часов работы основного оборудования, т. е. календарное время за вычетом времени простоя в капитальном и текущем ремонте, час/год:

$$T_p = 8760 - T_{\text{рем}} \quad (108)$$

где  $T_{\text{рем}}$  – время простоя в ремонте, ч  
 Выработка теплоэнергии, Гкал:

$$W = N_{\text{уст}} \cdot T_{\text{уст}} \quad (109)$$

где  $N_{\text{уст}}$  – установленная мощность котельной, Гкал/ч;  
 $T_{\text{уст}}$  – число часов использования установленной мощности, ч,  
 принимается на 100 меньше  $T_p$ .

Средняя нагрузка котельной, МВт:

$$P_{\text{кот}} = \frac{W}{T_p} \quad (110)$$

где  $T_p$  – число часов фактической работы, ч.

Среднегодовая нагрузка одного котла, Гкал:

$$P_{\text{ка}} = P_{\text{кот}} / n_{\text{ка}} \quad (111)$$

где  $n_{\text{ка}}$  – число котлов, установленных в котельной .

Годовой расход топлива котельной на выработку тепловой нагрузки год:

$$B_{\text{кот}} = B_{\text{ка}} \cdot n_{\text{ка}} \cdot t_{\text{дн}} \quad (112)$$

где  $B_{\text{ка}}$  – расход топлива одного котельного агрегата, т/ч.

$n_{\text{ка}}$  – количество котельных агрегатов.

Затраты на топливо, млн. руб./год:

$$U_{\tau} = \text{Ц} \cdot B_{\text{кот}} \cdot 10^{-6} \quad (113)$$

где Ц – цена топлива, руб.

Рассчитать заработную плату приближённо по котельной можно используя формулу, млн. руб./год:

$$U_{\text{зп}} = N_y \cdot n_y \cdot \Phi_{\text{зп}} \cdot 10^{-6} \quad (114)$$

где  $n_y$  – штатный коэффициент, чел./МВт,

$\Phi_{\text{зп}}$  – средняя зарплата одного работника за год.

Размер амортизационных отчислений, млн. руб./год:

$$U_a = K \cdot H_a \quad (115)$$

где  $H_a$  – средняя норма амортизации котельной в целом,

$K$  – капитальные вложения в котельную, млн. руб./год:

$$K = (K' + K_{\text{ка}} \cdot (n_{\text{ка}} - 1)) \quad (116)$$

где  $K'$  и  $K_{\text{ка}}$  – капитальные вложения, связанные с установкой одного котла и каждого последующего, млн. руб.

Расходы по ремонту, млн. руб./год:

$$U_{\text{тр}} = K \cdot H_{\text{тр}} \quad (117)$$

где  $H_{\text{тр}}$  – норма отчислений на ремонтное обслуживание от капитальных вложений в котельную.

$K$  прочим расходам относятся: а) общецеховые расходы; б) расходы по охране труда и техники безопасности; в) налоги и сборы; г) плата за землю

Их величина принимается 20 – 30 % от суммарных затрат на амортизацию, ремонт и зарплату, с учётом страховых взносов, млн. руб./год:

$$U_{\text{пр}} = 0,2 \cdot (U_a + U_{\text{тр}} + U_{\text{зп}}) + \text{СОЦ} \quad (118)$$

где СОЦ – страховые взносы во внебюджетные фонды, млн. руб./год:

$$\text{СОЦ} = H_{\text{св}} \cdot U_{\text{зп}} \quad (119)$$

где  $H_{\text{св}}$  – норматив страховых взносов, доли.

Для оценки достоверности расчётов определяется удельный вес топливной составляющей себестоимости:

$$T_{\text{уд.в}} = \frac{U_{\text{т}}}{U_{\text{з}}} \quad (120)$$

Размер топливной составляющей позволяет сделать вывод о приемлемости результатов расчёта издержек производства, если он составляет 30-50% от полной производственной себестоимости.

Таблица 17 – Результаты технико-экономических показателей котельной

Наименование показателя	«ТУРБОТЕРМ ОПТИМА – 1500 (1.5МВт)»
Число часов фактической работы котла, ч/год	8600
Число часов использования установленной мощности, ч	8500
Выработка установленной мощности, Гкал/год	11300
Средняя нагрузка котельной, Гкал	1,4
Среднегодовая нагрузка котла, Гкал	1,4
Годовой расход топлива, тыс. м <sup>3</sup> /год	350
Затраты на топливо, млн.руб./год	11,8
Расходы по оплате труда, млн.руб./год	2,624
Амортизационные отчисления, млн.руб./год	7,359
Капитальные вложения, млн.руб./год	5,4
Расходы по ремонтному обслуживанию, млн.руб./год	0,27
Страховые взносы во внебюджетные фонды, млн.руб./год	2,165
Прочие расходы, млн.руб./год	0,65
Удельный вес топливной составляющей себестоимости, %	26
Эксплуатационные расходы, млн.руб./год	2,5
Годовой отпуск теплоэнергии, Гкал/ч	11300

## 8.2 Расчет показателей экономической эффективности строительства котельной

Эффективность инвестиционного проекта характеризуется системой экономических показателей, отражающих соотношение связанных с проектом затрат и результатов, и позволяющих судить об экономической привлекательности проекта для его участников, об экономических преимуществах одних проектов над другими.

Показатели эффективности могут определяться разными методами. Статические методы не учитывают изменения движения капитала в течение времени осуществления проекта, методы дисконтирования позволяют учесть неравноценность одинаковых сумм поступлений и платежей, относящихся к разным периодам времени осуществления проекта.

Тариф на отпущенный Гкал, руб./Гкал:

$$T_{\text{э}} = (1 + P) \cdot U \quad (121)$$

Выручка от реализации тепловой энергии от котельной составит, руб:

$$ВРП = T_{\text{т}} \cdot W_{\text{отп}} \quad (122)$$

где  $W_{\text{отп}}$  - годовой отпуск тепловой энергии от котельной, Гкал,

$T_{\text{т}}$  - тариф на тепловую энергию.

Доход от основной деятельности, млн руб:

$$D_{\text{осн}} = ВРП - C_{\text{полн}} \quad (123)$$

где  $C_{\text{полн}}$  - полная себестоимость производства и отпуска тепловой энергии с котельной, млн руб.:

$$C_{\text{полн}} = U_{\text{э}} \cdot W_{\text{отп}} \quad (124)$$

$U_{\text{э}}$  – себестоимость единицы отпущенной тепловой энергии с котельной.

Налог на прибыль по ставке 20% составит, млн руб:

$$N_{пр} = D_{осн} \cdot 0,2 \quad (125)$$

Чистая прибыль, млн руб:

$$\text{ЧДП}_t = \text{ЧП}_t + U_a \quad (126)$$

Чистый денежный поток, млн руб:

$$\text{ЧДП}_t = \text{ЧП}_t + A_t \quad (127)$$

где  $A_t$  - амортизационные отчисления в год.

Чистый денежный поток нарастающим итогом:

$$\text{ЧДПНИ}_t = \text{ЧДПНИ}_{t-1} + \text{ЧДП}_t \quad (128)$$

Дисконтированный денежный поток:

$$\text{ДДП}_t = \frac{\text{ЧДП}_t}{(1+r)^t} \quad (129)$$

где  $r$  – норма дисконта принимается равной  $r = 10 \%$ .

Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом:

$$\text{ДДПНИ}_t = \text{ДДПНИ}_{t-1} + \text{ДДП}_t \quad (130)$$

Жизненный цикл проекта составляет 15 лет. Расчёт показателей эффективности инвестиций в вариант строительства котельной сводится в таблицу 18.

Таблица 18 – Показатели эффективности строительства котельной

Ден. поток	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Тэ		7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900
ВРП, млн		105,955	105,955	105,955	105,955	105,955	105,955	105,955	105,955	105,955	105,955	105,955	105,955	105,955	105,955	105,955
Досн, млн		-14,187	-14,187	-14,187	-14,187	-14,187	-14,187	-14,187	-14,187	-14,187	-14,187	-14,187	-14,187	-14,187	-14,187	-14,187
Себест. млн		105,969	105,969	105,969	105,969	105,969	105,969	105,969	105,969	105,969	105,969	105,969	105,969	105,969	105,969	105,969
Нпр, млн		-2,837	-2,837	-2,837	-2,837	-2,837	-2,837	-2,837	-2,837	-2,837	-2,837	-2,837	-2,837	-2,837	-2,837	-2,837
ЧП, млн		-11,35	-11,35	-11,35	-11,35	-11,35	-11,35	-11,35	-11,35	-11,35	-11,35	-11,35	-11,35	-11,35	-11,35	-11,35
Аморт. млн		7,36	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36
ЧДПт, млн			7,3485	7,3485	7,3485	7,3485	7,3485	7,3485	7,3485	7,3485	7,3485	7,3485	7,3485	7,3485	7,3485	7,3485
ЧДПН Ит, млн	-95,52	7,3485														
ДДПт, млн	-95,52	-88,172	-80,823	-73,474	-66,126	-58,778	-51,429	-44,081	-36,732	-29,383	-22,035	-14,687	-7,4	10,061	7,958	14,706
ДДПН Ит, млн	-95,52	6,68	6,073	5,521	5,019	4,563	4,148	3,77	3,428	3,116	2,833	2,576	2,341	2,129	1,935	1,759
ДДПН Ит, млн	-95,52	-88,84	-82,766	-77,245	-72,226	-67,663	-63,315	-59,745	-56,316	-53,2	-50,367	-47,791	-45,449	-	-	-



## 9 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

Согласно [6,7,8,9], охрана тепловых сетей осуществляется для обеспечения сохранности их элементов и бесперебойности теплоснабжения потребителей тепла путем проведения комплекса мер организационного и запретительного характера. Охране подлежит весь комплекс сооружений и устройств, входящих в тепловую сеть: трубопроводы и камера с запорной арматурой и контрольно-измерительной аппаратурой, компенсаторы, опоры. Охрана тепловой сети осуществляется предприятием, в ведении которого находятся тепловые сети.

В пределах тепловых сетей не допускается:

А) производить действия, которые могут повлечь за собой нарушения в нормальной работе тепловых сетей, их повреждение, а также препятствующие их ремонту;

Б) открывать, снимать, засыпать люки камер тепловой сети;

Сбрасывать в камеру мусор, отходы, снег и прочее.

Предприятия, в ведении которых находятся сети водопровода, канализации, должны незамедлительно принимать меры по устранению причин, вызывающих попадание воды в тепловые сети.

Трубы, арматуру и изделия из стали и чугуна для тепловой сети следует принимать в соответствии с [10].

Согласно [14], п.7.1.10 примечание 1 – для котельных тепловой мощностью менее 200 Гкал, работающих на твердом, жидком и газообразном топливе, размер санитарно-защитной зоны устанавливается в каждом конкретном случае на основании расчетов рассеивания загрязнений атмосферного воздуха и физического воздействия на атмосферный воздух (шум, вибрация и т.д.), а также на основании результатов натурных исследований и измерений.

Согласно [14]п. 3.4. размер санитарно-защитной зоны устанавливается от источника выбросов (дымовой трубы).

Для расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу, условно принята нормативная санитарно-защитная зона от дымовой трубы 50 м во всех направлениях.

При работе технологического оборудования возникают шумовые и вибрационные воздействия, для защиты от которых используются защитные кожухи и компенсаторы.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, по результатам выполнения работы была получена следующая информация: котельная на железнодорожной станции Абакумовка с. Новониколаевка Иланского района Красноярского края построена в 2002 г. и является собственностью Красноярской дирекции по тепловодоснабжению. Обеспечивает централизованным теплоснабжением базу ПЧ-12, зданий поста ЭЦ, ПЗ, а также жилые дома и детский сад.

Котельная работает по графику 95/70 °С, система теплоснабжения двухтрубная, закрытая.

Котельная малой мощности оборудована тремя котлами «Турботерм Оптима - 1,5 МВт» суммарной установленной мощностью 4,5 МВт, используемое топливо – сжиженный углеводородный газ, который поставляется в цистернах автомобильным или железнодорожным транспортом. Котельная располагает эстакадой для слива сжиженного газа, цистернами для подземного хранения газа, в общем, обеспечена полностью оборудованием для автономной работы вдали от централизованного источника газоснабжения. Были подобраны сетевой, подпиточный, рециркуляционный насосы.

В работе были определены расходы сетевой воды у потребителей, годовые расходы тепла, потери при транспортировке теплоносителя, выполнен расчет выбросов и подобрана дымовая труба.

Также было определено, что водоснабжение котельной обеспечивается от хозяйственно-питьевого водопровода Дирекции, была выбрана установка дозирования комплексоната для подготовки воды к работе в технологическом процессе.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВПУ – Водоподготовительная установка,

ГВС – горячее водоснабжение,

ГРУ – газораспределительное устройство.

Л - Режим работы котельной в летнее время года,

МЗ - Режим работы котельной в максимально холодный месяц года,

СУГ – сжиженный углеводородный газ.

ТЭП – Техничко-экономические показатели,

УДК – Установка дозирования комплексоната

ХМ - Режим работы котельной в холодное время года.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Дневник погоды [Электронный ресурс] // Справочная система погоды «Гисметео» - Режим доступа: [www.gismeteo.ru](http://www.gismeteo.ru);
- 2) Инструкция по монтажу и эксплуатации котла Турботерм – Оптима, котлы водогрейные стальные жаротрубные мощностью 350 – 4000 кВт. – Группа компаний «РЭМЭКС», 2013 г. - 21 с.;
- 3) Е.В.Шумилин «Расчет тепловых схем и подбор основного оборудования котельных». Г.Хабаровск – 2013г;
- 4) СанПин 2.2.1/2.1.1. 1200-03 «Санитарно-Защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»;
- 5) СП 12-135-2003 «Безопасность труда в строительстве» ч. 1»Общие требования»;
- 6) СП 31.13330.2012 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения. Актуализированная редакция СНиП 2.04.02-84»;
- 7) СП 49.13330.2010 «Безопасность труда в строительстве» ч. 2 «Строительное производство», ч. 2 «Строительное производство»;
- 8) СП 60.13330.2012. «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха»;
- 9) СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»;
- 10) СП 124.13330.2012 «Тепловые сети»;
- 11) СТО 4.2-07-2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. – Красноярск, 2014. – 60с.;
- 12) Схема теплоснабжения Новониколаевского сельсовета Иланского района на период до 2031 года - г. Красноярск, ООО «СибЭнергоСбережение», 2016г. - 63с.;
- 13) ПБ-10-573 «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» Ростехнадзора России;
- 14) Правила эксплуатации тепловых энергоустановок. Госэнергонадзор Минэнерго России. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2003-232с.;
- 15) Рекомендации по расчету систем сбора, отведения и очистки поверхностного стока с селитебных территорий, площадок предприятий и определению условий выпуска его в водные объекты», Москва 2006 г.

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический Институт

институт

Теплотехника и гидрогазодинамика

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



В.А.Кулагин

инициалы, фамилия

« 23 » июня 2021 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Перевод котельной малой мощности станция Абакумовка  
на альтернативное топливо

тема

13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

код и наименование направления

13.04.01.01 Энергетика теплотехнологий

код и наименование магистерской программы

Руководитель



подпись, дата

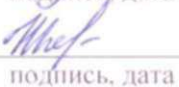
Кандидат технических  
наук, доцент кафедры  
«Теплотехника и  
гидрогазодинамика»

должность, ученая степень

А.Ю.Радзюк

инициалы, фамилия

Выпускник



подпись, дата

Н.И.Волошко

инициалы, фамилия

Рецензент



подпись, дата

Главный инженер  
Красноярской  
теплотранспортной  
компании

должность, ученая степень

Д.И.Иванов

инициалы, фамилия

Красноярск 2021