

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт Электронного обучения  
Направление подготовки Теплоэнергетика и теплотехника  
Кафедра теоретической и промышленной теплотехники

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

Тема работы
<b>Система теплоснабжения поселка Яя. Кемеровской области</b>

УДК 697.34.001.6 (571.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<b>3-6501</b>	<b>Чебодаев Владимир Владимирович</b>		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
асисент к.т.н	Сыродой С.В.			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фигурко А.А	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин А.А.	К.Т.Н		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТПТ	Кузнецов Г.В.	д.ф.-м.н., профессор		

Томск – 2016 г.

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

---

Институт Электронного обучения  
Направление подготовки промышленная теплоэнергетика  
Кафедра теоретической и промышленной теплотехники

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

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
<b>3-6501</b>	<b>Чебодаев Владимир Владимирович</b>

Тема работы:

**ПРОЕКТ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА ЯЯ  
КЕМЕРОВСКОЙ ОБЛАСТИ**

Утверждена приказом директора (дата,  
номер)

№

Срок сдачи студентом выполненной работы:

10.06.2016г

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

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

Исходные данные к проекту, взяты по данным предприятия «МУП поселка Яя»

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Теплоснабжения</li> <li>• Расчет котельной установки</li> <li>• Тепловизионное обследования тепловых сетей и оборудования</li> <li>• Экономика</li> <li>• Социальная ответственность</li> </ul>
--	--

<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Генеральный план тепловой сети (А1);</li> <li>• Котельная установка (А1);</li> <li>• Топливное хозяйство (А1);</li> <li>• Схема теплового узла (А1);</li> <li>• Схема магистрали, пьезометрический график, график потребления тепла по месяцам, график потребления тепла по периодам, температурный график(А1);</li> </ul>
---	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
<b>Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсосбережение</b>	Фигурко А.А., доцент каф. менеджмента
<b>Социальная ответственность</b>	Сечин А.А., к.т.н., доцент

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

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Сыродой Семен Владимирович	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6501	Чебодаев Владимир Владимирович		

## Содержание

<b>Введение</b> .....	10
<b>1. Теплоснабжение</b> .....	11
1.1 Расчет тепловых нагрузок потребителей.....	12
1.1.1 Расчёт тепловых нагрузок на отопление и вентиляцию.....	12
1.1.2 Расчёт расхода тепла на горячее водопотребление.....	15
1.2 Графики тепловых нагрузок.....	19
1.2.1 График тепловых нагрузок по периодам.....	19
1.2.2 График тепловых нагрузок по месяцам.....	20
1.3 Гидравлический расчет теплопроводов системы теплоснабжения.....	22
1.4 Пьезометрический график тепловой сети.....	27
1.5 Тепловой расчет.....	29
1.6 Температурный график.....	32
1.7 Схема присоединения потребителей к теплосети.....	34
1.8 Расчет годовой потребности в топливе.....	36
<b>2. Расчет котельной установки</b> .....	37
2.1 Устройство котла.....	38
2.2 Топливо.....	39
2.3 Объем продуктов сгорания .....	41
2.4 Энтальпия продуктов сгорания и воздуха.....	43
2.5 Тепловой баланс.....	46
2.6 Расчет топки.....	48
2.7 Расчет конвективных поверхностей нагрева.....	54
2.8 Расчет тяговой установки.....	58
2.9 Расчет дутьевого вентилятора.....	60
2.10 Тракт топливоподачи.....	61
2.11 Схема распределения воды в котельной.....	63
<b>3. Тепловизионное обследование тепловых сетей и оборудования</b> .....	64
3.1 Актуальность применения методов НК в теплоэнергетике.....	65

3.2 Обзор методов НК.....	66
3.3 Тепловой метод НК.....	69
3.4 Классификация и принцип работы тепловизоров.....	72
3.5 Характеристики средств теплового контроля.....	77
3.6 Применение теплового контроля и ИК термографии для обследования тепловых сетей и оборудования.....	79
3.6.1 Инфракрасная термографическая съемка тепловых сетей.....	81
3.6.2 Тепловая диагностика электродвигателей.....	84
3.6.3 Тепловая диагностика электротехнического и электронного оборудования.....	85
<b>4. . Финансовый менеджмент ресурс эффективность и Ресурсосбережения.....</b>	<b>88</b>
4.1. 1Планирование разработки проекта системы теплоснабжения поселка Яя Кемеровской области.....	89
4.2 Расчет экономических показателей.....	95
4.3. Расчет экономического эффекта и срока окупаемости.....	96
<b>5. Социальная ответственность.....</b>	<b>98</b>
5.1 Введение.....	99
5.2 .1Расчет выбросов твердых веществ.....	100
5.2.2 Расчет предельно-допустимых выбросов вредных веществ из дымовой трубы и их рассеивания.....	102
5.3 Регистрация, техническое освидетельствование и разрешение на эксплуатацию вновь установленных котлов.....	106
5.3.1 Регистрация.....	106
5.3.2 Техническое освидетельствование.....	108
5.3.3 Пусконаладочные работы.....	113
5.3.4 Разрешение на эксплуатацию вновь установленных котлов.....	114
5.4. Подготовка котла к работе.....	116
5.4.1.Монтаж котла.....	116
5.4.2. Гидравлическое испытание котла.....	118

5.5. Эксплуатация котла.....	119
5.5.1. Подготовка котла к растопке.....	120
5.5.2. Растопка котла.....	121
5.5.3. Обслуживание котла.....	122
5.5.4. Остановка котла.....	123
5.5.5. Аварийный останов котла.....	124
5.6. Техническое обслуживание котла.....	125
5.6.1. Внутренняя чистка котла.....	126
5.7. Рекомендации по ремонту котла.....	127
5.7.1. Проверка состояния элементов поверхностей нагрева.....	128
5.8. Указание мер безопасности.....	130
5.9. Техническая документация.....	136
5.10 Правила техники безопасности при обслуживании приборов тепловой автоматики.....	138
5.11. Пожарная безопасность.....	139
<b>7. Список литературы.....</b>	<b>141</b>



## Введение

В России в настоящее время 5 тыс. Котлы, которые производят около 2,5 млрд. ГДж тепла в год (600 млн. Гкал / год). Длина всей отопительной системы составляет 200 тысяч. Км. Из них 50% оборудования и сетей требует капитального ремонта. На каждые 100 км в среднем около 70 повреждений, и если мы возьмем общее для страны - около 140 тысяч.

В настоящее время сети потеряли 30 - 40% тепла. Потенциал энергосбережения в размере 40 - 45% от общего потребления энергии в стране, из которых 19% поступает из энергетической отрасли, 16% - жилищно-коммунальное хозяйство, 7% - транспорт, 6% - сельское хозяйство. Общий потенциал энергосбережения в России 450 - 500 миллионов тонн условного топлива ...

В Кузбассе в настоящее время работают 8 крупных ГЭС и ТЭЦ с общей мощностью 5 ГВт 1 400 местных котельных - 21 ГВт. По данным РЭК произведено 142 млн ГДж тепла (34 млн Гкал.) В Кузбассе, в том числе Кузбассэнерго -. 64 млн ГДж (15,2 млн Гкал.), Промышленные котлы -. 19 млн ГДж (4,5 млн Гкал.) Муниципальный котел -. 59 миллионов ГДж (14 млн Гкал.).

Вышеизложенное показывает, как соответствующие вопросы по учебной технике.



## **Раздел 1.**

### **Теплоснабжение**

- 1.1 Расчет тепловых нагрузок потребителей
  - 1.1.1 Расчёт тепловых нагрузок на отопление и вентиляцию
  - 1.1.2 Расчёт расхода тепла на горячее водопотребление
- 1.2 Графики тепловых нагрузок
  - 1.2.1 График тепловых нагрузок по периодам
  - 1.2.2 График тепловых нагрузок по месяцам
- 1.3 Гидравлический расчет теплопроводов системы теплоснабжения
- 1.4 Пьезометрический график тепловой сети
- 1.5 Тепловой расчет
- 1.6 Температурный график
- 1.7 Схема присоединения потребителей к теплосети
- 1.8 Расчет годовой потребности в топливе

## 1. Теплоснабжение

### 1.1 Расчет тепловых нагрузок потребителей

#### 1.1.1 Расчет тепловых нагрузок на отопление и вентиляцию

Максимальный расход тепла на отопление и вентиляцию

$$Q_i^{max} = a q_i V_i (t_{внт}^p - t_n^p), [6]$$

где  $a$  – поправочный коэффициент учитывающий отклонение расчетной наружной температуры воздуха в проектных условиях от среднерасчетной ( $-30\text{ }^\circ\text{C}$ ), принимаю для п. Яя,  $a = 0,9$ ; [1]

$q_i$  – тепловая характеристика зданий, соответственно на отопление и вентиляцию, Вт/(м<sup>3</sup>К); [2]

$V_i$  – объем зданий по наружному обмеру, м<sup>3</sup>; (Табл. 1.1) [2]

$t_{внт}^p$  – расчетная внутренняя температура помещений зданий,  $^\circ\text{C}$ ; [2]

$t_n^p$  – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления и вентиляции в проектируемых условиях,  $^\circ\text{C}$ , принимаем для п. Яя

$$t_n^p = -39\text{ }^\circ\text{C}. [1]$$

Средний расход тепла на отопление и вентиляцию

$$Q^{cp} = Q^{max} \frac{t_i - t_{om}}{t_i - t_n^p}, \text{ Вт} \quad [6]$$

где  $t_i$  – средняя температура внутреннего воздуха помещений отапливаемых зданий  $^\circ\text{C}$ ; Для жилых зданий  $t_i = (18)\text{ }^\circ\text{C}$  [1]

$t_{om}$  – средняя температура наружного воздуха за месяц отопительного периода со среднесуточной температурой воздуха от  $(+8)\text{ }^\circ\text{C}$  и менее, для п. Яя

$$t_{от} = (-8.2)\text{ }^\circ\text{C}. [1]$$

Полученные результаты расчетов представлены в табл. 1.1

Таблица 1.1

Расчёт потребности тепла поселка на отопление и вентиляцию, при температуре наружного воздуха (-39)°С

№ п/п	Объект	Число работающих, проживающих, посетителей (в час), чел.	Строительный объем, тыс. м <sup>3</sup>	Температура внутри помещ., °С	Удельный Расход тепла, Вт/(м <sup>3</sup> К), на		Расход тепла, кВт, на	
					отопление	вентиляцию	отопление	вентиляцию
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Гараж	15	5,24	10	0,58	0,75	109	15,6
2	Гараж	15	1,1	10	0,81	-	39	3,3
3	ул. Ленина 8 (5 эт. дом)	360	19,37	20	0,43	-	442	-
4	ул. Ленина 3 (5 эт. дом)	360	19,37	20	0,43	-	442	-
5	ул. Ленина 6 (5 эт. дом)	360	19,37	20	0,43	-	442	-
6	ул. Ленина 1 (5 эт. дом)	360	19,37	20	0,43	-	442	-
7	ул. Советская 2 (2 эт. дом)	60	2,66	20	0,6	-	84,7	-
8	РОВД адм.	190	8,25	15	0,44	0,1	176	36,1
9	Аптека №51	14	1,46	15	0,11	-	7,8	-
10	Гараж РОВД	10	0,71	10	0,58	-	18	2,1
11	ул. Школьная 2 (1 эт. дом)	30	1,19	20	0,76	-	48	-
12	ул. Красноармейс кая 9 (1 эт. дом)	20	0,77	20	0,78	-	31	-
13	Дом Культуры	175	17,5	18	0,43	0,23	564	80,8
14	Адм. здание	14	1,46	15	0,11	-	7,8	-
15	Авгостанция	25	1,79	10	0,11	0,29	75	7,1
16	Магазин "Сиб Колос"	120	0,84	15	0,41	-	16	-
17	пер. Первомайски	10	0,34	20	0,9	-	7	-

	й 1 (1 эт. дом)							
18	пер. Первомайски й 1а (1 эт. Дом)	20	0,8	20	0,76	-	21	-
19	Гараж	10	0,7	10	0,81	-	9	-
20	у. Больничная 13 (1 эт. дом)	30	1,31	20	0,68	-	34	-
21	ул.Больнична я, 11 (1 эт. дом)	10	0,43	20	0,86	-	11	-
22	Вечерняя школа	300	4,46	20	0,45	0,11	90	21,3
23	у. Больничная 9 (1 эт. дом)	10	0,3	20	0,9	-	6	-
24	у. Больничная 7 (1 эт. Дом.)	20	0,6	20	0,8	-	15	-
25	Адм. стадиона	45	0,16	15	0,11	0,27	3	0,8
26	пер. Первомайски й 4 (1 эт. дом)	5	0,3	20	0,09	-	6	-
27	пер. Первомайски й 6 (1 эт. дом)	5	0,3	20	0,09	-	6	-
28	пер. Первомайски й, 11 (1 эт. дом)	5	0,27	20	0,09	-	5	-
29	ул. Красноармейс кая,5	10	0,46	20	0,86	-	12	-
30	ул. Красноармейс кая 26а (1 эт. дом)	10	0,4	20	0,87	-	8	-
31	ул. Красноармейс кая 28 (1 эт. дом)	10	0,5	20	0,86	-	13	-
32	Администрац ия п. ЯЯ	130	1,39	15	0,11	-	29	-
33	Гараж администраци и	1	0,93	10	0,81	-	16	-

34	ул. Красноармейс кая,34 (1 эт. дом)	30	1,15	20	0,72	-	30	-
35	ООО "Благоустрой ство"	20	1,36	15	0,11	0,27	29	6,7
36	Гараж ООО "Благоустрой ство"	15	2,27	10	0,11	0,09	29	9
37	Управление культуры	65	5,18	18	0,44	0,27	117	27,2
38	ул. Ленина 5 (5 эт. дом)	360	19,37	20	0,43	-	391	-
39	Школа искусств	170	13,23	18	0,38	0,27	258	60
40	пер. Клубный 4 (2 эт. дом)	95	3,8	20	0,54	-	99	-
41	Школа " Ромашка"	120	0,89	20	0,46	0,27	18	4
42	ул. Советская 6 (1 эт. дом)	40	1,69	20	0,63	-	44	-
43	ул. Советская 2 (2 эт. дом)	60	2,38	20	0,6	-	62	-
Всего							Q <sub>от max</sub>	Q <sub>в max</sub>
							3776,2 кВт	283,2 кВт
Всего							Q <sub>от ср</sub>	Q <sub>в ср</sub>
							1735,7 кВт	130,2 кВт

### 1.1.2 Расчёт расхода тепла на горячее водопотребление

Средний расход тепла на горячее водопотребление:

$$Q_{ср}^{cp} = \frac{1,2 m \alpha c_p (t_m - t_x) n}{3600 \cdot T}, \text{Вт} \quad [6]$$

где m – число однотипных потребителей горячей воды (Табл. 1.2);

$\alpha$  – норма расхода горячей воды на одного потребителя, л/сут; [2]

$c_p$  – средняя удельная массовая изобарная теплоемкость воды,

$c_p = 4190 \text{ Дж}/(\text{кг } ^\circ\text{C})$ ;

$t_m$  – температура горячей воды,  $t_r = +55 \text{ } ^\circ\text{C}$  ;

$t_x$  = температура холодной воды,  $t_x = +5 \text{ } ^\circ\text{C}$

1,2 – коэффициент учитывающий потери тепла в стояках;

T – фактическое время потребления воды, час/сут.

n - количество смен в сут.

Средний расход тепла на горячее водоснабжение в летний период:

$$Q_{гв}^{лето} = Q_{гв}^{ср} \frac{55 - t_c^л}{55 - t_c} \beta_l, \text{ Вт} \quad [6]$$

где  $t_x^л = +15^\circ\text{C}$  - температура холодной воды в системе водоснабжения в летний период;

$\beta = 0,8$ - коэффициент, учитывающий изменение среднего расхода воды в летний период;

$t_x = +5^\circ\text{C}$  - температура холодной воды в системе водоснабжения в отопительный период.

Количество однотипных потребителей в жилых домах принимаем в среднем 3 человека на квартиру, в школе и детском саду по списочному количеству учащихся и работающего персонала, в больнице по количеству койко-мест, в магазине и клубе по среднему количеству посетителей. Все данные были получены из технических паспортов зданий.

Результаты расчета на горячее водопотребление сведены в табл. 1.2

Таблица 1.2

Расчет средних тепловых нагрузок на горячее водопотребление по средненедельному режиму при нагреве воды в интервалах от +5 до +55 °C

№ п/п	Объект	Кол-во потребителей	Ед. измерения	Норма потребления, л/сут.	Время потребления, час	Тепловая мощность кВт/ч
1	2	3	4	5	6	7
1	Гараж	15	чел	16	12	5
2	Гараж	15	чел	16	12	5
3	ул. Ленина 8 (5 эт. дом)	360	чел	110	24	117

4	ул. Ленина 3 (5 эт. дом)	360	чел	110	24	117
5	ул. Ленина 6 (5 эт. дом)	360	чел	110	24	117
6	ул. Ленина 1 (5 эт. дом)	360	чел	110	24	117
7	ул. Советская 2 (2 эт. дом)	60	чел	110	24	19,5
8	РОВД адм.	190	чел	8	12	9
9	Аптека №51	14	чел	100	12	8
10	Гараж РОВД	10	чел чел	8	12	2,3
11	ул. Школьная 2 (1 эт. дом)	30	чел	110	24	10
12	ул. Красноармейска я 9 (1 эт. дом)	20	чел	110	24	6
13	Дом Культуры	175	чел	100	12	102,3
14	ЦГСЭН	14	чел	100	12	8
15	Автостанция	25	чел	16	12	10
16	Магазин "Сиб Колос"	120	чел	8	12	5,6
17	пер. Первомайский 1 (1 эт. дом)	10	чел	110	24	2,3
18	пер. Первомайский 1а (1 эт. Дом)	20	чел	110	24	6,5
19	Гараж	10	чел	8	12	2
20	у. Больничная 13 (1 эт. дом)	30	чел	110	24	10
21	ул.Больничная, 11 (1 эт. дом)	10	чел	110	24	3,4
22	Вечерняя школа	300	чел	16	12	28
23	у. Больничная 9 (1 эт. дом)	10	чел	110	24	3
24	у. Больничная 7 (1 эт. Дом.)	20	чел	110	24	5,8
25	Адм. стадиона	45	чел	8	12	1
26	пер. Первомайский 4 (1 эт. дом)	5	чел	110	24	2
27	пер. Первомайский 6 (1 эт. дом)	5	чел	110	24	1,2
28	пер. Первомайский, 11 (1 эт. дом)	5	чел	110	24	1,2

29	ул. Красноармейская,5	10	чел	110	24	3
30	ул. Красноармейская 26а (1 эт. дом)	10	чел	110	24	2,3
31	ул. Красноармейская 28 (1 эт. дом)	10	чел	110	24	3,1
32	Администрация п. ЯЯ	130	чел	16	12	12
33	Гараж администрации	1	чел	-	-	-
34	ул. Красноармейская,34 (1 эт. дом)	30	чел	110	24	10
35	ООО "Благоустройство"	20	чел	80	12	9
36	Гараж ООО "Благоустройство"	15	чел	16	12	8
37	Управление культуры	65	чел	80	12	30
38	ул. Ленина 5 (5 эт. дом)	360	чел	110	24	117
39	Школа искусств	170	чел	16	12	78,3
40	пер. Клубный 4 (2 эт. дом)	95	чел	110	24	30,6
41	Школа " Ромашка"	120	чел	16	12	55
42	ул. Советская 6 (1 эт. дом)	40	чел	110	24	13
43	ул. Советская 2 (2 эт. дом)	60	чел	110	24	19,1
Q <sub>ГВ с.н</sub>						1144,5 кВт
Q <sub>ГВ л</sub>						732,5 кВт



## 1.2 Графики тепловых нагрузок

### 1.2.1 График тепловых нагрузок по периодам

График построен по продолжительности расчетных периодов для п. Яя:

-максимальный холодный период – 17 сут;

-среднеотопительный период – 215 сут;

-летний период – 133 сут; [1]

Расчет потребления тепла по периодам, Вт:

$$\sum Q^i = Q_o^i + Q_v^i + Q_{zg}^i,$$

где  $\sum Q^i$  - суммарная тепловая нагрузка в расчетный период;

$Q_o^i, Q_v^i, Q_{zg}^i$  - тепловая нагрузка на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в расчетном периоде.

Результаты расчета сведены в табл.1.3

Таблица 1.3

Сводная таблица тепловых нагрузок по периодам

Наименование потребителей	Теплоноситель	Тепловые нагрузки по периодам, МВт		
		максимальный	среднеотопительный	летний
1	2	3	4	5
Отопление	вода	3,78	1,74	-
Вентиляция	вода	0,28	0,13	-
Горячее водопотребление	вода	1,14	1,14	0,73
<b>Итого</b>		<b>5,2</b>	<b>3,01</b>	<b>0,73</b>

По данным табл. 1.3. построен график нагрузок по периодам

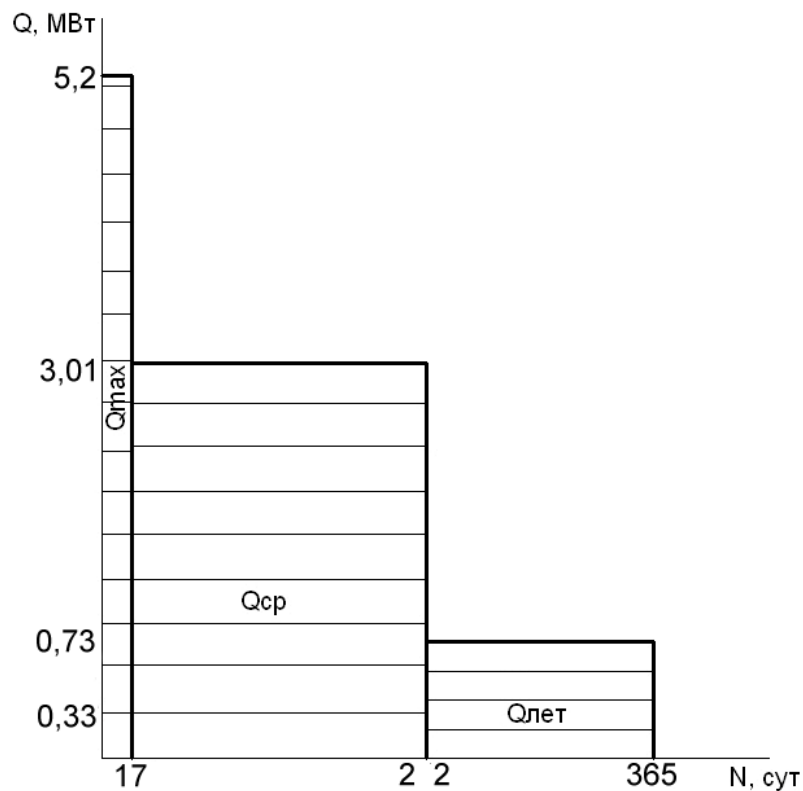


Рис.1.1 График нагрузок по периодам

## 1.2.2 График тепловых нагрузок по месяцам

График тепловых нагрузок по месяцам построен по средним температурам каждого месяца.

Рассчитываем тепловые нагрузки на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение по формуле :

$$Q_i^{cp} = Q_i^{\max} \frac{t_{i\text{вв}} - t_{i\text{н}}}{t_{i\text{вв}} - t_n^p}, \text{ Вт} \quad [6]$$

где  $Q_i^{cp}$ ,  $Q_i^{\max}$  - соответственно средние и максимальные нагрузки на отопление и вентиляцию (табл.1.1);  $t_{i\text{вв}}$  - внутренняя температура воздуха внутри помещения (табл.1.1);  $t_{i\text{н}}$  - температура наружного воздуха по месяцам, принимаемая для расчетного графика (Табл. 1.4);  $t_n^p$  - температура

наружного воздуха , принимаемая для расчета максимальной тепловой нагрузки [1]

Результаты расчетов сведены в табл.1.4 и график представлен на рис 1.2

Таблица 1.4

Сводная таблица тепловых нагрузок по месяцам

Месяц года	Сред. темп. воздуха, °С	Расход тепла, МВт			
		На отопление	На вентиляцию	На горячее водопотребление	Сумма
Январь	-19,2	2,47	0,18	1,14	3,79
Февраль	-17	2,32	0,17	1,14	3,63
Март	-10,6	1,9	0,14	1,14	3,18
Апрель	0	1,19	0,09	1,14	2,42
Май	9,2	0,58	0,04	1,14	1,76
Июнь	-	-	-	0,73	0,73
Июль	-	-	-	0,73	0,73
Август	-	-	-	0,73	0,73
Сентябрь	9,3	0,58	0,04	1,14	1,76
Октябрь	1,1	1,12	0,08	1,14	2,34
Ноябрь	-9,8	1,84	0,14	1,14	3,12
Декабрь	-17	2,32	0,17	1,14	3,63

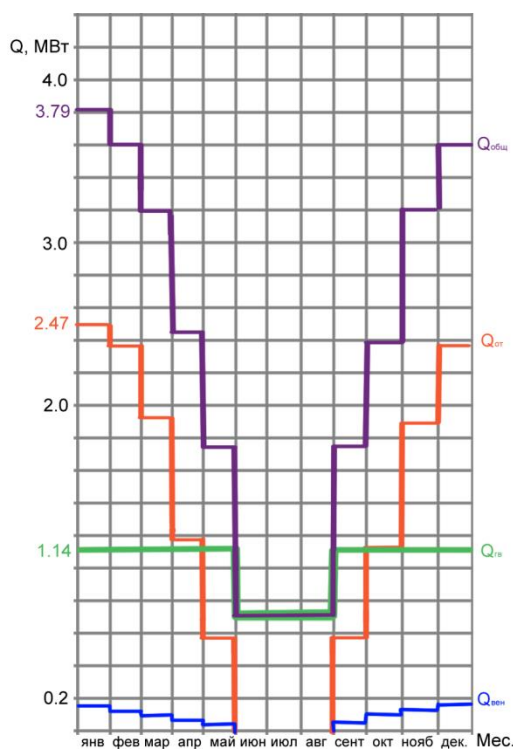


Рис.1.2 График годового потребления тепла по месяцам

### 1.3 Гидравлический расчет теплопроводов системы теплоснабжения

Целью гидравлического расчета является определение наилучших диаметров трубопровода при заданных тепловых нагрузках, давлениях и расходах с целью надежного обеспечения потребителей теплоносителем при минимальных эксплуатационных и капитальных затратах.

Результаты гидравлического расчета необходимы для построения пьезометрического графика, выбора схем присоединения потребителей, подбора насосного оборудования, определения стоимости тепловых сетей.

В качестве теплоносителя приняли горячую воду:  $t_{\text{п}} = 95^{\circ}\text{C}$ ,  $t_{\text{об}} = 70^{\circ}\text{C}$  [1]. По таблицам [5] для гидравлического расчета трубопроводов водяных тепловых сетей при эквивалентной шероховатости труб  $K_s = 0,5$  мм по расходу и максимальной скорости движения до 1,5 м/с, определены диаметры трубопроводов, скорости движения теплоносителя и удельные потери давления на участках.

2. Потери давления на участке :

$$\Delta P = \Delta p_{\text{уд}} \cdot (l + l_s), \text{Па}$$

где  $l$  - длина участка магистрали, м ;

$l_s$  - эквивалентная длина местных сопротивлений.

3. Потери напора на участке :

$$\Delta H = \frac{\Delta P}{g\rho}, \text{м}$$

где  $\rho = 1000$  — плотность теплоносителя, кг/м<sup>3</sup> ;

$g = 9,81$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup> ;

Потери напора в узле равны наибольшим потерям на одном из участков данного узла.

Для того чтобы выровнять недоиспользованное давление на участках, установлены регуляторы давления. Результаты гидравлического расчета теплопроводов системы теплоснабжения представлены в табл 1.5

Таблица 1.5

Гидравлический расчет теплопроводов системы теплоснабжения

№ Узла	№ участка	Расход, т/ч	Длина, м	Диаметр трубопровода, мм	Скорость теплоносителя, м/с	Удельные потери, Па/м	Эквивалентная длина, м	Общая длина, м	Потери на участке		Регулятор давления тип
									кПа	м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
УТ21	28 -УТ21	0,18	18	32x2,5	0,2	55,2	1,4	19,4	1,07	0,109	
	27-УТ21	0,22	6	38x2,5	0,1	4,9	2	8	0,039	0,004	УРРД-2
	<b>УТ21</b>	<b>0,4</b>								<b>0,109</b>	
УТ20	УТ21-УТ20	0,4	10	57x3,5	0,1	1,58	2,4	12,4	0,02	0,002	
	26-УТ20	0,24	6	38x2,5	0,1	6,13	2	8	0,049	0,005	УРРД-2
	<b>УТ20</b>	<b>0,64</b>								<b>0,114</b>	
УТ19	УТ20-УТ19	0,64	10	57x3,5	0,1	3,99	2,4	12,4	0,049	0,005	
	25-УТ19	0,14	50	32x2,5	0,06	2,5	2	52	0,128	0,013	УРРД-2
	<b>УТ19</b>	<b>0,78</b>								<b>0,127</b>	
УТ18	УТ19-УТ18	0,78	6	57x3,5	0,13	4,67	2,4	8,4	0,039	0,004	
	<b>Ветка:</b>										
	24-УТ25	2,08	11	57x3,5	0,23	14,7	2,4	13,4	0,197	0,002	
	22-УТ25	3,68	10	57x3,5	0,58	11,87	2,4	12,4	0,147	0,015	
	23-УТ25	0,28	13	38x2,5	0,12	1,27	2,4	15,4	0,197	0,002	
	<b>УТ25</b>	<b>6,04</b>								<b>0,015</b>	
	УТ25-УТ24	6,04	57	76x3,5	0,55	109,71	3	60	6,58	0,671	
	20-УТ24	1,34	38	57x3,5	0,54	158,32	2,4	40,4	6,4	0,652	
	21-УТ24	0,46	15	38x2,5	0,19	23,68	2,4	17,4	0,41	0,042	
	<b>УТ24</b>	<b>7,84</b>								<b>0,667</b>	
	УТ24-УТ23	7,84	20	76x3,5	0,72	146,29	3	23	3,36	0,343	
	19-УТ23	0,36	10	38x2,5	0,15	13,45	2,4	12,4	0,167	0,017	
	<b>УТ23</b>	<b>8,2</b>								<b>1,01</b>	
	УТ23-УТ22	8,2	10	76x3,5	0,75	151,69	3	13	1,97	0,201	
	18-УТ22	0,82	6	38x2,5	0,33	74,8	2	62,4	0,59	0,061	УРРД-2
<b>УТ22</b>	<b>9,02</b>								<b>1,211</b>		
УТ22-УТ18	9,02	40	76x3,5	0,82	199,39	3	43	8,57	0,874	УРРД-2	
<b>УТ18</b>	<b>9,8</b>								<b>2,089</b>		
УТ17	УТ18-УТ17	9,8	25	108x4	0,37	21,07	4,8	0,63	0,064	0,017	
	17-УТ17	0,28	6	38x2,5	0,13	1,23	2	8	0,001	0,001	

	<b>УТ17</b>	<b>10,08</b>								<b>2,106</b>	
УТ16	УТ17-УТ16	10,08	81	108x4	0,38	25,83	8,8	89,8	2,32	0,236	
	16-УТ16	0,64	10	57x3,5	0,1	3,99	2,4	12,4	0,049	0,005	
	<b>УТ16</b>	<b>10,72</b>								<b>2,342</b>	
УТ15	УТ16-УТ15	10,72	35	108x4	0,405	26,13	4,8	39,8	1,04	0,106	
	15-УТ15	1,38	45	57x3,5	0,22	14,28	2,4	47,4	0,68	0,069	
	<b>УТ15</b>	<b>12,1</b>								<b>2,448</b>	
УТ14а	УТ15-УТ14а	12,1	43	108x4	0,46	40,84	4,8	47,8	1,95	0,199	
	14-УТ14а	1,06	25	57x3,5	0,17	11,1	2,4	27,4	0,304	0,031	
	<b>УТ14а</b>	<b>13,16</b>								<b>2,647</b>	
УТ14	УТ14а-УТ14	13,16	10	108x4	0,5	33,14	4,8	14,8	0,49	0,05	
	<b>Ветка:</b>										
	33-УТ29	0,56	10	57x3,5	0,1	3,16	2,4	12,4	0,039	0,004	
	32-УТ29	1,24	5	57x3,5	0,2	11,93	2,4	7,4	0,088	0,009	
	<b>УТ29</b>	<b>1,8</b>								<b>0,009</b>	
	УТ29-УТ28	1,8	90	57x3,5	0,28	32,99	8,4	98,4	3,25	0,331	

Продолжение Табл.1.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
УТ14	31-УТ28	0,5	5	38x2,5	0,2	23,82	2	7	0,167	0,017	УРРД-2
	<b>УТ28</b>	<b>2,3</b>								<b>0,340</b>	
	УТ28-УТ27	2,3	25	108x4	0,1	1,32	4,8	29,8	0,039	0,004	УРРД-2
	30-УТ27	0,88	70	38x2,5	0,13	17,04	6	76	1,29	0,132	
	<b>УТ27</b>	<b>3,18</b>								<b>0,472</b>	
	УТ27-УТ26	3,18	40	108x4	0,12	1,1	4,8	44,8	0,049	0,005	
	29-УТ26	0,46	8	38x2,5	0,19	21,58	2	10	0,216	0,022	
	<b>УТ26</b>	<b>3,64</b>								<b>0,494</b>	
	УТ26-УТ14	3,64	95	108x4	0,14	3,13	8,4	103,4	0,324	0,033	
<b>УТ14</b>	<b>16,8</b>								<b>3,224</b>		
УТ13	УТ14-УТ13	16,8	120	108x4	0,65	64,62	10,6	130,6	8,44	0,86	
	13-УТ13	13,5	10	89x3,5	0,76	93,89	4	14	1,31	0,134	
	<b>УТ13</b>	<b>30,3</b>								<b>3,935</b>	
УТ12	УТ13-УТ12	30,3	20	108x4	1,14	256,33	4,8	24,8	6,36	0,648	
	12-УТ12a	0,78	28	57x3,5	0,12	6,65	3	31	0,206	0,021	УРРД-2
	11-УТ12a	1,24	4	38x2,5	0,5	128	2	6	0,824	0,084	УРРД-2
	<b>УТ12</b>	<b>2,02</b>								<b>0,732</b>	
	УТ12a-УТ12	2,02	21	57x3,5	0,32	38,83	3	24	0,93	0,095	
<b>УТ12</b>	<b>32,32</b>								<b>4,762</b>		
УТ11	УТ12-УТ11	<b>32,32</b>	20	159x4,5	0,54	21,8	10,6	30,6	0,667	0,068	
	10-УТ11	3,58	23	76x3,5	0,33	29,81	3	26	0,775	0,079	
	<b>УТ11</b>	<b>35,9</b>								<b>4,841</b>	
УТ10	УТ11-УТ10	35,9	5	159x4,5	0,59	11,94	10,6	15,6	0,186	0,019	
	9-УТ10	1,1	30	57x3,5	0,17	11,5	2,4	32,4	0,373	0,038	
	<b>УТ10</b>	<b>37</b>								<b>4,879</b>	
УТ9	УТ10-УТ9	37	10	159x4,5	0,61	23,33	10,6	20,6	0,481	0,049	УРРД-2
	8-УТ9	9,2	12	76x3,5	0,84	171,35	3	15	2,57	0,262	
	<b>УТ9</b>	<b>46,2</b>								<b>5,141</b>	
УТ8	УТ9-УТ8	46,2	45	159x4,5	0,76	63,69	10,6	55,6	3,54	0,361	
	7-УТ8	2,42	12	89x3,5	0,15	4,29	4	16	0,069	0,007	УРРД-2
	<b>УТ8</b>	<b>48,62</b>								<b>5,502</b>	
УТ7	УТ8-УТ7	48,62	50	159x4,5	0,81	73	10,6	60,6	4,42	0,451	
	36-УТ32	1,14	8	57x3,5	0,18	8,45	2,4	10,4	0,088	0,009	УРРД-2
	35-УТ32	1,16	5	76x3,5	0,1	1,23	2	8	0,001	0,001	
	<b>УТ32</b>	<b>2,3</b>								<b>0,009</b>	
	УТ32-УТ31	2,3	40	76x3,5	0,21	19,2	3	43	0,82	0,084	
	37-УТ31	4,6	100	108x4	0,18	7,3	4,8	104,8	0,77	0,078	
	<b>УТ31</b>	<b>6,9</b>								<b>0,093</b>	
	УТ31-УТ30	6,9	10	108x4	0,26	9,28	4,8	14,8	0,137	0,014	
34-УТ30	7,7	20	108x4	0,29	13,45	4,8	24,8	0,33	0,034		

	<b>УТ30</b>	<b>14,6</b>								<b>0,127</b>	
	УТ30-УТ7	14,6	60	219x6	0,14	1,67	16,5	76,5	0,127	0,013	
	<b>УТ7</b>	<b>63,22</b>								<b>6,093</b>	
УТ6	УТ7-УТ6	63,22	45	219x6	0,59	19,46	16,5	61,5	1,2	0,122	
	6-УТ6	15,46	5	108x4	0,58	39,04	4,8	9,8	0,38	0,039	
	<b>УТ6</b>	<b>78,68</b>								<b>6,215</b>	

Продолжение Табл.1.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
УТ5	УТ6-УТ5	78,68	5	219x6	0,73	20,99	16,5	21,5	0,45	0,046	
	5-УТ5	15,46	55	108x4	0,58	55,78	4,8	59,8	3,33	0,34	
	<b>УТ5</b>	<b>94,14</b>								<b>6,555</b>	
УТ4	УТ5-УТ4	94,14	90	219x6	0,87	48,17	16,5	106,5	5,13	0,523	
	4-УТ4	15,46	5	108x4	0,58	39,04	4,8	9,8	0,38	0,039	
	<b>УТ4</b>	<b>109,6</b>								<b>7,078</b>	
УТ3	УТ4-УТ3	109,6	55	219x6	1,01	64,35	16,5	71,5	4,6	0,469	
	<b>Ветка1:</b>										
	43-УТ3а	2,48	20	76x3,5	0,23	14,5	3	23	0,334	0,034	
	42-УТ3а	3,48	8	76x3,5	0,32	284,49	3	11	3,13	0,319	
	<b>УТ3а</b>	<b>5,96</b>								<b>0,319</b>	
	УТ3а-УТ3	5,96	70	76x3,5	0,54	64,5	3	73	4,709	0,48	
	<b>Ветка2:</b>										
	41-УТ35	9,12	60	108x4	0,35	20,13	4,8	64,8	1,305	0,133	УРРД- 2
	40-УТ35	11,92	66	89x3,5	1,58	172,52	4	70	12,076	1,231	
	<b>УТ35</b>	<b>21,04</b>								<b>1,231</b>	
	УТ35-УТ34	21,04	25	108x4	0,29	129,1	4,8	29,8	3,767	0,384	
	39-УТ34	13,12	20	133,4	0,14	23,26	7	27	0,628	0,064	УРРД- 2
	<b>УТ34</b>	<b>34,16</b>								<b>1,615</b>	
	УТ-34- УТ33	34,16	20	219x6	0,32	4,59	16,5	36,5	0,167	0,017	
38-УТ33	15,46	5	108x4	0,58	39,04	4,8	9,8	0,38	0,039		
<b>УТ33</b>	<b>49,62</b>								<b>1,654</b>		

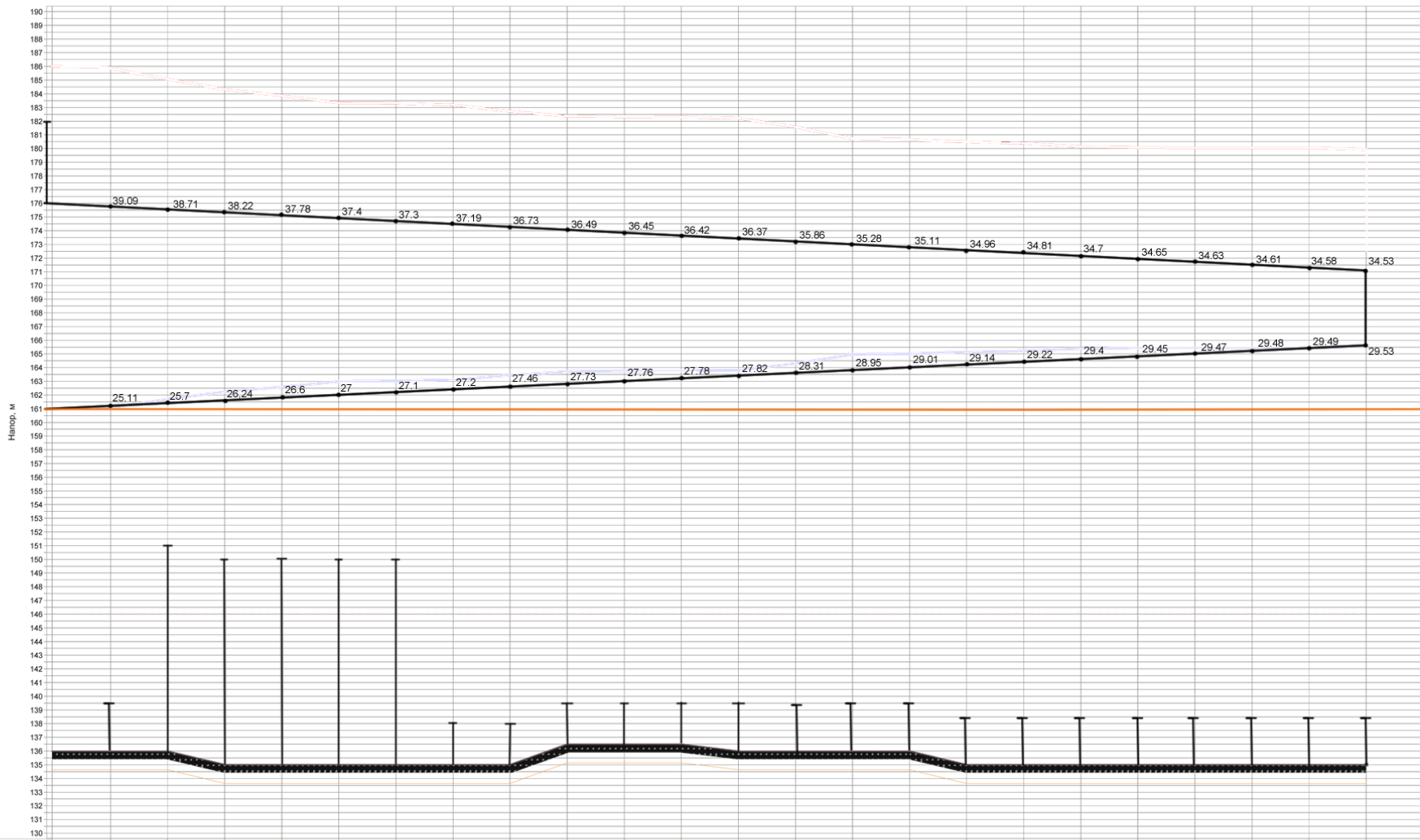


	УТ33-УТ3	49,62	55	219x6	0,46	12,49	16,5	71,5	0,89	0,091	
	<b>УТ3</b>	<b>165,18</b>								<b>9,292</b>	
УТ2	УТ3-УТ2	165,18	20	273x7	0,97	62,53	21,1	41,1	2,57	0,262	
	3-УТ2	15,46	25	108x4	0,58	58,27	4,8	29,8	1,74	0,177	
	<b>УТ2</b>	<b>180.64</b>								<b>9,554</b>	
УТ1	УТ2-УТ1	180,64	95	273x7	1,1	63,54	26,5	121,5	7,72	0,787	
	2-УТ1	0,14	20	38x2,5	0,1	3,07	2	22	0,687	0,007	УРРД- 2
	1-УТ1	0,42	37	38x2,5	0,34	53,57	2	29	2,09	0,213	УРРД- 2
	<b>Ут1</b>	<b>181.2</b>								<b>10.341</b>	
	УТ1-К	181,2	10	273x7	1,1	54,41	16,5	26,5	1,44	0,147	
	<b>ОБЩЕЕ</b>	<b>181,2</b>								<b>10,488</b>	

#### 1.4 Пьезометрический график тепловой сети

По результатам гидравлического расчета (Табл.1.5) построен пьезометрический график(рис.1.3). Пьезометрический график показывает располагаемое давление (разность давлений в подающем и обратном трубопроводе) теплоносителя в любой точке системы теплоснабжения. Величина которого составляет от 5 до 14м в зависимости от потребителя.

Линия напора в обратном трубопроводе находится выше верхних этажей всех зданий больше чем на 5 метров. Это указывает на то, что местные системы отопления зданий полностью заполнены водой. Кроме того, линия напора в прямом трубопроводе находится на 40 м от уровня земли. Следовательно, можно использовать зависимую схему присоединения отопительных приборов, так как давление в них не превышает допустимого. Все потребители находятся в равных условиях и можно применять зависимую схему присоединения для всех потребителей.



Наименование узла	Котельная	УТ-1	УТ-2	УТ-3	УТ-4	УТ-5	УТ-6	УТ-7	УТ-8	УТ-9	УТ-10	УТ-11	УТ-12	УТ-13	УТ-14	УТ-14а	УТ-15	УТ-16	УТ-17	УТ-18	УТ-19	УТ-20	УТ-21	пер. Пересомой	
Геодезическая высота, м	136	136	136	135	135	135	135	135	135	136.5	136.5	136.5	136	136	136	136	135	135	135	135	135	135	135	135	135
Напор в обратном трубопроводе, м	161	161.11	161.702	162.25	162.602	162.995	163.029	163.121	163.46	163.731	163.761	163.775	163.821	164.308	164.953	164.99	165.136	165.213	165.39	165.436	165.44	165.444	165.445	165.445	165.53
Располагаемый напор, м	25	24.743	23.364	22.067	21.266	20.35	20.27	20.056	19.266	18.634	18.555	18.522	18.408	17.273	15.768	15.681	15.335	15.152	14.739	14.629	14.62	14.612	14.608	14.41	
Длина участка, м	5	95	20	55	90	5	45	50	45	10	5	20	120	10	8	35	81	25	6	10	10	18			
Диаметр участка, м	0.35	0.25	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.05	0.05	0.05	0.02		
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.058	0.787	0.729	0.469	0.523	0.046	0.122	0.451	0.361	0.049	0.019	0.068	0.648	0.86	0.05	0.035	0.106	0.236	0.064	0.005	0.005	0.002	0.109		
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.044	0.591	0.548	0.352	0.363	0.035	0.092	0.339	0.271	0.03	0.014	0.046	0.487	0.645	0.038	0.022	0.077	0.177	0.046	0.004	0.004	0.001	0.085		
Скорость движения воды в лод. тр-де, м/с	1.16	1.065	1.528	1.014	0.871	0.728	0.585	0.805	0.764	0.612	0.594	0.535	1.144	0.635	0.497	0.457	0.405	0.381	0.37	0.123	0.101	0.063	0.202		
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	4.908	6.322	17.237	7.59	5.599	3.91	2.524	6.883	6.204	3.977	3.752	3.04	23.269	7.167	4.395	3.716	2.916	2.578	2.436	0.655	0.441	0.172	6.005		
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	181.2101	180.6495	165.1778	109.6048	94.1406	78.6728	63.2123	48.6183	46.156	36.9541	35.8935	32.3131	30.2921	16.8116	13.1653	12.105	10.724	10.0833	9.8018	0.7802	0.6401	0.4001	0.18		

## 1.5 Тепловой расчет

В качестве теплоизоляционного материала трубопровода принимаем пенополиуретан:

$$\lambda_{из} = 0,037 + 0,00015 \cdot t_{Ti}, \text{ Вт/(м} \cdot \text{°C)}$$

где  $t_T$  температура среды внутри изолированного трубопровода, °C:

$$t_{T1} = \frac{95}{2} = 47,5^\circ\text{C}, \quad t_{T2} = \frac{70}{2} = 35^\circ\text{C}.$$

Для подающего:  $\lambda_{из1} = 0,037 + 0,00015 \cdot 47,5 = 0,04412 \text{ Вт/(м} \cdot \text{°C)}$ .

Для обратного:  $\lambda_{из2} = 0,037 + 0,00015 \cdot 35 = 0,0423 \text{ Вт/(м} \cdot \text{°C)}$ .

Проверяем эффективность изоляции для трубопровода диаметром 76 мм, определяем критический диаметр  $d_{кр}$ , м:

$$d_{кр} = \frac{2 \cdot \lambda_{из}}{\alpha_n} < d_{тр},$$

Для подающего:  $d_{кр1} = \frac{2 \cdot 0,04412}{8} = 0,011 < 0,076$ .

Для обратного:  $d_{кр2} = \frac{2 \cdot 0,0423}{8} = 0,0106 < 0,076$ .

где  $\lambda_{из}$  - коэффициент теплопроводности теплоизоляции, Вт/(м·°C);  $d_{тр}$  - диаметр неизолированного трубопровода;  $\alpha_i = 8$  - коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности изоляции в окружающую среду [5], Вт/(м<sup>2</sup>·°C).

Выбранный вид изоляции подходит для данных условий.

По нормам [3] принимаем предварительную толщину изоляции на подающем и обратном трубопроводе:  $\delta_{из} = 0,03 \text{ м}$ . Определим наружные диаметры трубопроводов с учетом толщины изоляции и защитного покровного слоя  $\delta_i = 0,005 \delta_{из}$  :

$$d_{ни} = d_n + 2 \cdot \delta_{из} + 2 \cdot \delta_i = 0,076 + 2 \cdot 0,03 + 2 \cdot 0,005 = 0,146 \text{ м}.$$

Термическое сопротивление канала:

$$R_l^{кан} = R_{лкка} + R_{лкка}^{2p},$$

где  $R_{\text{лвв}}$  - термическое сопротивление теплоотдачи от воздуха к стенке канала:

$$R_{\text{лвв}} = \frac{1}{\pi \cdot \alpha_{\text{кан}} \cdot d_{\text{экв.кан}}} = \frac{1}{3,14 \cdot 8,0 \cdot 0,675} = 0,059 (\text{м} \cdot \text{°C}) / \text{Вт},$$

где  $d_{\text{экв.кан}}$  - диаметр, эквивалентный внутреннему периметру сечения канала и равный  $P_{\text{кан}} / \pi$  (периметр канала определяем по габаритным размерам стандартных непроходных одноячейковых каналов), м;  $\alpha_{\text{кан}} = \alpha_n$  - коэффициент теплоотдачи от воздуха в канале к его внутренней поверхности, Вт/(м<sup>2</sup>·°C);

$R_{\text{лвв}}^{\text{сп}}$  - термическое сопротивление грунта для канала:

$$R_{\text{лвв}}^{\text{сп}} = \frac{\ln \frac{4 \cdot h}{d_{\text{экв.кан}}}}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\text{сп}}} = \frac{\ln \frac{4 \cdot 1,5}{0,675}}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,0} = 0,173 (\text{м} \cdot \text{°C}) / \text{Вт},$$

где  $h$  - глубина заложения;  $\lambda_{\text{ад}}$  - коэффициент теплопроводности грунта, Вт/(м·°C);  $h$  - глубина заложения;

$$R_l^{\text{кан}} = 0,059 + 0,173 = 0,232 (\text{м} \cdot \text{°C}) / \text{Вт}.$$

Определяем нормируемые плотности теплового потока:

$$q_{l1} = 42 \text{ Вт} / \text{м}, q_{l2} = 22 \text{ Вт} / \text{м}.$$

Коэффициенты взаимного влияния полей  $\psi_1, \psi_2$ :

для подающего трубопровода:

$$\psi_1 = \frac{q_{l2}}{q_{l1}} = \frac{22}{42} = 0,523,$$

для обратного трубопровода:

$$\psi_2 = \frac{q_{l1}}{q_{l2}} = \frac{42}{22} = 1,909.$$

Определим добавочные термосопротивления, учитывающие взаимные влияния теплопроводов  $R_{l12}$  и  $R_{l21}$  соответственно для подающего и обратного трубопроводов:

$$R_{l12} = \psi_1 \cdot R_l^{\text{кан}} = 0,523 \cdot 0,232 = 0,121 (\text{м} \cdot \text{°C}) / \text{Вт};$$

$$R_{l21} = \psi_2 \cdot R_l^{кан} = 1,778 \cdot 0,232 = 0,451(\text{м} \cdot \text{°C}) / \text{Вт}.$$

Определим суммарные теплосопровитления для подающего  $R_{l1}$  и обратного  $R_{l2}$  трубопроводов:

$$R_{l1} = \frac{(t_1 - t_0)}{q_{l1} \cdot K_1} = \frac{(95 - 4)}{42 \cdot 1,2} = 2,5(\text{м} \cdot \text{°C}) / \text{Вт};$$

$$R_{l2} = \frac{(t_2 - t_0)}{q_{l2} \cdot K_1} = \frac{(70 - 4)}{22 \cdot 1,2} = 1,805(\text{м} \cdot \text{°C}) / \text{Вт},$$

где  $t_1$  - температура теплоносителя в подающем трубопроводе, °С;  $t_2$  - температура теплоносителя в обратном трубопроводе, °С;  $t_0$  - температура грунта на глубине заложения труб, °С;  $K_1$  - коэффициент, учитывающий изменение стоимости теплоты в зависимости от района строительства и способа прокладки трубопровода.

Определим требуемые термические сопротивления слоев изоляции для подающего  $R_{из1}$  и обратного  $R_{из2}$  теплопроводов:

$$R_{из1} = R_{l1} - R_{l12} = 2,5 - 0,121 = 2,379(\text{м} \cdot \text{°C}) / \text{Вт};$$

$$R_{из2} = R_{l2} - R_{l21} = 1,805 - 0,45 = 1,355(\text{м} \cdot \text{°C}) / \text{Вт}.$$

Определим толщины слоев изоляции для подающего  $\delta'_{из1}$  и обратного  $\delta'_{из2}$  теплопроводов:

$$\delta'_{из1} = \frac{d_{ну} \cdot (e^{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{из1} \cdot R_{из1}} - 1)}{2} = \frac{0,076 \cdot (e^{2 \cdot 3,14 \cdot 0,04412 \cdot 2,379} - 1)}{2} = 0,026 \text{ м};$$

$$\delta'_{из2} = \frac{d_{ну} \cdot (e^{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{из2} \cdot R_{из2}} - 1)}{2} = \frac{0,076 \cdot (e^{2 \cdot 3,14 \cdot 0,04231 \cdot 1,355} - 1)}{2} = 0,022 \text{ м}.$$

Результаты расчетов сводим в табл. 1.7

Таблица 1.7

$d_{mp}$	$d_{ни}$	$d_{экв.кан}$	$R_{лкка}$	$R_{лкка}^{sp}$	$R_{лкка}^{кан}$	$q_{l1}$	$q_{l2}$	$\psi_1$	$\psi_2$	$R_{l12}$	$R_{l21}$	$R_{l1}$	$R_{l2}$	$R_{u31}$	$R_{u32}$	$\delta'_{u31}$	$\delta'_{u32}$
$\bar{i}$	$i$	$i$	$\frac{i \cdot \bar{N}}{\bar{A}\bar{\delta}}$	$\frac{i \cdot \bar{N}}{\bar{A}\bar{\delta}}$	$\frac{i \cdot \bar{N}}{\bar{A}\bar{\delta}}$	$\frac{\bar{A}\bar{\delta}}{i}$	$\frac{\bar{A}\bar{\delta}}{i}$	-	-	$\frac{i \cdot \bar{N}}{\bar{A}\bar{\delta}}$	$\frac{i \cdot \bar{N}}{\bar{A}\bar{\delta}}$	$\frac{i \cdot \bar{N}}{\bar{A}\bar{\delta}}$	$\frac{i \cdot \bar{N}}{\bar{A}\bar{\delta}}$	$\frac{i \cdot \bar{N}}{\bar{A}\bar{\delta}}$	$\frac{i \cdot \bar{N}}{\bar{A}\bar{\delta}}$	$i$	$i$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
32	0,0 32	0,4 86	0,0 74	0,1 94	0,2 42	32	1 5	0, 48	1, 99	0, 03	0,5 5	3,1	2,2 1	2,9 98	1,0 12	0,0 18	0,1 7
45	0,0 45	0,4 86	0,0 71	0,1 94	0,2 42	35	1 7	0, 5	1, 99	0, 04	0,5 2	2,9	2,0 4	2,9 45	1,1 45	0,0 2	0,1 9
57	0,0 57	0,6 45	0,0 68	0,1 73	0,2 32	39	1 9	0, 51	1, 95	0, 05	0,4 8	2,7	1,9 4	2,8 49	1,2 75	0,0 22	0,0 2
76	0,0 76	0,6 45	0,0 59	0,1 73	0,2 32	42	2 2	0, 52	1, 9	0, 06	0,4 4	2,5	1,8 05	2,3 79	1,3 55	0,0 26	0,0 22
89	0,0 89	0,6 45	0,0 58	0,1 77	0,2 36	45	2 5	0, 55	1, 8	0, 13	0,4 2	2,2	1,6 85	1,7 7	1,5 5	0,0 26	0,0 24
108	0,1 08	0,8 66	0,0 46	0,1 54	0,2 00	48	2 7	0, 56	1, 78	0, 11	0,3 6	2,1 9	2,0 4	2,0 8	1,6 9	0,0 45	0,0 30
133	0,1 33	0,8 66	0,0 59	0,1 54	0,2 13	50	2 8	0, 56	1, 78	0, 12	0,3 8	1,9 6	1,5 1	1,5 8	1,3 9	0,0 34	0,0 31
159	0,1 59	0,8 66	0,0 59	0,1 54	0,2 1	53	2 9	0, 54	1, 82	0, 11	0,3 9	1,8 9	1,4 3	1,5	1,3 1	0,0 37	0,0 33
194	0,2 64	1,1 40	0,0 35	0,1 32	0,1 67	55	3 0	0, 42	1, 83	0, 07	0,3 1	1,9 1	1,8 3	1,8 4	1,5 3	0,0 50	0,0 36
273	0,3 43	1,1 40	0,0 35	0,1 32	0,1 67	79	4 0	0, 51	1, 98	0, 09	0,3 3	1,3 3	1,3 4	1,2 4	1,0 4	0,0 60	0,0 44

В тепловом расчете определена толщина изоляционного слоя для различных диаметров трубопровода. Выбранный материал изоляции – пенополиуретан – обладает низким коэффициентом теплопроводности, что повышает эффективность использования тепловых сетей, снижая тем самым тепловые потери.

## 1.6 Температурный график

Принимаем центральное качественное регулирование, обеспечивающее стабильный гидравлический режим тепловых сетей, при котором при постоянном количестве циркулирующего теплоносителя в сетях меняется его температура в зависимости от температуры наружного воздуха по температурному графику.

Температура теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах в зависимости от температуры наружного воздуха, °C: [1]

$$t'_{nod} = t_{\epsilon} + \frac{(t_1 - t_0) + 2(t_0 - t_{\epsilon})}{2} \cdot \left( \frac{t_{\epsilon} - t'_n}{t_{\epsilon} - t_n} \right) + \frac{2\Delta t - (t_1 - t_0)}{2} \cdot \frac{t_{\epsilon} - t'_n}{t_{\epsilon} - t_n};$$

$$t'_o = t'_{nod} - \Delta t \cdot \frac{t_{\epsilon} - t'_n}{t_{\epsilon} - t_n},$$

где  $t_{\epsilon}$  - температура воздуха внутри отапливаемых помещений, °C [табл. 1.1];  
 $t'_n$  - произвольно выбранная температура наружного воздуха, для которой определяем температур воды в подающем и обратном трубопроводах, °C;  $t_n$  - расчётная температура наружного воздуха для отопления [1],  $t_n = -39^{\circ}\text{C}$ ;  $t'_{nod}$  - температура в подающем трубопроводе при наружной температуре  $t'_n$ , °C;  $t'_o$  - температура воды в обратном трубопроводе при наружной температуре  $t'_n$ , °C;  $\Delta t = 95 - 70 = 25^{\circ}\text{C}$  - расчётный перепад температур в тепловой сети;  $t_{nod}, t_0$  - температуры воды в подающем и обратном трубопроводах, при  $t_n$ , °C,  $t_1$  - температура воды поступивший в отопительный прибор, °C.  
 Результаты расчетов сводим в табл. 1.8, по данным таблицы строим график (рис. 1.5).

Температуры теплоносителя в прямом и обратном трубопроводе с учетом горячего водоразбора

Таблица 1.8

$t'_n, ^{\circ}\text{C}$	-39	-30	-20	-10	-8	0	5	8
$t'_{nod}, ^{\circ}\text{C}$	95	85,3	74,3	62,7	60	60	60	60
$t'_o, ^{\circ}\text{C}$	70	60,3	49,3	47,7	45	45	45	45

По расчетным температурам построили отопительный график, по которому определяем температуру горячей воды, отпускаемой в систему теплоснабжения. При температуре наружного воздуха в диапазоне от +8 до -8 °C температура в подающем трубопроводе сетевой воды постоянна и равна

60°C (т.к. принимаем открытую систему теплоснабжения), а при понижении температуры наружного воздуха в диапазоне от -8 до -39 °C температура в подающем трубопроводе сетевой воды возрастает от 60°C до 95°C, что показывает линия изгиба на графике (рис.1.5).

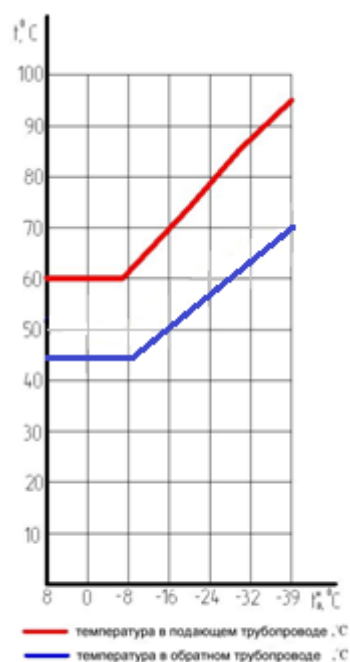


Рис. 1.5. Температурный график

## 1.7 Схема присоединения потребителей к теплосети

Схема присоединения потребителей к тепловой сети выбрана безэлеваторной с открытым водоразбором горячей воды и зависимым присоединением системы отопления.



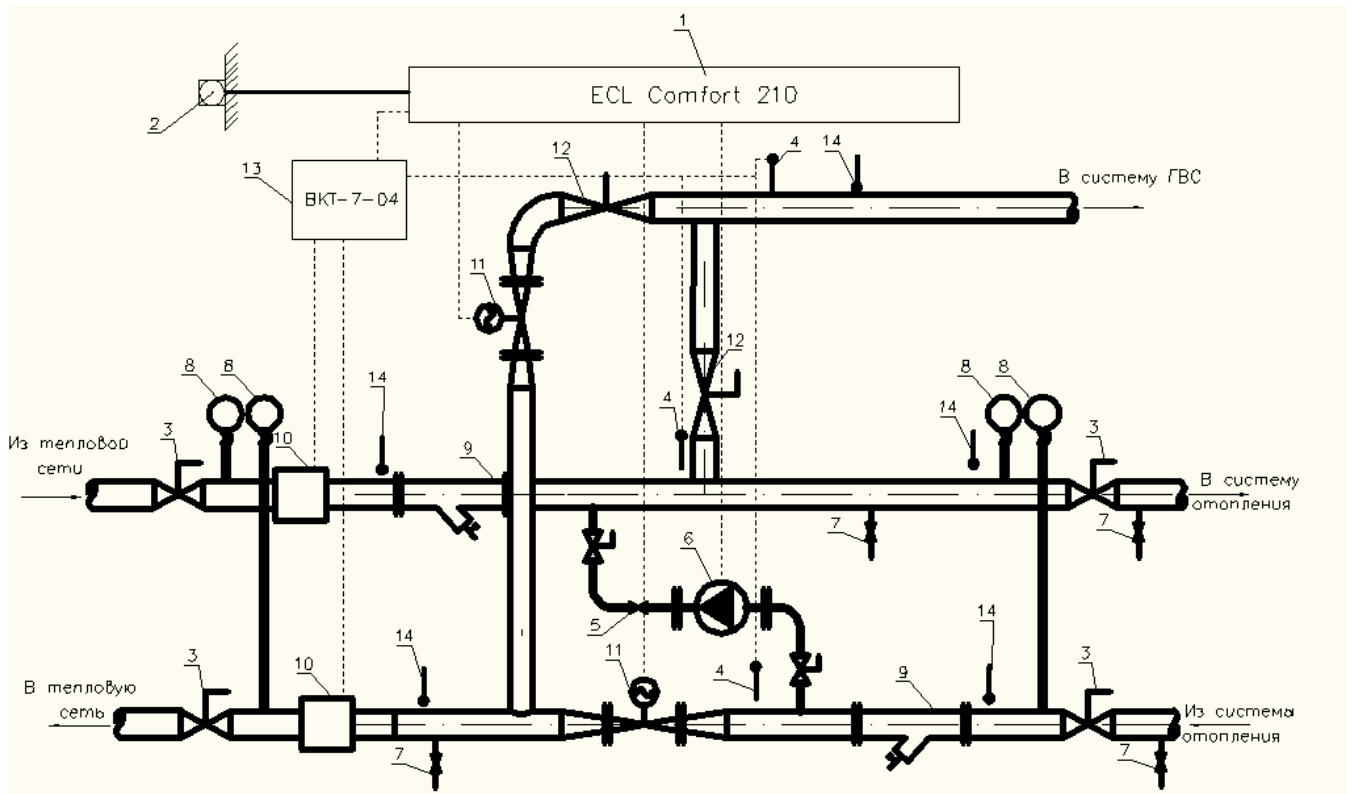


Рис. 1.6. Схема индивидуального теплового пункта (ИТП)

#### Оборудование ИТП:

1.Блок управления; 2. Датчик температуры наружного воздуха; 3.кран шаровый; 4.Датчик температуры погружной; 5.Клапан обратный; 6.Насос корректирующий; 7.Кран шаровый; 8. Манометр; 9. Фильтр сетчатый; 10. расходомер электромагнитный; 11 Клапан ВКСР; 12. Кран Шаровый; 13.Теплосчётчик; 14 термометр.

#### Диспетчеризация ИТП

Тепловые пункты оборудованы микропроцессорным блоком терморегулирования, который предназначен для автоматического поддержания заданного значения температуры горячей воды, автоматического управления системой отопления здания с целью оптимизации расходования тепловой энергии.

## 1.8 Расчет годовой потребности в топливе

Для Кузбасса общая продолжительность отопительного сезона – 232 сут.:

- максимального периода - 17 сут;
- среднеотопительного - 215 сут;
- летнего периода - 133 сут. [1]

Расход тепла на период:

$$Q_{iП} = 3600 \cdot 24 \cdot N_i \cdot Q_i,$$

где  $N_i$  – продолжительность расчетного периода, сут.;

$Q_i$  – расчетная тепловая мощность в рассматриваемом периоде.

$$Q_{\text{год}}^{\text{max}} = 3600 \cdot 24 \cdot 17 \cdot 5,2 = 7,64 \cdot 10^6 \text{ МДж};$$

$$Q_{\text{год}}^{\text{cp}} = 3600 \cdot 24 \cdot 215 \cdot 3,01 = 55,91 \cdot 10^6 \text{ МДж};$$

$$Q_{\text{год}}^{\text{лет}} = 3600 \cdot 24 \cdot 133 \cdot 0,73 = 8,39 \cdot 10^6 \text{ МДж}.$$

$$Q_{\text{год}} = Q_{\text{год}}^{\text{max}} + Q_{\text{год}}^{\text{cp}} + Q_{\text{год}}^{\text{л}}.$$

$$Q_{\text{год}} = 71,94 \cdot 10^6 \text{ МДж}.$$

Расчетная годовая потребность посёлка в условном топливе:

$$B = Q_{\text{год}} / Q_{\text{н.ут.}}^p$$

где  $Q_{\text{н.ут.}}^p = 29,3$  - удельная теплота сгорания условного топлива, МДж/кг;

$Q_{\text{год}}$  – годовой расход тепла, МДж.

$$B = 71,94 \cdot 10^6 / 29,3 = 2455,3 \text{ т.у.т.}$$

## **РАЗДЕЛ 2.**

### **Расчет котельной установки.**

2.1 Устройство котла

2.2 Топливо

2.3 Объем продуктов сгорания

2.4 Энтальпия продуктов сгорания и воздуха

2.5 Тепловой баланс

2.6 Расчет топки

2.7 Расчет конвективных поверхностей нагрева

2.8 Расчет тяговой установки

2.9 Расчет дутьевого вентилятора

2.10 Тракт топливоподачи

2.11 Схема распределения воды в котельной

## 2.1 Устройство котла

В качестве источника теплоснабжения микрорайона поселка Яя необходимо спроектировать котельную мощностью 6 МВт, запас по производительности составляет 15%, этот запас учитывает, что в будущем возможно подключение новых потребителей к данной тепловой сети.

Устанавливаем котлы типа КВм-1,8 (4 водогрейных котла: 3 в работе и 1 резервный). Котел водогрейный, работающий на твердом топливе, с теплопроизводительностью 1,8 МВт предназначен для получения горячей воды с температурой 95<sup>0</sup>С, используемой в системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения бытового назначения.

Поставщиком топлива на котельную является разрез Кедровский (уголь марки СС).

Котел КВм-1,8 с механической топкой с шурующей планкой марки ТШПм-2.0.

Котлоагрегат монтируется на опорной раме представляет собой газонепроницаемый сварную конструкцию, состоящую из системы трубок с поверхностью конвекционного нагрева. Котлоагрегат барабан имеет раму с изоляцией и съемной декоративной отделкой. Котлы имеют горизонтальное расположение. камеры сгорания котла (без учета налогов) полностью экранированы газонепроницаемые панели, сварные трубы диаметром 51h2,5mm. Воздух под колосниковой решеткой и вторичного дутья подается от одного вентилятора.

Конвективная поверхность нагрева (КП) состоит из пакета, который может быть легко демонтирована для ремонта, даже в ограниченном пространстве (с шириной проходов между котлами одного метра). В нижней части блока конвекции представляет собой золу бункер с люком для удаления отложений золы и контроля труб конвективного пучка. Для ручной очистки внешних отложений (сажи и золы) во время работы котла предусмотрено устройство для установки и крепления генератора ударной волны (BS), которая находится в

крышке люка для осмотра и очистки трубопровода. Через выходное отверстие дымовых газов производится в верхней части задней стенки котла.

Трубы конвективные поверхности расположены таким образом, чтобы сформировать луч коридорного. Все трубы привариваются непосредственно к камере (коллекторов) диаметром 159h6 мм.

Теплоизоляция котла выполнена из легкого кирпичной кладки. Чтобы зафиксировать прокладку и изоляцию, а также для крепления листов, котел устанавливается сварную раму. Наружная декоративная отделка изготовлена из листовой стали, в виде отдельных панелей, которые закреплены на раме при помощи крючков и винтов.

При решении боковые панели котла на передней, задней, потолочные экраны изготовлены из базальтовой плиты и асбестоцементные тянуть шнур.

Этот котел предназначен для работы с естественной тягой

Таблица 2.1

Техническая характеристика котла КВМ-1.8	
Теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	1,8(1,55)
Рабочее давление воды, МПа (кгс/см <sup>2</sup> /)	0,6 (6)
Температура воды на входе, °С	70
Температура воды на выходе, °С	95
Расчетный КПД, %	82
Температура уходящих газов, °С	225
Коэффициент избытка воздуха	1,4
Средний срок службы, лет	15

## 2.2 Топливо

Характеристика основного топлива представлена в табл. 2.2 [1]

Расчетная характеристика топлива

Таблица 2.2

Марка	Масса топлива, %							Температура плавления золы, °С
	C <sup>p</sup>	H <sup>p</sup>	N <sup>p</sup>	O <sup>p</sup>	S <sup>p</sup>	A <sup>p</sup>	W <sup>p</sup>	t <sub>1</sub>
СС	60,8	3,6	1,5	6,5	0,4	18,2	9	1190

Теплота сгорания заданного топлива, определяется по формуле Д.И. Менделеева:

$$Q_n^p = 339,13 \cdot C^p + 1025,94 \cdot H^p - 108,86 \cdot (O^p - S^p) - 24,62 \cdot W^p,$$

где  $C^p$ ,  $H^p$ ,  $O^p$ ,  $S^p$ ,  $W^p$  – процентное содержание углерода, водорода, кислорода, серы и влаги в рабочей массе.

$$Q_n^p = 339,13 \cdot 60,8 + 1025,94 \cdot 1,5 - 108,86 \cdot (6,5 - 0,4) - 24,62 \cdot 9 = 234629 \text{ кДж/кг}$$

Рабочая теплота сгорания топлива принята равной  $Q_n^p = 234629 \text{ кДж/кг}$ .

Количество воздуха, необходимое для полного сгорания топлива:

$$V^o = 0,089 \cdot (C^p + 0,375 \cdot S^p) + 0,265 \cdot H^p - 0,0333 \cdot O^p$$

$$V^o = 0,089 \cdot (60,8 + 0,375 \cdot 0,4) + 0,265 \cdot 3,6 - 0,0333 \cdot 6,5 = 6,1621 \text{ м}^3 / \text{кг}$$

В соответствии со схемой компоновки котла (рис. 1) назначаем величину присоса воздуха по газоходу котла:

присос воздуха в конвективном пакете  $\Delta\alpha_1 = 0,05$ ;

В зависимости от вида и сорта топлива, типа топки выбирается коэффициент избытка воздуха в топке  $\alpha_m$  ( $\alpha_m = 1,2 \dots 1,6$ ).

Принимаем  $\alpha_m = 1,4$  для топок ТШПм при сжигании каменных углей:

Избыток воздуха в продуктах сгорания за  $i$ -й поверхностью нагрева; [2]

$$\alpha_i = \alpha_m + \sum_{n=1}^i \Delta\alpha_n$$

Тогда коэффициент избытка воздуха в продуктах сгорания топлива за конвективным пакетом равен:  $\alpha_1 = \alpha_m + \Delta\alpha_1$  или  $\alpha_1 = 1,4 + 0,05 = 1,45$

На рис. 2.1 показана принципиальная схема котла

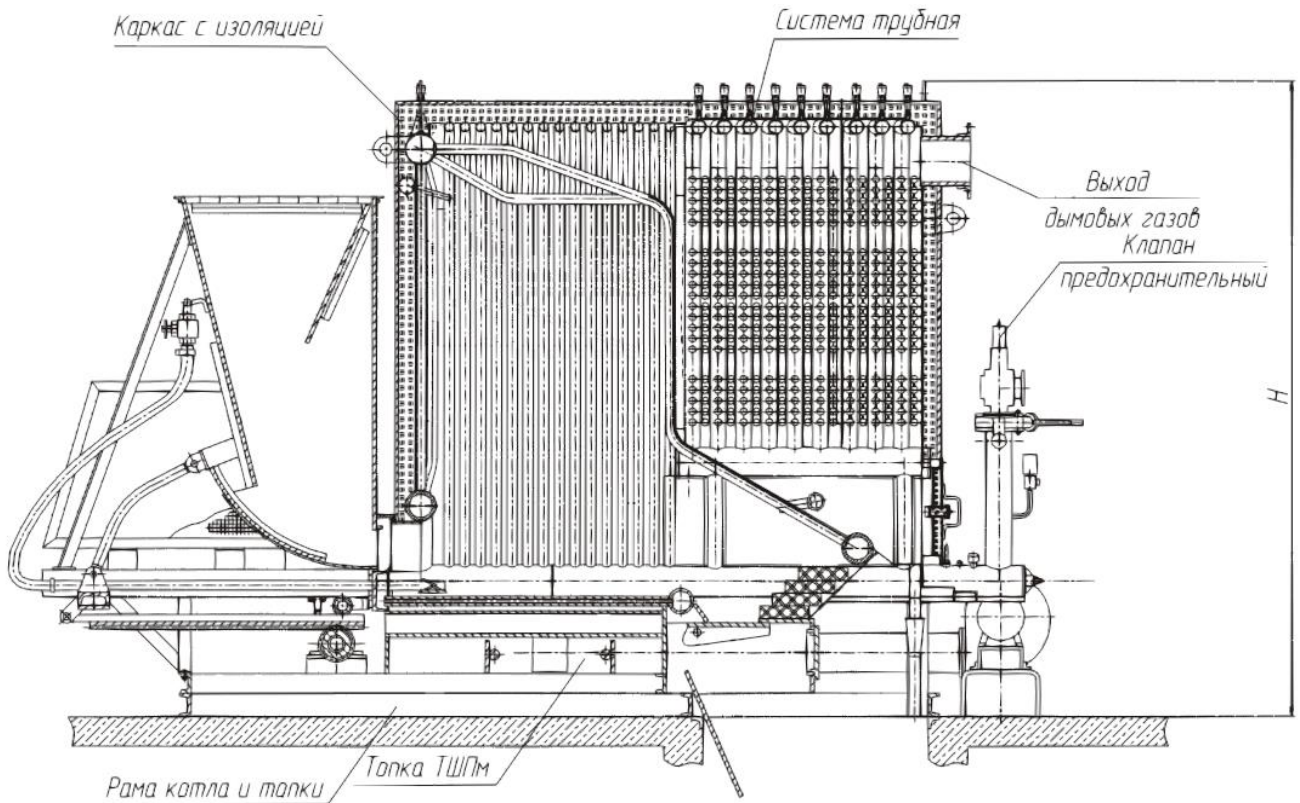


Рис. 2.1 Схема котла КВМ-1.8К

### 2.3 Объем продуктов сгорания.

Объем продуктов сгорания с учетом избытка воздуха в топке за любой поверхностью нагрева:

$$V_{2i} = V_2^o + 1,0161 \cdot (\alpha_i - 1) \cdot V^o,$$

где  $V_2^o = V_{Ro_2}^o + V_{H_2O}^o + N_{N_2}^o$  - объем газов за рассматриваемой поверхностью нагрева при  $\alpha = 1$ ;

$V_{Ro_2}^o; V_{H_2O}^o; V_{N_2}^o$  - объем трехатомных газов, водяных паров и азота при  $\alpha = 1$ ;

$\alpha_i$  - коэффициент избытка воздуха в продуктах сгорания за рассматриваемой поверхностью нагрева;

1,0161 - коэффициент, учитывающий содержание влаги в воздухе.

Объем трехатомных газов подсчитан по формуле:

$$V_{RO_2}^o = 0,01866 \cdot (C^P + 0,375 \cdot S^P)$$

$$V_{RO_2}^o = 0,01866 \cdot (60,8 + 0,375 \cdot 0,4) = 1,1373 \text{ нм}^3 / \text{кг}$$

Объем водяных паров:

$$V_{H_2O}^o = 0,111 \cdot H^P + 0,0124 \cdot W^P + 0,0161 \cdot V^o$$

$$V_{H_2O}^o = 0,111 \cdot 3,6 + 0,0124 \cdot 9 + 0,0161 \cdot 6,1621 = 0,6104 \text{ нм}^3 / \text{кг}$$

Объем азота:

$$V_{N_2}^o = 0,79 \cdot V^o + 0,008 \cdot N^P$$

$$V_{N_2}^o = 0,79 \cdot 6,1621 + 0,008 \cdot 1,5 = 4,8801 \text{ нм}^3 / \text{кг}$$

Объем газов:

$$V_z^o = V_{RO}^o + V_{H_2O}^o + V_{N_2}^o = 1,1373 + 0,6104 + 4,8801 = 6,6278 \text{ нм}^3 / \text{кг}$$

Результаты расчетов заносим в табл. 2.3

Объем продуктов сгорания

Таблица 2.3

Наименование газов расчётные формулы	Обозначение	Единицы измерения	Наименование газохода
			Топка $\alpha_T=1,4$
Теор. объём трёхатомных газов $V_{RO_2}^o=0,01866(C^P+0,375 S^P)$	$V^o_{RO_2}$	нм <sup>3</sup> /кг	1,1373
Теор. объём азота $V_{N_2}^o=0,79V^o+0,008N^P$	$V^o_{N_2}$	нм <sup>3</sup> /кг	4,8801
Теор. объём водяных паров $V_{H_2O}^o=0,111 H^P+0,0124 W^P+0,0161 V^o$	$V^o_{H_2O}$	нм <sup>3</sup> /кг	0,6104
Объём избыточного воздуха $\Delta V=(\alpha-1) V^o$	$\Delta V$	нм <sup>3</sup> /кг	2,4648



Объём водяных паров вносимых в избытке воздуха $\Delta V_{H_2O} = 0,0161(\alpha - 1) V^0$	$\Delta V_{H_2O}$	нм <sup>3</sup> /кг	0,0397
Действительный объём продуктов сгорания $V = V^0 RO_2 + V^0 H_2O + V^0 N_2 + \Delta V_{H_2O} + \Delta V$	$V_{\Gamma}$	нм <sup>3</sup> /кг	9,1323

## 2.4 Энтальпия продуктов сгорания

Теоретическая энтальпия газов, кДж/кг, определена по формуле:

$$I_z^0 = (V_{RO_2}^0 \cdot C_{pRO_2} + V_{N_2}^0 \cdot C_{pN_2} + V_{H_2O}^0 \cdot C_{pH_2O}) \cdot t,$$

где  $C_{pRO_2}, C_{pN_2}, C_{pH_2O}$  – изобарные объемные теплоемкости газов, кДж/(м<sup>3</sup>·°С) (определяются из таблиц [1]);

$t$  – теоретическая температура (100...2000 °С).

Теоретическая энтальпия воздуха, кДж/кг, определена по формуле:

$$I_g^0 = V^0 \cdot C_{pg} \cdot t,$$

где  $C_{pg}$  – изобарная объемная теплоемкость воздуха, кДж/(м<sup>3</sup>·°С);

Энтальпия дымовых газов, кДж/кг:

$$I_z = I_z^0 + (\alpha_i - 1) \cdot I_g^0$$

Результаты вычислений заносим в табл. 2.4, на основании которых строим  $I-t$  диаграмму.

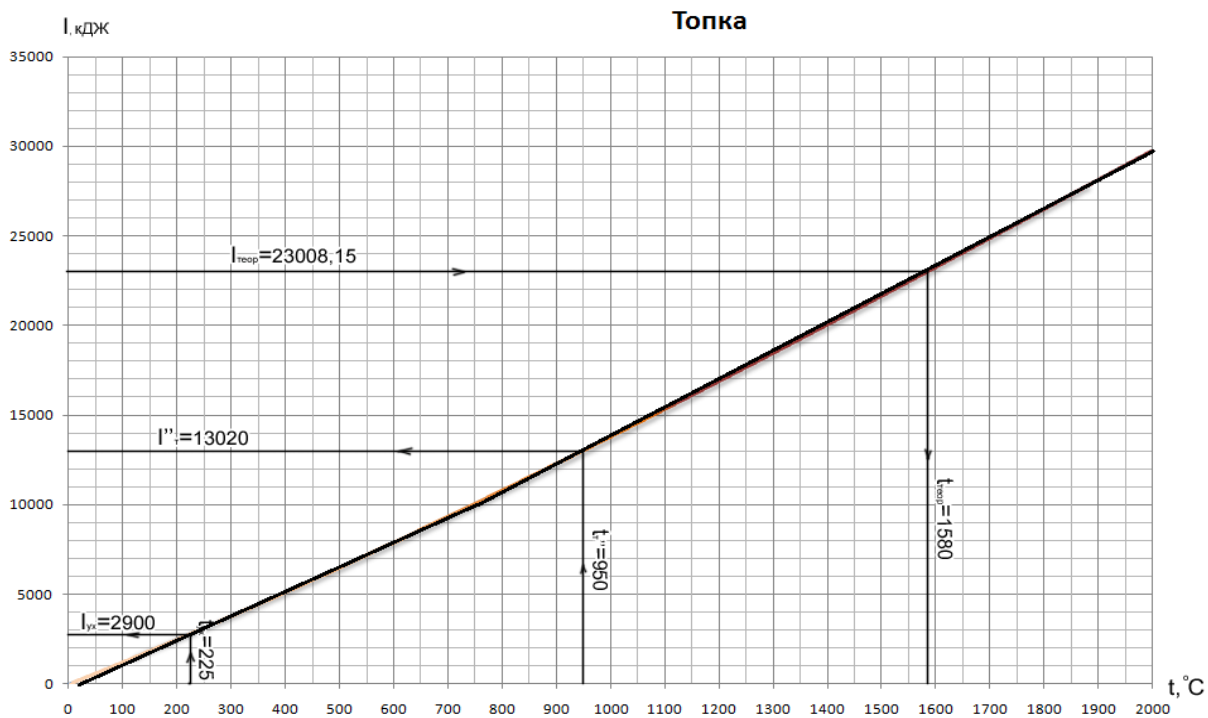


Таблица 2.4. Данные для построения  $I-t$  диаграммы

Температура, °C	$V_{RO_2}^0 = 1,1373$		$V_{N_2}^0 = 4,8801$		$V_{H_2O}^0 = 0,6104$		$\Sigma(3+5+7)$	Теоретич. энтальпия газов, $J_r^0 = (8 \cdot 1)$	$V^0 = 6,1621$		Энтальпия воздуха, $J_s^0 = (11 \cdot 1)$	Энтальпия дым. газов, $J_z = J_z^0 + (\alpha - 1)J_e^0$ $\alpha_m = 1,4$
	$C_{PRO_2}$	$C_{PRO_2} \cdot V_{RO_2}^0$	$C_{PN_2}$	$C_{PN_2} \cdot V_{N_2}^0$	$C_{PH_2O}$	$C_{PH_2O} \cdot V_{H_2O}^0$			$C_{Pв}$	$C_{Pв} \cdot V^0$		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0	1,6001	1,8199	1,2946	6,3177	1,4930	0,9113	9,0489	0,00	1,30	7,99	0	0
100	1,7006	1,9341	1,2958	6,3236	1,5020	0,9168	9,1745	917,45	1,30	8,01	801,32	1237,98
200	1,7875	2,0330	1,2996	6,3421	1,5223	0,9292	9,3044	1860,88	1,31	8,05	1610,90	2505,23
300	1,8629	2,1188	1,3067	6,3768	1,5424	0,9415	9,4370	2831,11	1,32	8,12	2435,02	3805,11
400	1,9299	2,1949	1,3163	6,4236	1,5654	0,9555	9,5741	3829,64	1,33	8,19	3275,53	5139,85
500	1,9889	2,2620	1,3276	6,4788	1,5897	0,9704	9,7112	4855,58	1,34	8,27	4136,93	6510,35
600	2,0413	2,3216	1,3402	6,5403	1,6148	0,9857	9,8475	5908,53	1,36	8,36	5015,33	7914,66
700	2,0886	2,3754	1,3536	6,6056	1,6412	1,0018	9,9828	6987,98	1,37	8,45	5912,90	9353,14
800	2,1312	2,4239	1,3670	6,6710	1,6680	1,0182	10,1131	8090,48	1,38	8,53	6823,66	10819,95
900	2,1693	2,4672	1,3796	6,7325	1,6957	1,0351	10,2348	9211,34	1,40	8,61	7750,94	12311,71
1000	2,2036	2,5062	1,3917	6,7916	1,7229	1,0517	10,3494	10349,44	1,41	8,69	8686,71	13824,13
1100	2,2350	2,5419	1,4034	6,8487	1,7501	1,0683	10,4588	11504,72	1,42	8,76	9634,69	15358,60
1200	2,2638	2,5747	1,4143	6,9019	1,7769	1,0846	10,5612	12673,47	1,43	8,83	10594,13	16911,12
1300	2,2898	2,6043	1,4252	6,9551	1,8028	1,1004	10,6598	13857,69	1,44	8,89	11561,09	18482,12
1400	2,3136	2,6313	1,4348	7,0019	1,8280	1,1158	10,7491	15048,68	1,45	8,95	12533,22	20061,97
1500	2,3354	2,6561	1,4440	7,0468	1,8527	1,1309	10,8338	16250,74	1,46	9,01	13513,49	21656,13
1600	2,3555	2,6790	1,4528	7,0897	1,8761	1,1452	10,9139	17462,26	1,47	9,06	14501,15	23262,72
1700	2,3743	2,7004	1,4612	7,1307	1,8996	1,1595	10,9906	18684,07	1,49	9,16	15574,03	24913,69
1800	2,3915	2,7199	1,4687	7,1673	1,9213	1,1728	11,0600	19908,07	1,49	9,16	16490,15	26504,13
1900	2,4074	2,7380	1,4758	7,2020	1,9423	1,1856	11,1256	21138,62	1,49	9,21	17490,57	28134,85
2000	2,4221	2,7547	1,4825	7,2347	1,9628	1,1981	11,1875	22375,04	1,50	9,25	18498,62	29774,49

## 2.5 Тепловой баланс котла

Тепловой баланс котла составляется для 1 кг топлива при условии установившегося режима работы котельной установки, кДж/кг

$$Q_p^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6,$$

где  $Q_p^p$  – располагаемая теплота;

$Q_1$  – теплота, полезно использованная в котлоагрегате;

$Q_2$  – потери теплоты с уходящими газами;

$Q_3$  – потери теплоты от химической неполноты сгорания;

$Q_4$  – потери теплоты от механического недожога;

$Q_5$  – потери теплоты от охлаждения элементов котельного агрегата в окружающую среду;

$Q_6$  – потери теплоты с физической теплотой шлака.

В процентах:  $q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6 = 100\%$

$$Q_2 = \frac{(J_{yx} - \alpha_{yx} \cdot J_{xв})}{100} \cdot (100 - q_4),$$

где  $J_{yx}$  – энтальпия уходящих газов определяется по графику  $I-t$  по температуре уходящих газов  $t_{yx}$  и по линии, характеризующей последнюю поверхность нагрева; температуру уходящих газов принимаю по паспорту котла равной

$$t_{yx} = 225^\circ\text{C}.$$

$I_{xв}$  – энтальпия холодного воздуха, кДж/кг:

$$I_{xв} = V^0 \cdot C_{p_{xв}} \cdot t_{xв} = 6,1621 \cdot 1,29 \cdot 30 = 238,47 \text{ кДж/кг}$$

где  $C_{p_{xв}}$  – изобарная теплоемкость холодного воздуха, кДж/(м<sup>3</sup>·К);

$t_{xв}$  – температура холодного воздуха, °С;

$\alpha_{yx}$  – избыток воздуха в уходящих газах, численно равен избытку воздуха в продуктах сгорания в последнем газоходе, определяется как  $\alpha_i$ .

$$Q_2 = \frac{(2900 - 1,4 \cdot 238,47)}{100} \cdot (100 - 6) = 2412,17 \text{ кДж/кг}$$

Или процентная доля:

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_p^p} \cdot 100\% = \frac{2412,17}{23462,9} \cdot 100 = 10,28\%$$

Потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива:

$$q_3 = \frac{Q_3}{Q_p^p} \cdot 100\%,$$

Для топки с шурующей планкой принимаю  $q_3 = 1\%$ . [2, табл.5]

Потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива:

$$q_4 = \frac{Q_4}{Q_p^p} \cdot 100\%,$$

Для топки с шурующей планкой принимаю  $q_4 = 6\%$ . [2, табл.5]:

Потери теплоты в окружающую среду  $Q_5$  зависят от размеров поверхности котлоагрегата, качества обмуровки и тепловой изоляции.

Потери теплоты в окружающую среду принимаются по нормативным данным.

$$q_5 = \frac{Q_5}{Q_p^p} \cdot 100\%,$$

Принимаю для котла мощностью 1.8 МВт –  $q_5=2\%$ . [2,табл.6]

Потери теплоты с физической теплотой шлака:

$$Q_6 = \alpha_{шл} \cdot c_{шл} \cdot t_{шл} \cdot \frac{A^p}{100},$$

где  $\alpha_{шл}$  – доля золы топлива в шлаке;

$c_{шл}$  – теплоемкость шлака, кДж/кг;

$t_{шл}$  – температура шлака, °С.

$$Q_6 = 0,75 \cdot 0,96 \cdot 660 \cdot \frac{18,2}{100} = 86,49 \text{ кДж/кг}$$

$$q_6 = \frac{Q_6}{Q_p^p} \cdot 100\% = \frac{86,49}{234629} \cdot 100 = 0,37\%$$

Процентная доля полезно использованной теплоты:

$$q_1 = 100 - \sum_{i=2}^6 q_i = 100 - (10,28 + 1 + 6 + 2 + 0,37) = 80,4\%$$

Коэффициент полезного действия:

$$\eta_{\kappa}^{op} = \frac{q_1}{100} = \frac{80,4}{100} = 0,804$$

## 2.6 Расчет топки

Расчет топки сводится к определению расхода топлива на один котел, определению основных размеров топки котла, расчету теплообмена в топке.

### 2.6.1 Расход топлива на один котел

Расход топлива на один паровой котел можно определить из выражения:

$$B = \frac{N_{\kappa}}{Q_p^p \cdot \eta_{\kappa}},$$

где  $B$  – действительный расход топлива, кг/с;

$N_k$ - расчетная мощность котла,  $N_k=1,8 \cdot 10^3$  кВт

$Q_p^p$  –располагаемое тепло  $\approx Q_n^p$ , кДж/кг;

$\eta_k$ - КПД котла.;

$$B = \frac{1,8 \cdot 10^3}{234629 \cdot 0,804} = 0,095 \text{ кг/с}$$

Так как объемы продуктов сгорания подсчитывались без учета механического недожога, то весь последующий тепловой расчет ведется на расчетный расход топлива  $B_p$ :

$$B_p = B \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) = 0,095 \cdot \left(1 - \frac{6}{100}\right) = 0,089 \text{ кг/с}$$

## 2.6.2 Геометрические размеры топки

Размеры топки характеризуются величиной активного топочного объема, а при слоевом сжигании топлива также величиной активной площади зеркала горения.

Необходимая величина активного топочного объема определяется по формуле

$$V_m = \frac{Q_n^p \cdot B_p}{q_v} = \frac{234629 \cdot 0,089}{500} = 4,17 \text{ м}^3,$$

где  $q_v$  – видимое тепловое напряжение топочного объема, определяемое из таблиц  $q_v = 500$  кВт/м<sup>3</sup> [4, табл.4.2]., а активная площадь зеркала горения – по формуле:

$$R = \frac{Q_n^p \cdot B_p}{q_f} = \frac{234629 \cdot 0,089}{1000} = 2,09 \text{ м}^2,$$

где  $q_f$  – тепловое напряжение зеркала горения, определяемое из таблиц.

$q_f = 1000$  кВт/м<sup>2</sup> [4,табл. 4.2].

Высота топочной камеры определяется из выражения:

$$h = \frac{V_m}{R} = \frac{4,17}{2,09} = 1,995 \text{ м} = 2 \text{ м}$$

Принимаем стандартную ширину топки  $a = 1,2 \text{ м}$  (по паспорту котла; Топка ТПШМ-2,0).

Глубина топки:

$$b = \frac{R}{a} = \frac{2,09}{1,2} = 1,74 \text{ м}$$

Тогда  $V_d = 2 \cdot 1,2 \cdot 2 = 4,8 \text{ м}^3$  - действительная величина топочного объема.

### 2.6.3 Расчет теплообмена в топке

Полезное тепловыделение в топке или теоретическое теплосодержание продуктов сгорания определяют по формуле:

$$I_{теор} = Q_p^p \cdot \frac{100 - q_3 - q_5 - q_6}{100} + Q_{xв},$$

где  $Q_p^p$  - располагаемая теплота топлива  $\approx Q_H^p$ , кДж/кг;

$Q_{xв}$  - количество теплоты, вносимое холодным воздухом присосов:

$$Q_{xв} = \alpha_m \cdot V^0 \cdot c_{p_{xв}} \cdot t_{xв} = 1,4 \cdot 6,1621 \cdot 1,29 \cdot 30 = 335,95 \text{ кДж/кг}$$

$$I_{теор} = 234629 \cdot \frac{100 - 1 - 2 - 0,37}{100} + 335,95 = 2300815 \text{ кДж/кг}$$

Зная  $I_{теор}$ , по  $I-t$  диаграмме определяю теоретическую температуру в топке  $t_{теор} = 1853 \text{ К}$ .

Температуру газов на выходе из топки принимаю:  $t_m'' = 950 \text{ °С}$ .

Зная  $t_m''$ , определяю по  $I-t$  диаграмме энтальпию газов на выходе из топки  $I_m'' = 13020 \text{ кДж/кг}$ .



Определяем количество теплоты, передаваемое в топке от газов поверхностям нагрева радиацией:

$$Q_{л} = I_{теор} - I'' - Q_5^m,$$

где  $Q_5^m$  – потеря тепла от наружного охлаждения топки:

$$Q_5^m = 0,5 \cdot \frac{q_5 \cdot Q_p^p}{100} = 0,5 \cdot \frac{2 \cdot 234629}{100} = 234,63 \text{ кДж/кг}$$

$$Q_{л} = 23008,15 - 13020 - 234,63 = 9753,52 \text{ кДж/кг}$$

Находим радиационную поверхность топки, воспринявшую количество теплоты  $Q_{л}$ :

$$H_p = \frac{\varphi \cdot V_p \cdot Q_{л}}{\sigma_o \cdot M \cdot \varepsilon_m \cdot \mathcal{G}_m'' \cdot T_{теор}^3} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{M^2} \cdot \left( \frac{T_{теор}}{\mathcal{G}_m''} - 1 \right)^2},$$

где  $T_{теор}$  – теоретическая температура горения в топке, К;

$\mathcal{G}_m''$  – температура газов на выходе из топки, К;

$\sigma_o = 5,67 \cdot 10^{-8}$ , Вт/(м<sup>2</sup>·К<sup>4</sup>) – коэффициент излучения абсолютно черного тела;

$M$  – конструктивный параметр;  $M = 0,45$  – для слоевых топок;

$\varepsilon_m$  – степень черноты топки; [3]

$\varphi = 1 - \frac{q_5}{100} = 1 - \frac{2}{100} = 0,98$  – коэффициент сохранения теплоты,

$$H_p = \frac{0,98 \cdot 0,089 \cdot 9753,52 \cdot 10^3}{5,67 \cdot 10^{-8} \cdot 0,45 \cdot 0,7 \cdot 1223 \cdot 1853^3} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{0,45^2} \cdot \left( \frac{1853}{1223} - 1 \right)^2} = 6,654 \text{ м}^2$$

#### 2.6.4 Расчет экрана

Величина найденной эффективной радиационной поверхности в топке  $H_p$  равна сумме величин радиационных поверхностей фронтowego, заднего и боковых экранов.

Принимаю по паспорту для фронтального и боковых экранов трубы 51×2,5 мм

Принимаю шаг труб фронтального экрана  $S = 102$  мм, обогреваемая длина труб фронтального экрана – 1,7 м.

Количество труб фронтального экрана, шт:

$$n^{\phi} = \frac{a-d}{S} = \frac{1,2-0,051}{0,102} = 11 \text{ шт}$$

$a$  – ширина экрана, м;

$d$  – диаметр труб экрана, м;

$S$  – шаг труб экрана, м;

Площадь радиационной поверхности фронтального экрана,  $\text{м}^2$ :

$$H_p^{\phi} = n^{\phi} \cdot \pi \cdot d \cdot l \cdot \chi \cdot \zeta = 10 \cdot 3,14 \cdot 0,051 \cdot 1,7 \cdot 0,7 \cdot 0,4 = 0,839 \text{ м}^2,$$

где  $n^{\phi}$  – число труб экрана, шт;

$d$  – диаметр труб, м;

$l$  – освещенная длина труб фронтального экрана, м;

$\chi = 0,7$  – угловой коэффициент освещенности;

$\zeta = 0,4 \div 0,7$  – коэффициент загрязнения поверхностей нагрева.

Шаг труб боковых экранов принимаю по паспорту котла  $S = 80$  мм

Учитывая, что крайние трубы фронтального и заднего экранов являются угловыми и занимают часть площади боковой стены, ширина боковой стены принимается равной 1,7 м.

Количество труб боковых экранов, шт:

$$n = \frac{a-d}{S} = \frac{1,7-0,051}{0,102} = 16 \text{ шт}, \text{ на каждой боковой стенке.}$$

Площадь радиационной поверхности боковых экранов, м<sup>2</sup>:

$$H_p^B = n \cdot \pi \cdot d \cdot l \cdot \chi \cdot \zeta = 16 \cdot 3,14 \cdot 0,051 \cdot 2 \cdot 0,7 \cdot 0,4 = 2,15 \text{ м}^2$$

Принимаю шаг труб заднего экрана  $S = 120$  мм, обогреваемая длина труб фронтального экрана – 3м.

Количество труб заднего экрана, шт:

$$n^\phi = \frac{a-d}{S} = \frac{1,2-0,051}{0,120} = 9 \text{ шт}$$

Площадь радиационной поверхности заднего экрана, м<sup>2</sup>:

$$H_p^\phi = n^\phi \cdot \pi \cdot d \cdot l \cdot \chi \cdot \zeta = 9 \cdot 3,14 \cdot 0,051 \cdot 3 \cdot 0,7 \cdot 0,4 = 1,214 \text{ м}^2,$$

Фактическая площадь радиационной поверхности, м<sup>2</sup>:

$$H_\phi = \sum H = 0,839 + 1,075 \cdot 2 + 1,214 = 6,357 \text{ м}^2$$

Превышение фактической площади поверхности над расчетной:

$$\delta = \frac{H_\phi - H_p}{H_p} \cdot 100\% = \frac{6,357 - 6,258}{6,258} \cdot 100 = 1,5\%$$

Величина фактической площади радиационной поверхности превышает расчетную меньше чем на 2%, следовательно, расчет экрана можно считать законченным.

## 2.7 Расчет конвективных поверхностей нагрева

### 2.7.1 Расчет конвективного пучка

Из уравнения теплового баланса:

$$Q_I = V(J_I' - J_I'' + Q_{\text{ПРИС}}^I - Q_5^I) = G_{\text{кп}} \cdot (i_{\text{кп}}'' - i_{\text{кп}}');$$

где  $G_{\text{кп}}$  – количество воды, проходящей через один конвективный пучок, кг/с;

$J_I' = 13020$  - энтальпия газов на входе в первый конвективный пучок, кДж/кг;

$J_I'' = 2900$  - энтальпия газов на выходе, кДж/кг;

$\Gamma_{\text{кп}}''$  – энтальпия воды на выходе, кДж/кг;

В топке вода нагревается на 13 градусов, тогда энтальпии воды на входе в конвективный пучок  $\Gamma_{\text{кп}}' = t_{\text{Г}}' \cdot 4,19 = 83 \cdot 4,19 = 347,77$  кДж/кг;

$$G_{\text{кп}} = N / (\Gamma_{\text{Г}}'' - \Gamma_{\text{Г}}') = 1800 / (398,05 - 293,3) = 17,18 \text{ кг/с}$$

$\Gamma_{\text{Г}}'' = t_{\text{Г}}'' \cdot 4,19 = 95 \cdot 4,19 = 398,05$  – энтальпия воды на выходе из котла, кДж/кг;

$\Gamma_{\text{Г}}' = t_{\text{Г}}' \cdot 4,19 = 70 \cdot 4,19 = 293,3$  – энтальпия воды на входе в котел, кДж/кг;

$Q_5^I$  – потери тепла в окружающую среду конвективным пучком.

$$Q_5^I = \frac{q_5 - q_5^I}{100 \cdot 2} \cdot Q_H^P = \frac{2 - 1}{100 \cdot 2} \cdot 23462 = 117,31 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

$$q_5^I = \frac{Q_5^I}{Q_H^P} \cdot 100\% = \frac{234,63}{23462} \cdot 100 = 1,$$

Энтальпия воды после конвективного пучка:

$$I_{\text{кп}}'' = \frac{B \cdot (J_T - J_{\text{yx}}'' + Q_{\text{прис}}^I - Q_5^I)}{G_{\text{кп}}} + I_{\text{кп}}';$$

$$I_{\text{кп}}'' = \frac{0,089(1300 - 2900 + 0 - 234,6)}{17,18} + 347,77 = 398,98 \text{ кДж/кг}$$

По полученной энтальпии определяем температуру воды после конвективного пучка:

$$t_{\text{IP}}'' = I_{\text{кп}}'' / 4,19 = 398,98 / 4,19 = 95,22 \text{ } ^\circ \text{C},$$

$$\Delta t_{\text{I}}'' = \frac{95,2 - 95}{95} \cdot 100 = 0,2 \%$$

Из уравнения теплопередачи определяем необходимую поверхность нагрева конвективного пучка  $H_I$ :

$$H_I = \frac{G_{\text{кп}} \cdot (I_{\text{кп}}'' - I_{\text{кп}}')}{K \cdot \Delta t_{\text{cp}}}$$

где  $K_I = 64 \text{ Вт/(м}^2\text{К)}$  – коэффициент теплопередачи для конвективного пучка;

$\Delta t_{\text{cp}}$  - средний температурный напор между греющей и нагреваемой

средами,  $^\circ \text{C}$ ;

$$H_1 = \frac{17,18 \cdot (398,98 - 347,77)}{64 \cdot 393,13} \cdot 10^3 = 34,97 \text{ м}^2;$$

$$\Delta t_{CP} = \frac{[(t_1')^Г - (t_1'')^В] - [(t_1'')^Г - (t_1')^В]}{\ln \frac{(t_1')^Г - (t_1'')^В}{(t_1'')^Г - (t_1')^В}} = \frac{(950 - 83) - (225 - 95)}{\ln \frac{950 - 83}{225 - 95}} = 393,13^\circ \text{C}$$

где  $t_1'^Г$  – температура дымовых газов на входе в конвективный пучок;

$t_1''^Г$  – температура дымовых газов на выходе из конвективного пучка;

$t_1'^В$  – температура воды на входе в конвективный пучок;

$t_1''^В$  – температура воды на выходе из конвективного пучка

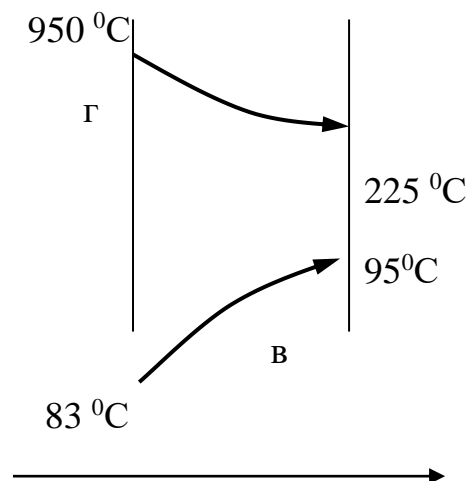


Рис. 2.3 Схема теплообмена в конвективном пакете

Количество труб в конвективной поверхности нагрева:

$$n = \frac{H_1}{\pi d l} = \frac{34,97}{3,14 \cdot 0,083 \cdot 1,2} = 112 \text{ шт.},$$

где  $d$  – наружный диаметр труб конвективного пакета, м;

$l$  – обогреваемая длина труб конвективного пучка, м.

В коллекторы вварены 8 труб, поэтому число труб по ширине газохода  $n_1 = 8$

Количество рядов труб по высоте газохода:

$$n_2 = \frac{n}{n_1} = \frac{112}{8} = 14 \text{ шт.},$$

Действительная поверхность нагрева:

$$H'_1 = n \cdot \pi \cdot d \cdot l = (8 \cdot 14) \cdot 3,14 \cdot 0,083 \cdot 1,2 = 35,03 \text{ м}^2,$$

Погрешность расчёта:

$$\Delta H_1 = \frac{H'_1 - H_1}{H_1} \cdot 100 = \frac{35,03 - 34,97}{34,97} \cdot 100 = 0,2\% \leq 2\%,$$

то есть погрешность набора действительной площади поверхности нагрева конвективного пучка входит в допустимые пределы.

Скорость движения газов, в конвективном пучке:

$$\omega = \frac{B \cdot V_{\Gamma} (t_{\Gamma} + 273)}{F \cdot 273} = \frac{0,089 \cdot 9,1323 \cdot (587,5 + 273)}{0,4032 \cdot 273} = 6,35 \text{ м/с},$$

где  $t_{\Gamma} = (950 + 225)/2 = 587,5$  – средняя температура газового потока в поверхности нагрева,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$F$  – живое сечение поверхности нагрева, для прохода газов:

$$F = a \cdot h_1 - n_1 \cdot d \cdot l = 1,2 \cdot 1,2 - 8 \cdot 0,083 \cdot 1,2 = 0,4032 \text{ м}^2$$

где  $a \cdot h_1$  - площадь поперечного сечения газохода,  $\text{м}^2$

$a = 1,2 \text{ м}$  - ширина газохода,  $h_1 = 1,2 \text{ м}$  - высота газохода

Скорость дымовых газов входит в требуемый предел 6...14 м/с, следовательно, оставляю принятую компоновку.

## 2.8 Расчет тяговой установки

При расчете тяговой установки определяются:

- требуемая высота дымовой трубы для организации естественной тяги при удалении дымовых газов из котлоагрегата;

- требуемые параметры дымососов для организации искусственной тяги, если расчетная высота трубы оказалась более 60 м (для промышленных и отопительных котельных).

Необходимая высота трубы определяется по формуле:

$$H_m = \beta \cdot \frac{\sum h}{g \cdot (\rho_e - \rho_z)}$$

где  $H_m$  - высота трубы, м;

$g = 9,81$  - ускорение свободного падения,  $\text{м/с}^2$ ;

$\rho_e$  - плотность воздуха окружающей среды,  $\text{кг/м}^3$ ;

$\rho_z$  - плотность уходящих газов,  $\text{кг/м}^3$ ;

$\beta$  - коэффициент запаса по тяге,  $\beta = 1,2$ ;

$\sum h$  - суммарное сопротивление газового тракта, Па.



Плотность воздуха окружающей среды может быть определена из выражения:

$$\rho_g = \rho_g^0 \frac{273}{273+t_g} = 1,293 \frac{273}{273+5} = 1,27 \text{ кг/м}^3;$$

где  $\rho_g^0 = 1,293 \text{ кг/м}^3$  – плотность воздуха при нормальных условиях;

$t_g = +5^\circ\text{C}$  – температура окружающего воздуха.

Плотность газов конвективного пучка:

$$\rho_z = \rho_z^0 \frac{273}{273+t_z} = 1,311 \cdot \frac{273}{273+393,13} = 0,537 \text{ кг/м}^3$$

где  $\rho_z^0$  – плотность газов при нормальных условиях:

$$\rho_z^0 = \frac{1 - 0,01 \cdot A^p + 1,293 \cdot \alpha \cdot V^0}{V_z} = \frac{1 - 0,01 \cdot 18,2 + 1,293 \cdot 1,4 \cdot 6,1621}{9,1323} = 1,311 \text{ кг/м}^3$$

$t_z$  – средняя температура газового потока,  $^\circ\text{C}$

Аэродинамическое сопротивление конвективного пучка:

$$h = k_o \cdot n_2 \cdot \frac{\rho_z \cdot \omega^2}{2} = 0,1 \cdot 14 \cdot \frac{0,537 \cdot 6,35^2}{2} = 75,79 \text{ Па}$$

где  $k_o = 0,1 \dots 0,5$  – коэффициент сопротивления одного ряда труб,

$n_2$  – число рядов труб по глубине пучка, шт.;

$\omega$  – скорость движения газового потока конвективного пучка, м/с

Полное сопротивление газового тракта:

$$\Sigma h = 1,5 \cdot 75,79 = 113,68 \text{ Па}$$

где  $k=1,5$  – коэффициент золоуловителей и прочих

Необходимая высота трубы:

$$H_m = \beta \cdot \frac{\sum h}{g \cdot (\rho_g - \rho_z)} = 1,2 \cdot \frac{113,68}{9,81 \cdot (1,27 - 0,501)} = 20,14 \text{ м}$$

Высота требуемой трубы не превышает 60 метров, создание искусственной тяги не требуется. Расчетная высота трубы 20,14 м, принимаем высоту трубы 30 м, чтобы снизить количество выбросов в атмосферу вредных примесей, содержащихся в уходящих газах.

## 2.9 Расчет дутьевого вентилятора

Расчетная производительность дутьевого вентилятора определяется тем количеством воздуха, которое необходимо подать в топку для полного сгорания потребляемого количества топлива м<sup>3</sup>/с:

$$Q_B = \beta_1 \cdot B_p \cdot \alpha_m \cdot V^o \cdot \frac{273 + t_{\text{вг}}}{273},$$

где  $\beta_1 = 1,05$  – коэффициент запаса производительности дутьевого вентилятора [1];

$\alpha_m$  – коэффициент избытка воздуха в конце топки;

$t_{\text{вг}}$  – температура воздуха, поступающего в вентилятор, °С.

$$Q_B = 1,05 \cdot 0,089 \cdot 1,4 \cdot 6,1621 \cdot \frac{273 + 30}{273} = 0,89 \text{ м}^3 / \text{мин} = 3221 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

Мощность привода дутьевого вентилятора определяется по формуле:

$$N_{\text{эл.дв}} = \beta_3 \cdot \frac{Q_B \cdot H_B}{\eta_{\text{э}}} = 1,1 \cdot \frac{0,89 \cdot 1000}{0,7} = 1538 \text{ Вт}$$

где  $H_B = 1000 - 1500$  Па – требуемое полное давление вентилятора.

К установке принимаю два дутьевых вентилятора ВДН 6,3-1500 на один котел (один из них - резервный). Технические характеристики вентилятора ВДН 6,3-1500 приведены в табл. 2.5

Наименование характеристики	Ед.изм.	Значение
Производительность, $Q$	м <sup>3</sup> /ч	5100
Давление, $P$	кПа	1,38
Частота вращения, $n$	об/мин	1500
Мощность эл.двигателя, $N$	кВт	1,3

## 2.10 Тракт топливоподачи

Часовой расход топлива на один котел

$$B_{\text{ч}} = B \cdot \frac{3600}{1000} = 0,089 \cdot \frac{3600}{1000} = 0,32 \text{ т/ч}$$

Общий расход топлива по котельной

$$B_{\text{ч}}^{\text{общ}} = B_{\text{ч}} \cdot n = 0,32 \cdot 4 = 1,28 \text{ т/ч}$$

где  $n$  – количество котлов в котельной, шт.

Объем угольного склада.

Принимаем  $M = 1,28 \cdot 24 \cdot 14 = 430,1 \text{ т}$  (14-суточный запас топлива на складе);  $\rho_m = 1,05 \text{ т/м}^3$ .

где  $M$  – масса угля на складе, т;

$\rho_m$  – насыпная плотность угля, т/м<sup>3</sup>.

$$V_{\text{скл}} = \frac{M}{\rho_m} = \frac{430,1}{1,05} = 409,6 \text{ м}^3$$

Принимаю  $V_{\text{скл}} = 410 \text{ м}^3$ .

Размеры угольного склада.

Площадь угольного склада  $S_{\text{скл}}$ :

$$S_{\text{скл}} = \frac{V_{\text{скл}}}{h} = \frac{410}{2,5} = 164 \text{ м}^2$$

$h$  – высота штабеля для бурых и каменных углей составляет 2,5 м,

Длина штабеля:

$$b = \frac{S_{скл}}{l} = \frac{164}{10} = 16,4 \text{ м}$$

$l$  – ширина штабеля для бурых и каменных углей составляет не более 20 м.

По расчетным размерам принимаем размеры штабеля: 16,4×10×2,5 м.

Применена железнодорожная доставка топлива на котельную(см. вложение Топливное хозяйство), так как ближайший угольный бассейн находится на удалении в 150км. Для разгрузки вагонов предусмотрен вагонопрокидыватель ВРС-93-110. В холодное время года, для разморозки смерзшегося угля предусмотрен тепляк с установленными калориферами марки СТД 3009 (модель Б-14).

Чтобы избежать самовозгорания угля его укладывают в штабель.

Укатывание штабеля осуществляется бульдозерами ДТ-50 (2-рабочих, 1-резервный), которые также перемещают уголь со склада в приемный бункер котельной.

Для погрузочно-разгрузочных работ на котельной используется погрузчик-экскаватор-ЭО-2626 (2-рабочий, 1-резервный).

Так как котельная небольшой мощности, то расходный и резервный склады совмещены в один, с 14-ти суточным запасом топлива.

Из штабеля уголь бульдозером или погрузчиком-экскаватором подается в подземный приемный бункер. По ленточному конвейеру 4025-40 (с шириной ленты 400 мм, для бесперебойной подачи топлива устанавливаем резервный конвейер) топливо поступает в дробильное помещение где, поступает на двухвалковую дробилку ДДЗ-4 (устанавливаем 2 дробилки: 1-рабочая, 1-резервная), где уголь измельчается до размера кусков менее 20 мм и по ленточному конвейеру 4025-40 (2 конвейера: 1-рабочий, 1-резервный) с помощью плужкового сбрасывателя топливо поступает в бункер котла.

Из бункера механическим забрасывателем уголь подается в топку котла.

## 2.11 Схема распределения воды в котельной

Вода от потребителей по обратному трубопроводу тепловой сети с  $t=70^{\circ}\text{C}$  (Рис.2.4) проходя, через грязевик подается сетевыми насосами К100-65-250б в котел, где вода нагревается до требуемой температуры  $t=95^{\circ}\text{C}$  и по подающему трубопроводу подается к потребителю.

Водопроводная вода с  $t = 5^{\circ}\text{C}$ , идущая на ХВО, пройдя На-катионирование, умягчение и очищение от взвешенных веществ, направляется в теплообменник, где нагревается и далее поступает в деаэратор, при помощи подпиточных насосов К100-65-250б подмешивается в трубопровод обратной воды.

Для ее подогрева до  $t = 70^{\circ}\text{C}$ , к ней подмешивают воду из подающего трубопровода.

Регулирование температуры сетевой воды производят по температурному графику.

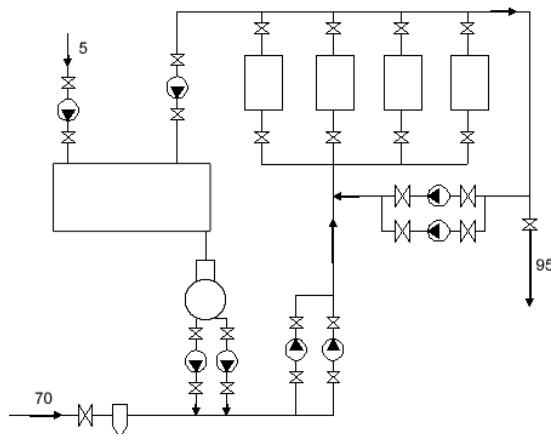


Рис.2.4 Схема движения воды в котельной

## Раздел 3.

### Тепловизионное обследование тепловых сетей и оборудования.

- 3.1 Актуальность применения методов НК в теплоэнергетике
- 3.2 Обзор методов НК
- 3.3 Тепловой метод НК
- 3.4 Классификация и принцип работы тепловизоров
- 3.5 Характеристики средств теплового контроля
- 3.6 Применение теплового контроля и ИК термографии для обследования тепловых сетей и оборудования
  - 3.6.1 Инфракрасная термографическая съемка городских тепловых сетей
  - 3.6.2 Тепловая диагностика электродвигателей
  - 3.6.3 Тепловая диагностика электротехнического и электронного оборудования

#### **3.1 Актуальность применения методов НК в теплоэнергетике**

Объекты теплоэнергетики, входящие в перечень потенциальных источников опасности, согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», правилам и положениям, утвержденным постановлениями Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору РФ (Ростехнадзор), должны не реже, чем один раз в 5 лет, проходить проверку на предмет соответствия требованиям безопасности.

По действующему законодательству в области теплоэнергетики предметом надзора является котлонадзор.

Объекты котлонадзора являются:

- паровые и водогрейные котлы;
- сосуды, работающие под давлением свыше 0,07 МПа;

- трубопроводы пара и горячей воды с рабочим давлением пара более 0,07 МПа и температурой свыше 115<sup>0</sup>С;
- здания тепловых электростанций.

В состав экспертизы промышленной безопасности входят следующие виды работ:

- неразрушающий контроль (НК);
- техническое освидетельствование;
- техническое диагностирование (ТД);
- обследование технического состояния строительных конструкций;
- нивелировка трубопроводов, подкрановых путей и т.п.

Экспертиза промышленной безопасности оценивает соответствие объекта экспертизы предъявляемым к нему требованиям промышленной безопасности, результатом которой является заключение. Объектом экспертизы является проектная документация, технические устройства, здания и сооружения на опасном производственном объекте, декларации промышленной безопасности и иные документы, связанные с эксплуатацией опасного производственного объекта.

Система экспертизы промышленной безопасности представляет собой совокупность участников экспертизы промышленной безопасности, а также норм, правил, методик, условий, критериев и процедур, в рамках которых организуется и осуществляется экспертная деятельность.

Нормативным документом, подтверждающим право экспертной организации на проведение экспертизы является лицензия - специальное разрешение на осуществление конкретного вида деятельности при обязательном соблюдении лицензионных требований и условий, выданное лицензирующим органом юридическому лицу или индивидуальному предпринимателю. Для выполнения экспертных работ организация привлекает экспертов – специалистов, осуществляющих проведение экспертизы промышленной безопасности в узкоспециальных областях.

Результатом работы экспертной организации является заключение экспертизы - документ, содержащий обоснованные выводы о соответствии

или несоответствии объекта экспертизы требованиям промышленной безопасности.

### 3.2 Обзор методов НК

Неразрушающий контроль - контроль, при котором не должна быть нарушена пригодность технических устройств, зданий и сооружений к применению и эксплуатации.

Согласно ГОСТ 18353-79 в основу классификации методов НК положены физические процессы взаимодействия физического поля или вещества с объектом контроля. С точки зрения физических явлений, на которых они основаны, выделяют 9 видов НК:

- магнитный;
- электрический;
- вихретоковый;
- радиоволновый;
- тепловой;
- оптический;
- радиационный;
- акустический;
- проникающими веществами.

Применение методов НК обеспечивает:

- выявление скрытых (внутренних) производственно-технологических и технологических дефектов;
- определение причин отказов и характера отказов при испытаниях и эксплуатации;
- повышение достоверности и надежности контроля при техническом обслуживании.

Средство неразрушающего контроля — техническое устройство, вещество и/или материал для проведения неразрушающего контроля.

Наиболее распространенные средства неразрушающего контроля это:



- дефектоскопы – приборы для обнаружения внутренних дефектов в изделиях;
- структуроскопы – приборы, использующие корреляцию между электрическими, магнитными и акустическими свойствами материала и его физико-химическими свойствами;
- толщиномеры – приборы для определения толщины изделий, покрытий и т.д.;
- приборы для контроля физико-химических свойств веществ.

Каждый из видов контроля классифицируется по трем признакам:

1. Характеру взаимодействия поля или вещества с контролируемым объектом. Взаимодействие должно быть таким, чтобы контролируемый признак объекта вызвал определенные изменения поля или состояния вещества. Например, наличие несплошности вызывало изменение прошедшего через нее излучения или проникновение в нее пробного вещества. Классификация видов и методов представлены в таблице 3.1.
2. Первичный информативный параметр – это конкретный параметр поля или вещества (амплитуда поля, время его распространения, количество вещества и т.д.) изменение которого используют для характеристики контролируемого объекта.
3. Способ получения первичной информации (детектирования) – это конкретный тип датчика или вещества, который используют для измерения и фиксации упомянутого информационного параметра.

### Классификация видов и методов неразрушающего контроля

Таблица 3.1

Вид контроля	Классификация методов НК		
	Характер взаимодействия с контролируемым объектом	Первичный информативный параметр	Способ детектирования
1	2	3	4
Магнитный	магнитный	коэрцитивной силы, намагниченности, остаточной индукции,	магнитопорошковый, индукционный, феррозондовый, эффект Холла,

		магнитной проницаемости, эффекта Баркгаузена	магнитографический, пондеромоторный
Электрическ ий	электрический, трибоэлектрический , термоэлектрический	электростатический, электроёмкостной	электростатический, порошковый, электропараметрический, электроискровой, рекомбинационного излучения, экзоэлектронной эмиссии, шумовой, контактной разности потенциалов
Вихреково е	прошедшего излучения, отраженного излучения	амплитудный, фазовый, частотный, спектральный, многочастотный	трансформаторный, параметрический
Радиоволно е	прошедшего излучения, отраженного излучения, рассеянного излучения, резонансный	амплитудный, фазовый, частотный, временной, поляризационный, геометрический	детекторный (диодный), боллометрический, термисторный, интерференционный, голографический, жидких кристаллов, термобумаг, термолюминофоров, фотоуправляемых полупроводниковых пластин, калориметрический

Продолжение табл. 3.1

1	2	3	4
Тепловой	тепловой контактный, конвективный, собственного излучения	термометрический, теплометрический	пирометрический, жидких кристаллов, термокрасок, термобумаг, термолюминофоров, термозависимых параметров, оптический интерференционный, калориметрический
Оптический	прошедшего излучения, отраженного излучения, рассеянного излучения, индуцированного излучения	амплитудный, фазовый, частотный, временной, поляризационный, геометрический, спектральный	интерференционный, нефелометрический, голографический, рефрактометрический, рефлектометрический, визуально-оптический
Радиационн ый	прошедшего и рассеянного излучения, активационный	плотности потока энергии, спектральный	сцинтилляционный, ионизационный, вторичных электронов, вторичных электронов, радиографический,

	анализ, характеристического излучения, автоэмиссионный		радиоскопия
Акустический	прошедшего и отраженного излучения, резонансный, импедансный, свободных колебаний, акустико-эмиссионный	амплитудный, фазовый, частотный, временной, спектральный	пьезоэлектрический, электромагнитно-акустический, микрофонный, порошковый
Контроля проникающими веществами (капиллярный и течеискания)	Молекулярный	жидкостной, газовый	яркостный, цветной, люминесцентный, люминесцентно-цветной, фильтрующихся частиц, масс-спектрометрический, пузырьковый, манометрический, галогенный, радиоактивный, химический, остаточных устойчивых деформаций, акустический

### 3.3 Тепловой метод НК

Среди вышеперечисленных методов можно выделить две группы универсальных методов неразрушающего контроля – акустические и радиационные. Эти методы применимы к различным материалам, способны обнаруживать внутренние, приповерхностные и поверхностные дефекты, решать задачи по локализации дефектов - определять местоположение и размеры неоднородностей материала.

Остальные методы неразрушающего контроля имеют ограничения по каким-либо из вышеперечисленных параметров и являются либо узкоспециальными либо вспомогательными.

Тепловой метод НК основан на регистрации изменений тепловых или температурных полей контролируемых объектов. Он применим к объектам из любых материалов. Распределение температур в изделии зависит от его свойств: геометрических параметров, химического состава, наличия

дефектов и др. На рис. 3.1 представлена функциональная схема теплового неразрушающего контроля.

По характеру взаимодействия теплового поля с ОК различают методы:

- пассивный, на объект не воздействуют внешним источником энергии;
- активный, объект нагревают или охлаждают от внешнего источника.

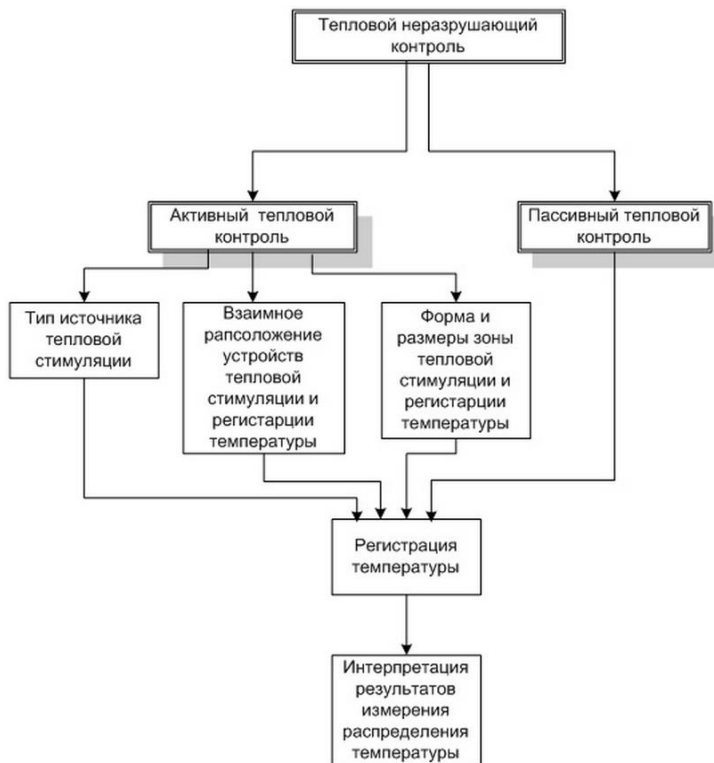


Рис. 3.1 Функциональная схема теплового неразрушающего контроля

Схема активного теплового контроля показана на рис. 3.2. В зоне несплошности (дефекта) отвод теплоты происходит с иной интенсивностью по сравнению с однородным материалом. Возникающие температурные градиенты в несколько десятых градуса определяют различие в тепловом инфракрасном излучении этих участков, которое регистрируется соответствующим приемником и затем преобразуется в электрические сигналы.

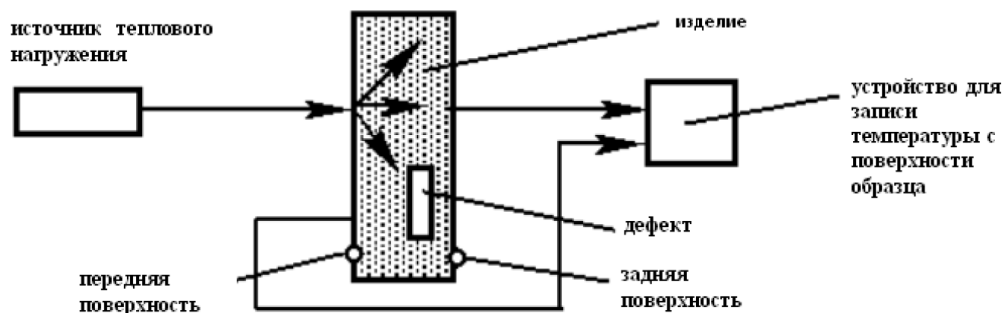


Рис. 3.2 Схема активного теплового контроля

Метод позволяет выявлять как поверхностные, так и внутренние дефекты в виде расслоений, пустот, раковин и других дефектов.

Дистанционное исследование тепловых полей излучения объектов ведется в инфракрасном диапазоне. Инфракрасное излучение регистрируется с помощью тепловизоров (термографов), позволяющих улавливать это излучение, измерять его и превращать в видимую для глаза картину. При обследовании технического состояния металлических конструкций метод можно использовать для исследования напряженно-деформированного состояния элементов. Контроль возможен везде, где есть градиент температур. Тепловизоры относятся к оптико-электронным приборам пассивного типа. В них невидимое глазом человека излучение переходит в электрический сигнал, который подвергается усилению и автоматической обработке, а затем преобразуется в видимое изображение теплового поля объекта для его визуальной и количественной оценки.

На экране тепловизора мы видим значения мощности инфракрасного излучения в каждой точке поля зрения тепловизора, отображенные согласно заданной цветовой палитре (черно-белой или цветной).

Высокая чувствительность тепловизоров реализуется благодаря наличию высокочувствительных полупроводниковых приемников излучения из антимонида индия InSb, ртуть-кадмий-теллура Hg-Cd-Te и др.

Чувствительность приемника к тепловому излучению тем выше, чем ниже его собственная температура. Для охлаждения применяют либо жидкий азот или элементы Пельтье (полупроводники, дающие перепад температур

при пропускании через них тока). В настоящее время успешно изготавливаются также неохлаждаемые тепловизоры.

### 3.4 Классификация и принцип работы тепловизоров

Инфракрасная термография или тепловидение – это метод дистанционной визуализации и регистрации тепловых полей объектов с целью оценки их температурных полей. Электромагнитное (тепловое или инфракрасное) излучение возникает в твердых телах, жидкостях и газах вследствие колебаний атомов в кристаллической решетке или вращательно-колебательного движения молекул. Инфракрасное излучение занимает широкий диапазон электромагнитного спектра с длинами волн от 0,75 до 1000 мкм (рис. 3.3). Этот диапазон делят на 3 области: до 1,5 мкм – коротковолновой участок, от 1,5 до 20 мкм – средневолновой диапазон и от 20 до 1000 мкм – длинноволновой участок.

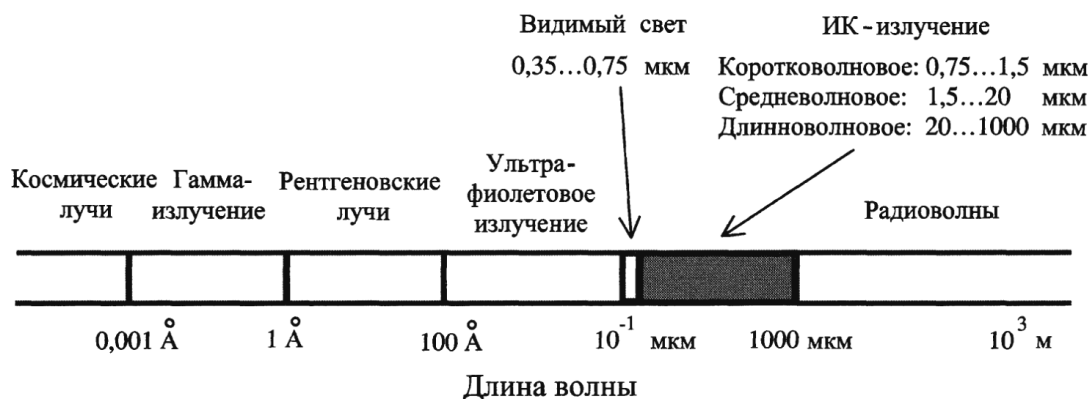


Рис. 3.3 Спектр электромагнитных колебаний

Классифицировать тепловизоры можно по самым различным критериям.

#### По принципу получения изображения.

Сканирующие тепловизоры (тепловизоры с оптико-механическим сканированием). Термограмма получается сканированием пространства. Система из вращающихся и качающихся зеркал и призм поочередно экспонирует на приемник излучение от каждой точки наблюдаемого пространства. Приемник излучения может быть одноэлементным, линейкой чувствительных элементов или небольшой матрицей. Преимуществом

сканирующих систем считают то, что измерение в каждой точке термограммы получено одним датчиком (в одноэлементной системе). К недостаткам можно отнести наличие движущихся деталей и относительно низкую скорость формирования термограммы. В качестве примера сканирующих тепловизоров можно привести модели AGEMA, ИРТИС.

Матричные тепловизоры (тепловизоры с матрицей в фокальной плоскости, FPA - focal plane array). В фокальной плоскости оптической системы таких тепловизоров установлен многоэлементный приемник ик-излучения — матрица. Каждая точка (пиксель) в термограмме получается как результат преобразование ик-излучения соответствующим детектором матрицы. Размер матрицы и получаемой термограммы в современных тепловизорах сильно отличаются. В дешевых моделях начального уровня устанавливают матрицы от 60x60 точек до 180x180 точек. В профессиональных коммерческих тепловизорах устанавливают матрицы 640x480 точек. Размер матрицы сильно влияет на стоимость тепловизора, так как матрица и ик-оптика являются самым дорогими элементами тепловизоров. Большинство современных тепловизоров являются матричными, как пример можно привести модели FLIR P640 и FLIR T640 (установлены матрицы размером 640x480 точек).

#### По спектральному диапазону.

Коротковолновые тепловизоры. Рабочий спектральный диапазон ориентировочно от 3 мкм до 5 мкм. Более правильно называть эти тепловизоры средневолновыми, так как они работают в средневолновом ИК-диапазоне, соответствующем окну прозрачности атмосферы ориентировочно от 3 мкм до 5 мкм. Коротковолновыми их стали называть по отношению к длинноволновым моделям тепловизоров, так как в широкой практике тепловизионного контроля используются только эти два спектральных диапазона. Линзовые объективы коротковолновых тепловизоров изготавливают из кремния. Это охлаждаемые тепловизионные камеры (азотное охлаждение, термоэлектрическое, микрохолодильник Стирлинга). К

коротковолновым тепловизорам относятся, к примеру, FLIR GasFindIR и FLIR SC7000.

Длинноволновые тепловизоры. Рабочий спектральный диапазон от 8 мкм до 14 мкм. Матрицы таких тепловизоров не требуют охлаждения. Большинство коммерческих тепловизоров являются длинноволновыми, например модели FLIR P640, FLIR T640.

#### По типу исполнения.

Стационарные тепловизоры. Предназначены для стационарной установки, наблюдения за фиксированной зоной и передачи информации по линии связи. В системах безопасности могут устанавливаться на привод наведения. В промышленности стационарные тепловизоры обычно следят за температурным режимом движущихся объектов (например, на конвейере) или поверхностей (например, вращающихся печей). Примером стационарных тепловизоров являются модели FLIR A-series.

Переносные (портативные) тепловизоры (рис. 3.4). Применяются для тепловизионной съемки в строительстве, энергетике, промышленности и других отраслях. Современные модели имеют моноблочный корпус, который содержит все системы тепловизора: оптику, матрицу, электронику, экран, органы управления, носитель для записи термограмм, аккумулятор. Портативные тепловизоры также оснащаются встроенными фотоаппаратами, лазерными целеуказателями, лампами подсветки, аудио-гарнитурами. Портативные тепловизоры имеют малый вес от 350 грамм до 2 кг. Автономное аккумуляторное питание обеспечивает работу до 8 часов.



Рис. 3.4 Варианты конструктивного исполнения переносных тепловизоров



Первое устройство тепловизионная который появился в конце 20-х годов, был еварограф, принцип действия которого основан на визуализации этапа оказания чрезвычайной помощи масляной пленки, образующейся на поверхности мембраны при проецировании на противоположной стороне мембраны тепловое изображение. Еварографу имел низкий порог чувствительности, высокой инерцией и данное изображение с очень небольшим количеством контраста.

В 40-е годы были две тенденции в развитии тепловизионных приборов. Первая группа устройств включает в себя тепловизоров, в которых для преобразования оптического инфракрасного сигнала в электрический сигнал с использованием принципа оптико-механического сканирования (ОМС), а вторая группа устройств - тепловизионных камер с электронным сканированием. Тепловизоры первого типа используются один или несколько приемников инфракрасного излучения (ПИ) мгновенного действия, и тепловизоры второго типа, как РІ использует инфракрасные видиконы, pirikony, и теперь, а матрица детекторов излучения, так -called фокальная матрица работает в режиме накопления заряда и на основе различных физических принципах.

Большинство используемых в настоящее время тепловизионных приборов, построенных в соответствии с первым принципом, но из-за достижений в области технологии производства матричных детекторов были устройства без оптико-механического сканирования, которые не только равны, но даже превосходит устройства первого типа потребителя свойства. Инжир. 3.5 показана обобщенная функциональная схема тепловизора с фокальной ИК матрицей.

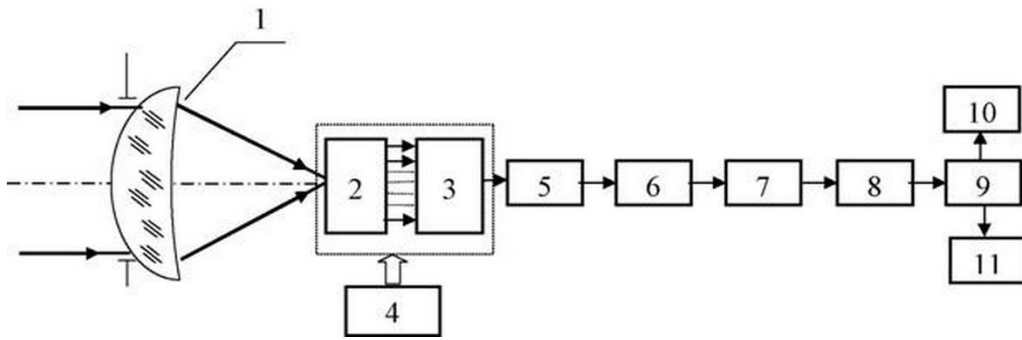
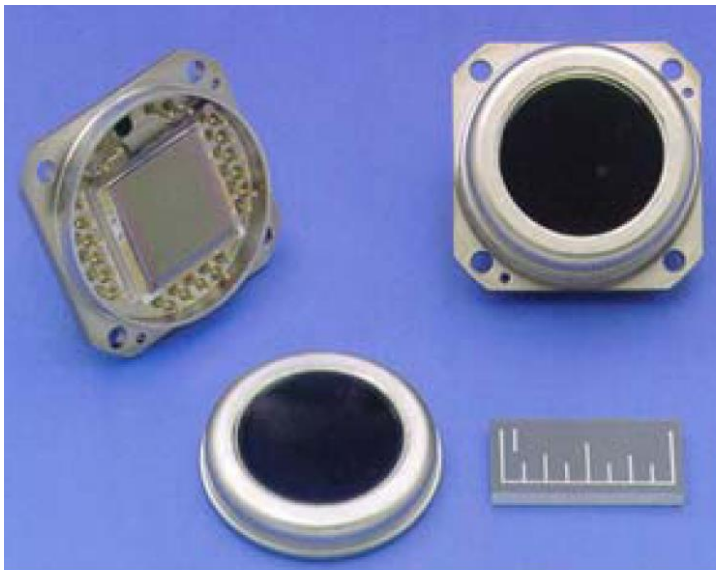


рис. 3.5 Принцип действия тепловой контур с фокальной матрицей:

1 - оптическая система; 2 - фокальная матрица с предусилителями; 3 - мультиплексор; 4 - Система охлаждения; 5 - Корректор неоднородности характеристик чувствительных элементов; 6 - аналого-цифровой преобразователь; 7 - Цифровой эквалайзер гетерогенность; 8 - Корректор неработающие клетки; 9 - устройство формирования изображения; 10 - дисплей; 11 - Цифровой выход.



Инжир. 3.6 Матрица ИК-приемник - неохлаждаемое матрица Болометрический U3000:

Формат 320x240, изменяя частоту 60 Гц изображения, размер пикселя 51h51 мм, спектральный диапазон 8-14 мкм.

Focal матрица IR может иметь размеры 128x128, 256x256 и даже 512x512 элементов с размерами чувствительных элементов 30x30 мм<sup>2</sup>. Focal матрица изготовлена, как функционально полный фотодетекторов (PD), содержащий систему охлаждения, предусилители, мультиплексор корректора неоднородности чувствительных элементов характеристик, аналого-цифровой преобразователь и цифровые блоки обработки формирователя выходов. Выходы PD могут быть переданы с помощью монитора (ЦУП) типа телевизор или цифровой форме в цифровом блоке обработки.

### **3.5 Характеристики средств теплового контроля**

Тепловизоры можно классифицировать по трем категориям, учитывающим технические параметры, области применения и стоимость.

К 1-й категории отнесены тепловизоры общего применения, использующие неохлаждаемые ИК матрицы со следующими основными параметрами:

- температурное разрешение : 0,05°C при 30°C;
- спектральный диапазон: 7,5-13 мкм;
- формат изображения: 320x240;
- частота смены изображений: 60 Гц.

Ко 2-й категории отнесены тепловизоры с охлаждаемыми приемниками, например, из силицида платины (PtSi), работающие в средневолновом ИК диапазоне. Типичный представитель – прибор ThermoCam SC 1000 фирмы FLIR Systems (США) со следующими параметрами:

- температурное разрешение: 0,07°C при 30°C;
- спектральный диапазон: 3,4-5 мкм;
- формат изображения: 256x256;
- частота смены изображений: 60 Гц.

К 3-й категории отнесены длинноволновые высокоскоростные тепловизоры гибкой конфигурации, предназначенные для научных исследований,

например, прибор ThermaCam SC 3000 фирмы FLIR Systems (США), обладающий следующими основными параметрами:

- температурное разрешение: 0,02°C при 30°C;
- спектральный диапазон: 8-9 мкм;
- формат изображения: 320x240;
- частота смены изображений: от 60 Гц до 900 Гц.

Стоимость, технические характеристики российских и зарубежных тепловизоров приведены в табл. 3.2.

### Технические характеристики российских и зарубежных тепловизоров

Таблица 3.2

Модель, фирма, страна	Диапазон измеряемых температур	Температурная чувствительность, °С	Спектральный диапазон	Формат кадра и битность цифрового представления	Частота изображения, Гц	Рабочая температура, °С	Система записи термограмм	Масса, кг	Цена
ТеплоКам, НПП "Гамма"	Измерительный прибор - 10...+500 (с фильтром до +2000)	0,05	8...14	Пирроэл ектр. ЭОП	250 линий	- 40...+50	Отсутствует	0,8	6000\$
ТПВ-1М, Санкт-Петербург	- 10...+500	0,3	3...5	64x128	30	-	Ввод в компьютер	0,9	12950\$
"Лик-2", НПП "Термотех"	Показывающий прибор. Расчет температуры по	0,03	3...5	256x256 128x128 8 (охл)	25(50)	- 15...+50	Ввод в компьютер Программа ТЕРМО	3,2	12000 - 35000\$

	двум контро льными точкам								
ИРТИ С- 2000(2 00), "ИРТ ИС"	- 20...+35 0	0,05	3...5 8...12	256x25 6	1/1,5	- 10...+45	Через компь ютер	1,8 (камера )	18000\$
ТКВР- ИФП, ИФП	+20...+ 41	0,03	2,9	128x12 8	-	-	-	5	20000\$
МТ, Загорс кий оптик о- механ ическ ий завод	-	0,1	3...5	-	-	*40	Встро енный монито р	2	18000\$
ТН- 4604 МП, МНП О"Спе ктр"	Встро енный ИК термом етр	0,1	7...14	320x24 0 (неохл)	25	-	Ввод в компь ютер	3,5	25000\$
Therm аСАМ РМ 390	Измери тельные прибор - 10...+20 00 (2000)	0,07	3.4...5	PtSi FPA 256x25 6	50(60)	- 15...+50	PCMCIA карта, 12 бит. PAL	1,7	56800\$

### 3.6 Применение теплового контроля и ИК термографии для обследования тепловых сетей и оборудования

Основные области применения ИК термографии и теплового контроля приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3

Типы оборудования	Обнаруженные дефекты	Технико-экономические последствия
-------------------	----------------------	-----------------------------------

		дефектов
1	2	3
<b>Электрическое оборудование</b>		
Электродвигатели и генераторы	Перегрев подшипников, дисбаланс нагрузки короткомазутные или разорванные витки, перегрев щеток, колец и коллекторов, общая перегрузка и перегрев, блокирование вентиляционных каналов	Некондиционные подшипники вызывают повреждения механизмов или обмоток. Вышедшие из строя щетки приводят к поломке токосъемных колец или коллекторов, в результате чего повреждается обмотка. Перемотка двигателя (5000 л.с.): 50...100 тыс. долларов США
<b>Бойлеры и паровые системы</b>		
Бойлеры и печи	Разрушение теплоизоляции и футеровки, накипь в литых секциях, утечки горячего газа, блокирование трубчатых печей, гарь в трубах, протечки в предохранительных клапанах.	Повышенные теплопотери и механическое разрушение. Замена секций: 1,2...5 тыс. долларов США. Замена бойлера: 8...30 тыс. долларов США. Перегрев и выход из строя печных, что требует замены труб или бойлера. Соображения безопасности.
Паровые системы	Протечки в клапанах и фланцах, плохая теплоизоляция, утечки из подземных коммуникаций, блокирование "обраток".	Потери пара и энергии. Стоимость утечек пара 10...30 тыс. долларов США в год. Повреждения оборудования в результате утечек. Ремонт: от 100 долларов США до 50 тыс. долларов США
<b>Механическое оборудование</b>		
1	2	3
Системы охлаждения и нагрева, вентиляции и кондиционирования воздуха.	Утечки воздуха, потери электроэнергии, засорение трубок теплообменников. Утечки охладителя/горячей воды/пара, воздушные пробки.	Неэффективное функционирование и потери энергии, выключение.
Конвейеры, опорные подшипники.	Перегретые подшипники или ролики, кривизна оси или ролика, неравномерное давление.	Дефектные подшипники приводят к повреждению оборудования, неравномерное давление или кривизна выводит из строя подшипники/ролики, что может привести к повреждению конвейера. Ремонт: до 500 тыс. долларов США
Насосы, компрессоры, вентиляторы, нагнетатели воздуха.	Перегретые подшипники, повышенная температура компрессии или масла, разрушенные или дефектные клапана.	Разрушение подшипников и внутренних деталей; возможное разрушение агрегата в целом.
Турбины механического	Повышенная температура смазывающего масла и	Проникновение воды внутрь и разрушение подшипников и

привода и малые турбинные генераторы.	подшипников, блокирование выпускных клапанов и пароотводчиков, неравномерный нагрев металла, протечки в прокладках цилиндров	внутренних деталей. возможное разрушение агрегата в целом.
---------------------------------------	--	--

### 3.6.1 Инфракрасная термографическая съемка городских тепловых сетей

Тепловизионная диагностика тепло- и паротрасс предназначена для решения следующих задач:

- выявление скрытых дефектов тепловой изоляции, определение ее теплотехнических характеристик;
- обнаружение участков, которые в будущем могут быть источниками потерь теплоносителя;
- качественная оценка состояния тепловых сетей как воздушной, так и подземной прокладки;
- выявление нарушения монтажных, конструктивных, технологических работ;
- количественная оценка теплотехнических характеристик тепловой изоляции и определение тепловых потерь через нее с использованием контактных измерений.

Контроль за состоянием подземных тепловых сетей основан на дистанционном измерении поля температуры на поверхности грунта над теплотрассой, причем места скрытых утечек идентифицируют либо по искажениям регулярных температурных профилей, либо путем сравнения измеренных значений температуры с расчетными, полученными путем математического моделирования возможных нарушений теплового режима сетей (дефектов). Схематично обнаружение утечек воды из подземных труб

показано на рис. 7. За рубежом наибольший опыт накоплен в скандинавских странах, в особенности в Дании и Финляндии, где фирмы, осуществляющие ИК термографическую съемку городских тепловых сетей, пользуются поддержкой местных властей. Обследования проводят в ночное время с помощью портативного тепловизора, установленного на автомобиле.

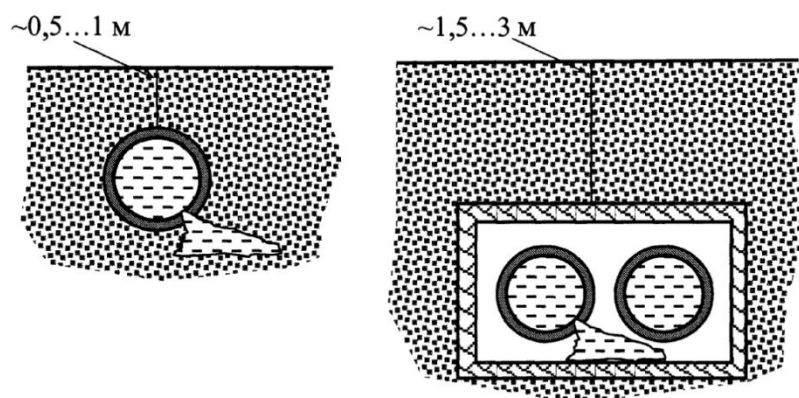


Рис. 3.7 Схема обнаружения утечек воды из подземных коммуникаций

Проведение тепловизионной съемки во многих зарубежных странах облегчено небольшой глубиной залегания теплотрасс и отсутствием железобетонных лотков (левая схема на рис. 3.7). Для России более характерна ситуация, изображенная на рис. 3.7 справа, вследствие чего поверхностное температурное поле имеет более расплывчатый характер и утечки идентифицируются с высоким уровнем ложной тревоги. Тем не менее, еще в советский период карты тепловых сетей снимали в г. Москве, Санкт-Петербурге и некоторых других городах, используя отечественные бортовые тепловизоры. Помимо утечек тепло воды, тепловизионная съемка позволяет уточнить схемы прохождения тепловых коммуникаций.

Подготовку к изменениям начинают с изучения участка тепловой сети: типа прокладки, конструкции ТИ, ее состояния и т.д. При этом используют паспортные данные, исполнительные чертежи, отчетность теплосети, результаты осмотра участка со вскрытием тепловых камер и т.п. Поверхностную температуру грунта измеряют при перепаде температур между наружным воздухом и водой тепловой сети, превышающим



минимально допустимый перепад, рассчитываемый по разработанной методике.

Температура грунта измеряют при условиях, близких к стационарным, при отсутствии атмосферных осадков, тумана и задымленности. Обследуемая поверхность не должна находиться в зоне прямого или отраженного солнечного излучения. Учитывая изменения радиационного баланса Земли, измерение температур грунта лучше всего производить за 2...3 часа до восхода Солнца. Обследуемая поверхность грунта должна быть по возможности ровной, свободной от травяного покрова, воды, камней и т.п.

При проведении измерений приборы устанавливают так, чтобы поверхность грунта находилась в прямой видимости под углом зрения не менее  $60^\circ$ . Вид и амплитуда распределения температуры над расположенной в грунте теплотрассой зависит от глубины ее залегания, сопротивления теплопередаче ТИ, теплопроводности почвы и разности температур почвы и теплоносителя. Наилучшие результаты получают при съемке со значительной высоты - вертолет, мотодельтаплан или беспилотируемый самолет (рис. 3.8).

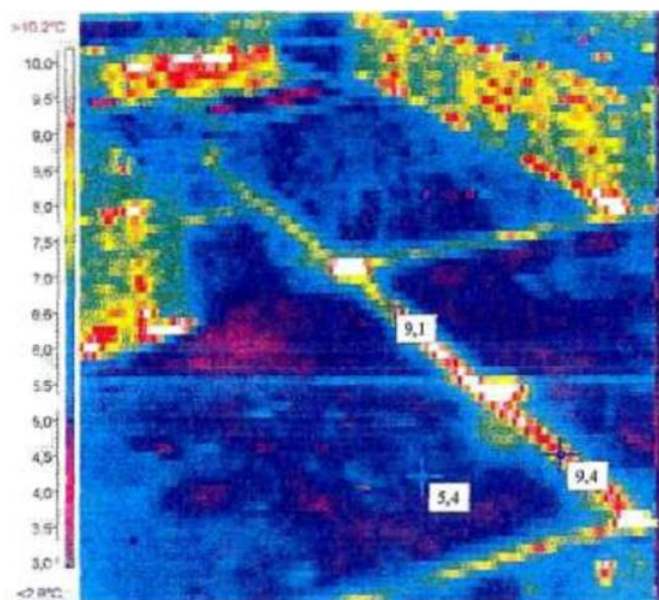


Рис. 3.8 Термограмма обнаружения поврежденного участка теплотрассы (аэросъемка)

При тепловизионной съемке наземных теплотрасс (рис. 3.9) необходимо учитывать влияние соседних инженерных сетей, отапливаемых подвалов зданий, тепловых камер и т.п. Одновременно измеряют температуру воды в тепловой сети и температуру окружающей среды. Результаты заносят в журнал записи измерений.

Сопротивление теплопередаче базового участка тепловой сети определяют по данным натуральных измерений или согласно нормативно-технического документа по проекту участка сети.

Тепловизионный метод необходим для выявления участков теплотрасс с повышенными теплотерями, обусловленными увеличением коэффициента теплопередачи вследствие увлажнения или разрушения тепловой изоляции, затопления канала водой и т.д.

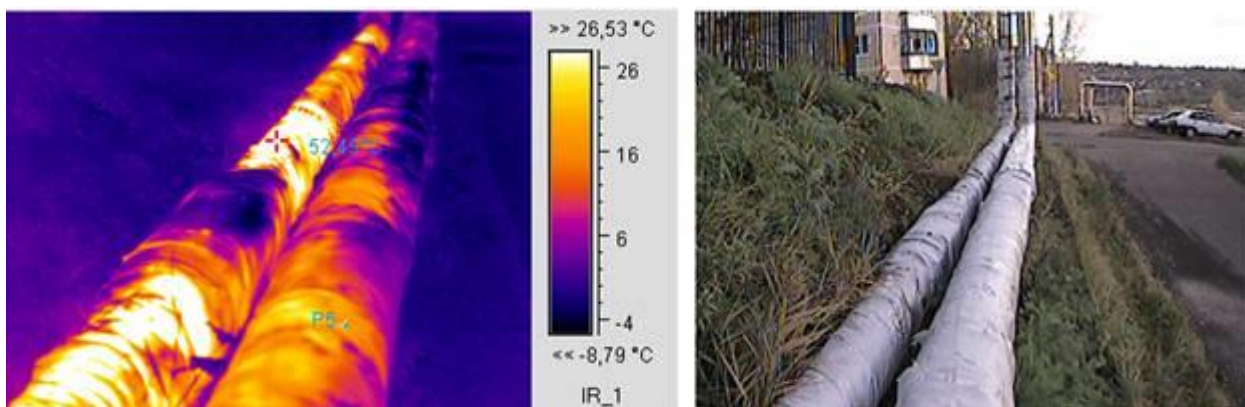


Рис. 3.9 Термограмма обнаружения поврежденного участка теплотрассы

### 3.6.2 Тепловая диагностика электродвигателей

Направления использования тепловидения при испытаниях электродвигателей приведены в табл. 3.4., рис. 3.10.

Допустимые температуры перегрева обмоток статора определяются типом электроизоляционных материалов. Для коллекторов и контактных колец предельно допустимое превышение температуры составляет 60°C. Абсолютная температура подшипников качения не должна превышать +100 °C, а подшипников скольжения +80 °C. В мощных электродвигателях

оценивают работу системы охлаждения ; при этом аномальные перегревы на поверхности корпуса могут быть вызваны витковыми замыканиями в катушках. дефектами стали ротора, локальными нарушениями подачи воздуха и.т.п.

### Тепловой контроль электродвигателей

Таблица 3.4

Контролируемый узел	Выявляемые дефекты
Корпус статора	Выявление витковых замыканий в катушках обмотки статора, недостаточные условия вентиляции.
Коллектор о контактные кольца	Определение температур нагрева щеток, поводков и других элементов щеточного аппарата.
Подшипники	Определение температуры нагрева.
Коробки выводов	Проверка состояния КС выводов обмотки и кабелей.
Система охлаждения	Обследование теплового состояния, проверка работоспособности.

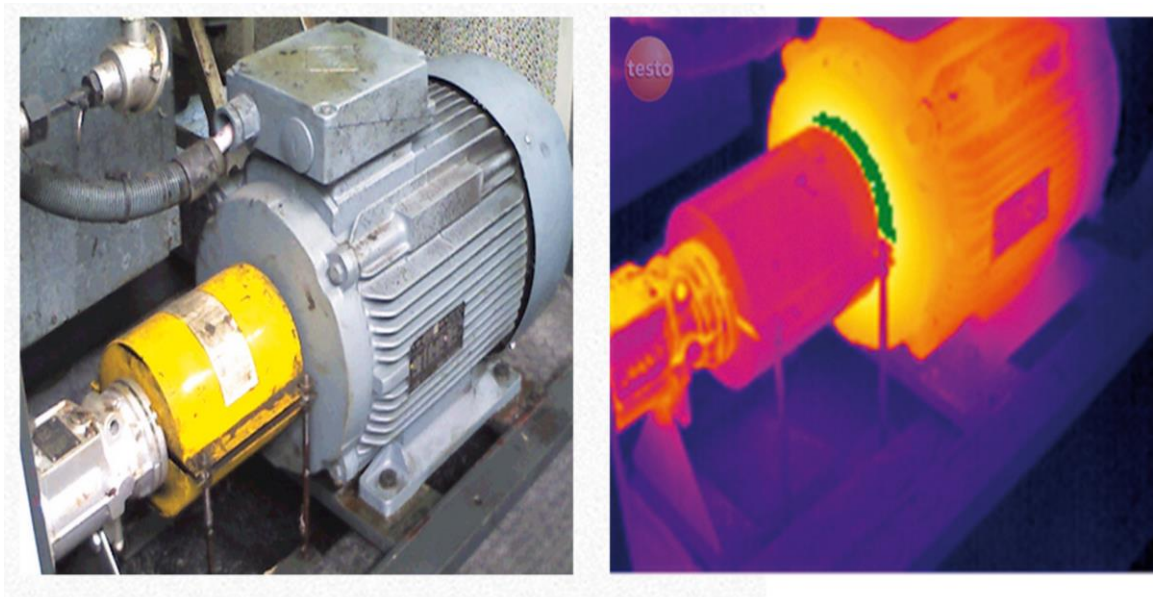


Рис. 3.10 Термограмма обнаружения перегрева подшипника электродвигателя

### 3.6.3 Тепловая диагностика электротехнического и электронного оборудования

Тепловизионное обследование позволяет выявить горячие точки в электропроводке, указывая фазу или соединители, нуждающиеся в

дополнительной проверке или ремонте (табл. 3.5). Сферы применения тепловизора в электротехнике: системы распределения электроэнергии: трехфазные системы, распределительные щиты, плавкие предохранители, электропроводка и соединения, подстанции, измерительные лаборатории; промышленные контрольно-измерительные приборы.

### Тепловой контроль электротехнического оборудования

Таблица 3.5

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
	температура нагрева, °С	повышение температуры, °С
1	2	3
1. Токоведущие (за исключением контактов и КС) и нетоковедущие металлические части: - неизолированные и не соприкасающиеся с изоляционными материалами; - изолированные или соприкасающиеся с изоляционными материалами классов нагровстойкости по ГОСТ 8865 - 93:	120	80
У	90	50
А	100	60
Е	120	80
В	130	90
F	155	115
Н	180	140
2. Контакты из меди и медных сплавов: - без покрытий, в воздухе/в изоляционном масле; - с накладными серебряными пластинами, в воздухе/ в изоляционном масле; - с покрытием серебром или никелем, в воздухе/в изоляционном масле; - с покрытием серебром толщиной не менее 24 мкм; - с покрытием оловом, в воздухе/в изоляционном масле;	75/80 120/90  105/90  120 90/90	80/50 80/50  65/50  80 50/50
3. Контакты металлокерамические вольфрамо-и молибденсодержащие в изоляционном масле; на основе меди/на основе серебра	85/90	45/50
4. Токоведущие жилы силовых кабелей в режиме длительном/аварийном при наличии изоляции: - из поливинилхлоридного пластика и полиэтилена; - из вулканизирующего полиэтилена; - из резины; - из резины повышенной теплостойкости; - с пропитанной бумажной изоляцией при вязкой/ обеденной пропитке и номинальном	70/80 90/130 65/- 90/-  80/80 65/75	- - - -  - -

напряжении, кВ: 1 и 3 6 10 20 35	60/- 55/- 50/-	- - -
5. Коллекторы и контактные кольца, незащищенные и защищенные при изоляции классов нагревостойкости: A/E/B F/H	- -	60/70/80 90/100
6. Подшипники скольжения / качения	80/100	-

Пример обследования электрооборудования показан на рис. 3.11

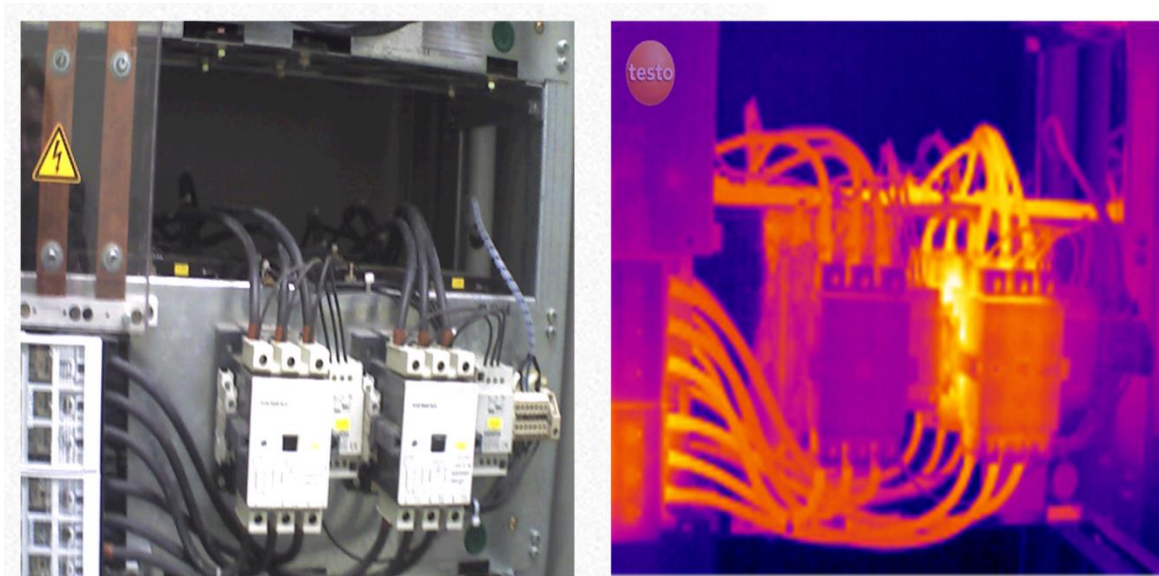


Рис. 3.11 Термограмма обнаружения перегрева контактов электрооборудования

