

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ, МОЛОДЕЖИ И СПОРТА УКРАИНЫ  
НАЦИОНАЛЬНАЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ АКАДЕМИЯ УКРАИНЫ**



**Ю.А. ГИЧЁВ**

# **ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

**Часть I**

**Днепропетровск НМетАУ 2011**

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ, МОЛОДЕЖИ И СПОРТА УКРАИНЫ  
НАЦИОНАЛЬНАЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ АКАДЕМИЯ УКРАИНЫ**

**Ю.А. ГИЧЁВ**

**ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

**Часть I**

Утверждено на заседании Ученого совета академии  
в качестве конспекта лекций. Протокол № 15 от 27.12.2010

## Днепропетровск НМетАУ 2011

УДК 658.264 (7)

Гичёв Ю.А. Источники теплоснабжения промышленных предприятий. Часть I: Конспект лекций: Днепропетровск: НМетАУ, 2011. – 52 с.

Приведены общие сведения о системах теплоснабжения: элементы систем теплоснабжения, источники и потребители теплоты, классификация систем теплоснабжения.

Рассмотрены принципы теплоснабжения от котельных и ТЭЦ: тепловые схемы, теплоподготовительные установки, определение технико-экономических показателей.

Предназначен для студентов направления 6.050601 – теплоэнергетика.

Илл 20. Библиогр.: 3 наим.

Ответственный за выпуск М.В. Губинский, д-р техн. наук, проф.

Рецензенты: В.А. Габринец, д-р техн. наук, проф. (ДНУЖТ)

А.О. Ерёмин, канд. техн. наук, доц. (НМетАУ)

© Национальная металлургическая академия  
Украины, 2011

© Гичёв Ю.А., 2011

# СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	6
1.1 Определение и основные сведения о системах теплоснабжения.....	6
1.2 Источники и потребители теплоты.....	6
1.3 Классификация систем теплоснабжения.....	7
2 ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ ОТ ПАРОВЫХ, ВОДОГРЕЙНЫХ И ПАРОВОДОГРЕЙНЫХ КОТЕЛЬНЫХ.....	9
2.1 Классификация котельных в системах теплоснабжения.....	9
2.2 Присоединение котельных к тепловым сетям систем теплоснабжения.....	10
2.2.1 Присоединение паровой котельной к паровой системе теплоснабжения.....	11
2.2.2 Присоединение паровой котельной к водяной системе теплоснабжения.....	12
2.2.3 Присоединение паровой котельной к пароводяной системе теплоснабжения.....	13
2.2.4 Присоединение водогрейной котельной к тепловой сети.....	14
2.2.5 Присоединение пароводогрейной котельной к тепловой сети.....	13
2.3 Технологическая структура, тепловая мощность и технико- экономические показатели котельной.....	17
2.3.1 Технологическая структура котельной.....	17
2.3.2 Тепловая мощность котельной.....	18
2.3.3 Технико-экономические показатели котельной.....	19
3 ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ ОТ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЕЙ (ТЭЦ).....	23
3.1 Принцип комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.....	23
3.2 Способы отвода теплоты из паросилового цикла ТЭЦ на нужды теплоснабжения.....	27
3.2.1 Отвод теплоты путем ухудшения вакуума в конденсаторе турбины.....	27
3.2.2 Отвод теплоты через регулируемые отборы пара в турбине...	28

3.2.3 Отвод теплоты путем применения турбин противодавления.....	29
3.3 Виды теплофикационных турбин и технологические схемы теплопод- готовительных установок ТЭЦ.....	29
3.3.1 Виды теплофикационных турбин.....	29
3.3.2 Технологическая схема теплоподготовительной установки на базе турбины «Т».....	31
3.3.3 Технологическая схема теплоподготовительной установки на базе турбины «ПТ».....	32
3.4 Техничко-экономические показатели ТЭЦ.....	34
3.4.1 Расходы топлива и к.п.д. ТЭЦ.....	34
3.4.2 Коэффициент теплофикации.....	36
3.4.3 Экономические показатели.....	37
3.4.4 Эксплуатационные показатели.....	38
3.5 Теплоподготовительные установки ТЭЦ.....	38
3.5.1 Редукционно-охладительные установки (РОУ).....	38
3.5.2 Сетевые подогреватели.....	40
3.5.3 Пример выбора сетевого подогревателя.....	43
ЛИТЕРАТУРА.....	49
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	50

## ВВЕДЕНИЕ

Дисциплина «Источники теплоснабжения промышленных предприятий» является одной из ведущих дисциплин для студентов, обучающихся по направлению 6.050601 – теплоэнергетика.

Источники теплоснабжения – исходный технический элемент систем теплоснабжения, которые охватывают промышленные предприятия всех секторов экономики, коммунально-бытовой сектор и включают, кроме источников, тепловые сети, тепловые подстанции и потребителей тепловой энергии.

От эффективности источника теплоснабжения, которая определяется коэффициентом полезного действия (к.п.д.) источника и удельным расходом топлива на выработку тепловой энергии, в значительной степени зависит эффективность работы всей системы теплоснабжения, в том числе, качество и стоимость отпускаемой потребителю тепловой энергии.

Дисциплине «Источники теплоснабжения промышленных предприятий» предшествует чтение ряда других специальных дисциплин, в том числе «Топливо и его сжигание», «Котельные установки» и другие. Вслед за «Источниками теплоснабжения» читаются дисциплины «Тепловые сети», «Производство и распределение энергоносителей», «Нагнетатели и тепловые двигатели», «Системы автоматического проектирования и САПР», выполняется курсовой проект по дисциплине «Тепловые сети», что в значительной степени расширяет и закрепляет знания студентов по специальности.

Особенностью дисциплины «Источники теплоснабжения» является изучение в ней противоположных элементов систем теплоснабжения: источников и потребителей теплоты. Дисциплина «Тепловые сети», которая читается вслед за «Источниками теплоснабжения», дополняет знание систем теплоснабжения связующим звеном (тепловыми сетями) и предполагает выполнение курсового проекта.

Данный конспект лекций разработан в соответствии с рабочей программой и учебным планом дисциплины. Знания, полученные при изучении дисциплины, могут быть использованы при выполнении научно-исследовательских работ студентов, выпускных работ бакалавров, дипломных проектов специалистов и выпускных работ магистров.

# 1 ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

## 1.1 Определение и основные сведения о системах теплоснабжения

*Система теплоснабжения* – комплекс установок и устройств, предназначенных для выработки, транспорта, распределения и использования тепловой энергии различными потребителями.

Основной задачей системы теплоснабжения является обеспечение потребителей необходимым количеством теплоносителей заданных параметров.

Основными элементами системы теплоснабжения являются (см. рис 1.1):

- 1) источник теплоты (предназначен для выработки тепловой энергии, обычно в виде нагретой воды или пара);
- 2) тепловые сети (предназначены для транспортировки теплоносителя от источника теплоты к потребителю и возврата использованного теплоносителя к источнику теплоты);
- 3) тепловые подстанции (предназначены для распределения, регулирования и учета использования тепловой энергии потребителями);
- 4) потребители теплоты (теплоиспользующие установки, размещенные в жилых, общественных и производственных зданиях).

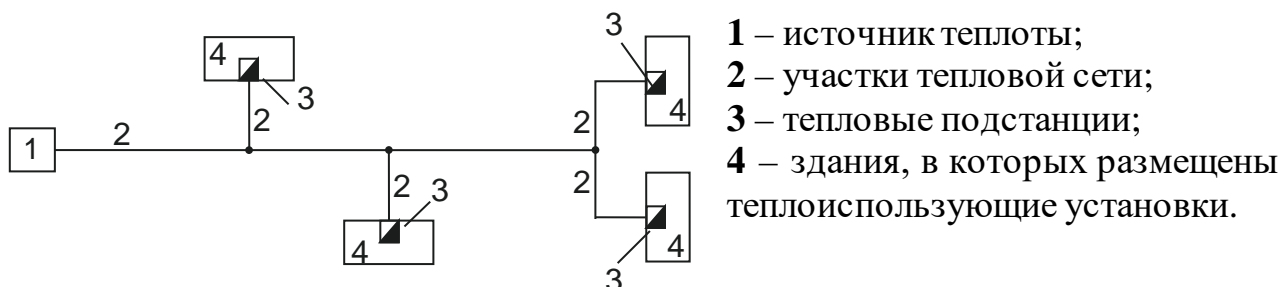


Рисунок 1.1 – Элементы системы теплоснабжения

## 1.2 Источники и потребители теплоты

Основными источниками теплоты в системах теплоснабжения являются:

- 1) паровые, водогрейные и пароводогрейные котельные различных мощностей и назначений;
- 2) теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) – электростанции, которые отпускают внешнему потребителю как электрическую, так и тепловую энергию;
- 3) теплоутилизационные установки, использующие вторичные энерго-

ресурсы (ВЭР) промышленных предприятий.

Распределение выработки тепловой энергии между источниками теплоты:

ТЭЦ.....	40%
Промышленные котельные.....	25%
Районные, групповые, квартальные и домовые котельные.....	33%
Теплоутилизационные установки.....	2%
	100%

Основные потребители тепловой энергии:

- 1) системы отопления жилых, общественных и производственных зданий;
- 2) системы вентиляции общественных и производственных зданий в зимний период, т.е., когда необходимо подогревать воздух, нагнетаемый в вентилируемые помещения;
- 3) системы кондиционирования воздуха в летний период в том случае, если для выработки холода применяют холодильные установки, использующие тепловую энергию (абсорбционные или инжекционные);
- 4) системы горячего водоснабжения;
- 5) потребляющие тепловую энергию технологические процессы промышленных предприятий.

Системы отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха и горячего водоснабжения можно назвать одним термином – *коммунально-бытовые потребители тепловой энергии*.

В зависимости от температуры теплоносителя теплопотребляющие процессы в системах теплоснабжения разделяют на три группы:

- 1) высокотемпературные ( $t > 400^{\circ}\text{C}$ , потребитель – технологические процессы, теплоноситель – перегретый пар);
- 2) среднетемпературные ( $t = 150 \div 400^{\circ}\text{C}$ , потребители – коммунально-бытовые или технологические, теплоноситель – пар или нагретая вода);
- 3) низкотемпературные ( $t = 70 \div 150^{\circ}\text{C}$ , потребители – коммунально-бытовые или технологические, теплоноситель – нагретая вода или пар).

### 1.3 Классификация систем теплоснабжения

На данном этапе следует выделить *2 варианта классификации*:

- I. В зависимости от вида теплоносителя:



- 1) *водяные*, использующие в качестве теплоносителя нагретую воду;
- 2) *паровые*, использующие в качестве теплоносителя насыщенный или перегретый пар.

Возможны комбинированные варианты. Для коммунально-бытовых потребителей преимущественно используют водяные системы теплоснабжения, для технологических – паровые.

II. В зависимости от мощности источника теплоты, количества потребителей, приходящихся на один источник, и взаимного расположения источника и потребителей теплоты системы теплоснабжения разделяются на:

- 1) *централизованные*;
- 2) *децентрализованные*.

*Централизованное теплоснабжение* заключается в обеспечении тепловой энергией от одного достаточно мощного источника теплоты многочисленных потребителей.

При централизованном теплоснабжении источник теплоты и его многочисленные потребители расположены на значительном расстоянии друг от друга, что требует прокладки внешних тепловых сетей.

В зависимости от вида источника теплоты централизованное теплоснабжение делят на:

- централизованное теплоснабжение от достаточно крупных котельных (котельных теплопроизводительностью свыше  $20 \text{ Гкал/ч} \times 1,164 = 23,3 \text{ МВт}$  или свыше  $20 \div 25 \text{ МВт}$ );
- централизованное теплоснабжение от ТЭЦ.

*Децентрализованное теплоснабжение* характеризуется следующими признаками:

- небольшой мощностью источника теплоты (котельные теплопроизводительностью до  $20 \text{ Гкал/ч}$ );
- небольшим числом потребителей, использующих теплоту от одного источника;
- близким расположением источника и потребителей теплоты, что в некоторых случаях исключает необходимость прокладки внешних тепловых сетей.

Централизованное теплоснабжение по сравнению с децентрализованным имеет следующие преимущества:

- 1) более экономное использование топлива за счет более высоких к.п.д.

крупных котлов в крупных котельных, по сравнению с мелкими котлами небольших котельных;

2) возможность использования низкосортного топлива, например, высокозольных углей, путем применения систем пылеприготовления, что возможно только в крупных котельных, работающих на пылеугольном топливе;

3) улучшение экологической обстановки:

- вследствие удаления источников теплоты (котельных и ТЭЦ) от потребителей и локализация сжигания топлива вдали от жилых районов;
- за счет возможности применения эффективных и современных методов очистки, что возможно только в крупных котельных и ТЭЦ централизованного теплоснабжения;

4) снижение удельных капитальных и эксплуатационных затрат на выработку тепловой энергии, что характерно при укрупнении источников теплоты;

5) освобождение территорий городов и предприятий от многочисленных котельных;

6) разгрузка транспорта, в том числе и трубопроводного, для доставки топлива к источникам теплоты;

7) возможность более комфортного обеспечения потребителей тепловой энергией за счет размещения источников теплоты вне зданий и вдали от зданий, потребляющих тепловую энергию.

## **2 ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ ОТ ПАРОВЫХ, ВОДОГРЕЙНЫХ И ПАРОВОДОГРЕЙНЫХ КОТЕЛЬНЫХ**

### **2.1 Классификация котельных в системах теплоснабжения**

*Котельная* в системе теплоснабжения – комплекс агрегатов, установок и устройств, предназначенных для выработки тепловой энергии (в виде нагретой воды или пара) и подготовки теплоносителей к транспорту через тепловые сети к внешнему потребителю.

*Основные варианты классификации котельных в системе теплоснабжения:*

I. По территориально-ведомственному признаку:

1) районные котельные (предназначены для обеспечения тепловой энергией

всех потребителей района: жилые, общественные и производственные здания);

2) квартальные и групповые (предназначены для обеспечения тепловой энергией зданий квартала или группы зданий);

3) котельные промышленного предприятия (предназначены для обеспечения тепловой энергией потребителей предприятия).

II. В зависимости от вида преобладающей тепловой нагрузки:

1) промышленные котельные (предназначены для обеспечения тепловой энергией технологические процессы промышленных предприятий);

2) отопительные котельные (предназначены для обеспечения тепловой энергией систем отопления и других коммунально-бытовых потребителей);

3) промышленно-отопительные котельные (предназначены для обеспечения тепловой энергией в равной степени технологических и коммунально-бытовых потребителей).

III. В зависимости от типа установленных в котельной котлов:

1) паровые котельные;

2) водогрейные котельные;

3) пароводогрейные котельные.

IV. В зависимости от вида сжигаемого топлива:

1) газовые;

2) мазутные;

3) газомазутные;

4) котельные на твердом топливе.

V. В зависимости от тепловой мощности:

1) котельные малой мощности (теплопроизводительность  $< 20$  Гкал/ч);

2) котельные средней мощности (теплопроизводительность  $20 \div 100$  Гкал/ч);

3) котельные большой мощности (теплопроизводительность  $> 100$  Гкал/ч).

Котельные теплопроизводительностью свыше 300 Гкал/ч, оборудованные мощными системами энергообеспечения, называются *тепловыми станциями*.

## **2.2 Присоединение котельных к тепловым сетям систем теплоснабжения**

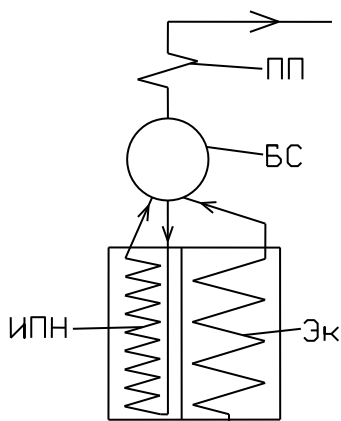
На схему присоединения котельных к тепловым сетям в основном влияют 2 фактора:

1) тип установленных в котельной котлов и параметры теплоносителя, вырабатываемого котлами;

2) вид и параметры теплоносителя, который необходим потребителю.

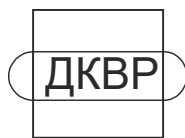
Принятое в конспекте обозначение котлов:

*Паровой котел*



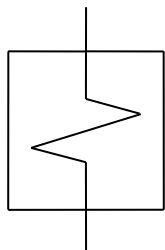
Эк – экономайзер  
 БС – барабан-сепаратор  
 ИПН – испарительные поверхности нагрева  
 ПП – пароперегреватель

*Пример стандартного обозначения*



Д – двухбарабанный  
 К – котел  
 В – вертикальный  
 Р – реконструированный

*Водогрейный котел*

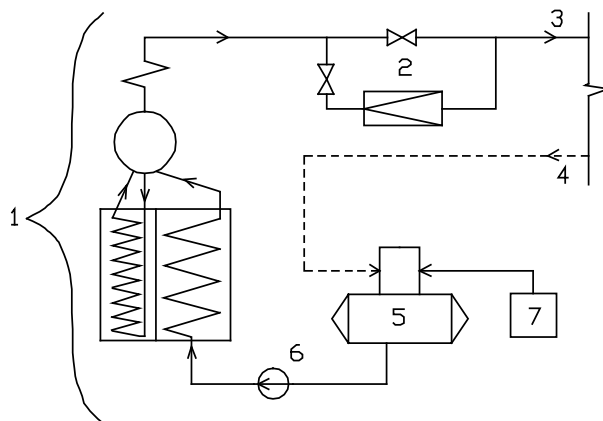


*Пример стандартного обозначения*



К – котел  
 В – водогрейный  
 ГМ – газомазутный

### 2.2.1 Присоединение паровой котельной к паровой системе теплоснабжения



*Рисунок 2.1 – Схема присоединения паровой котельной к паровой системе теплоснабжения*

Обозначения к рисунку 2.1:

**1** – паровой котел;

**2** – редуционно-охладительная установка (РОУ) для снижения давления и

температуры пара до значений, необходимых потребителю;

**3** – подающий паропровод;

**4** – конденсатопровод для возврата в котельную конденсата, использованного у потребителя пара;

**5** – деаэратор для удаления из питательной воды растворенных в ней газов и, в первую очередь, кислорода воздуха;

**6** – питательный насос;

**7** – химводоочистка (ХВО) для подготовки химочищенной воды, компенсирующей потери конденсата.

Пар из парового котла непосредственно или через РОУ направляется к потребителю. Конденсат, возвращаемый в котельную, поступает в деаэратор. Потери конденсата компенсируются химочищенной водой, которая также подается в деаэратор. Смесь конденсата и добавочной химочищенной воды после деаэрации направляется в котел в качестве питательной воды.

### 2.2.2 Присоединение паровой котельной к водяной системе теплоснабжения

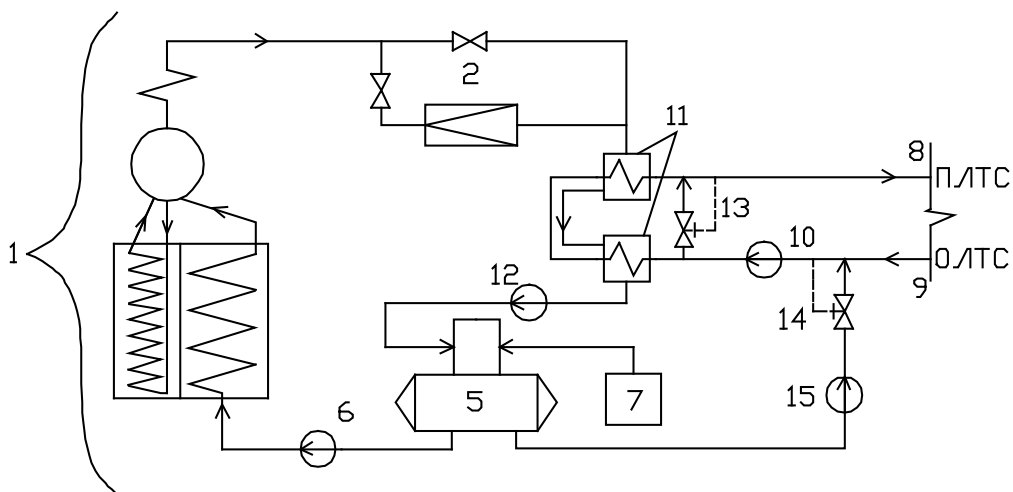


Рисунок 2.2 – Схема присоединения паровой котельной к водяной системе теплоснабжения

Обозначения к рисунку 2.2:

**1, 2, 5, 6, 7** (см. рис. 2.1) **3** и **4** – отсутствуют;

**8** и **9** – подающая и обратная линия тепловой сети (ПЛТС и ОЛТС);

**10** – сетевой насос для повышения давления сетевой воды с целью преодоления сопротивления сетевых подогревателей, тепловой сети и

обеспечения давления нагретой сетевой воды в соответствии с требованиями потребителей;

**11** – сетевые подогреватели (поверхностные пароводяные теплообменники);

**12** – дренажный насос для отвода конденсата греющего пара из теплообменников;

**13** – регулятор температуры воды в ПЛТС;

**14** – регулятор подпитки (регулятор давления воды в ОЛТС);

**15** – подпиточный насос для подачи добавочной сетевой воды, компенсирующей потери воды у потребителей.

Сетевая вода, использованная у потребителей, после подпитки и повышения давления в сетевом насосе поступает в подогреватели. Интенсивность подпитки зависит от степени отклонения давления сетевой воды в обратной линии от номинального значения.

Пар из парового котла непосредственно или через РОУ направляется в сетевые подогреватели, где нагревает воду и конденсируется. Конденсат отводится в деаэратор.

Регулирование температуры сетевой воды, поступающей в ПЛТС, осуществляется в сторону понижения путем подачи воды из ОЛТС. Потери конденсата и сетевой воды компенсируются добавочной химочищенной водой.

### 2.2.3 Присоединение паровой котельной к пароводяной системе теплоснабжения

Схема присоединения (см. рис. 2.3) представляет собой комбинацию двух предыдущих схем (рис. 2.1 и 2.2).

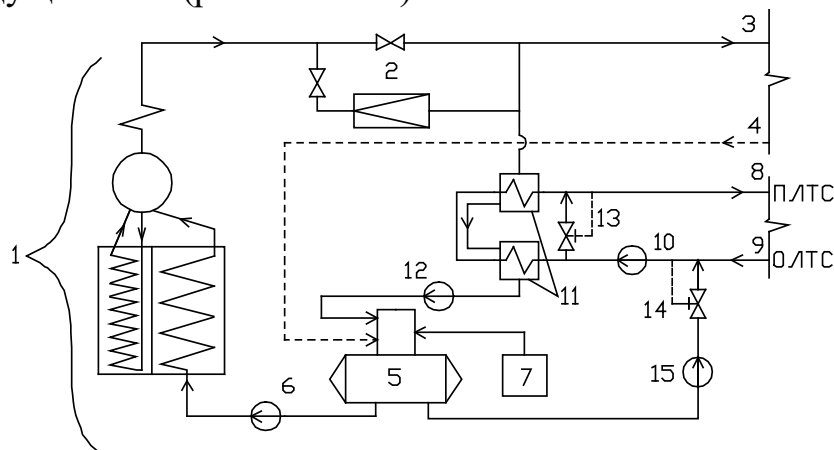
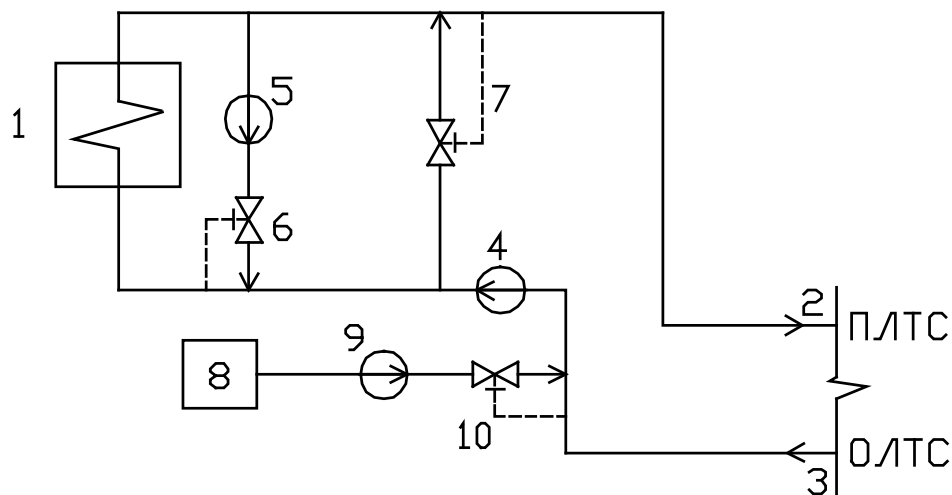


Рисунок 2.3 – Схема присоединения паровой котельной к пароводяной системе теплоснабжения (обозначения те же, что на рис. 2.1 и 2.2)

## 2.2.4 Присоединение водогрейной котельной к тепловой сети

Нагрев сетевой воды в водогрейной котельной осуществляется непосредственно в котлах без промежуточных теплообменников (см.рис.2.4).



1 – водогрейный котел; 2 и 3 – ПЛТС и ОЛТС; 4 – сетевой насос; 5 – рециркуляционный насос для частичной рециркуляции нагретой в котле воды в поток сетевой воды на входе в котел с целью поддержания температуры воды на входе в котел на определенном уровне; 6 – регулятор температуры воды на входе в котел; 7 – регулятор температуры воды в ПЛТС; 8 – подготовка добавочной химочищенной и деаэрированной воды, компенсирующей потери сетевой воды (ХВО и деаэратор); 9 – подпиточный насос; 10 – регулятор подпитки (регулятор давления в ОЛТС).

*Рисунок 2.4 – Схема присоединения водогрейной котельной к тепловой сети*

Сетевая вода, поступающая в котельную из ОЛТС, после подпитки и повышения давления в сетевом насосе, направляется в котел. Температура воды на входе в котел поддерживается на определенном уровне ( $60\div 65^{\circ}\text{C}$ ) для исключения сернокислотной коррозии хвостовых поверхностей нагрева котла. Регулирование температуры воды в ПЛТС осуществляется в сторону понижения температуры путем подачи воды из ОЛТС.

## 2.2.5 Присоединение пароводогрейной котельной к тепловой сети

Схема присоединения зависит от типа установленных в котельной котлов. *Возможны следующие варианты:*

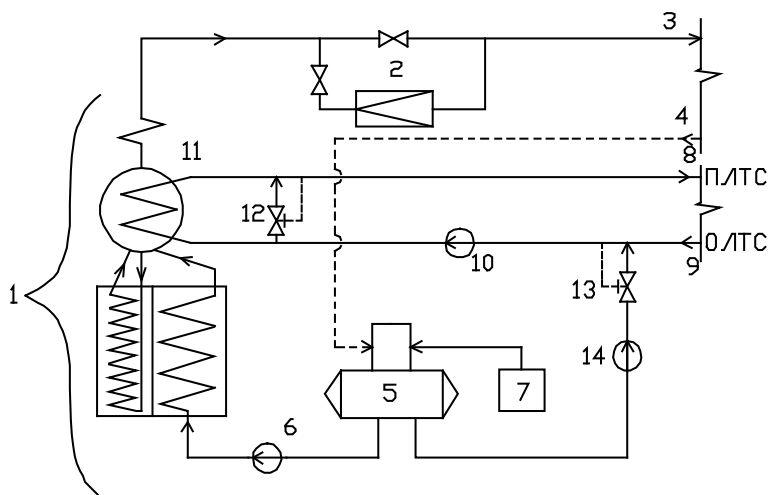
- паровые и водогрейные котлы;

- пароводогрейные котлы;
- паровые, водогрейные и пароводогрейные котлы;
- водогрейные и пароводогрейные котлы;
- паровые и пароводогрейные котлы.

Схемы присоединения паровых и водогрейных котлов, входящих в состав пароводогрейной котельной, аналогичны предыдущим схемам (см. рис. 2.1 – 2.4).

Схемы присоединения пароводогрейных котлов зависят от их конструкции. *Возможны 2 варианта:*

**I.** Присоединение пароводогрейного котла с подогревом сетевой воды внутри барабана котла (см. рис. 2.5)



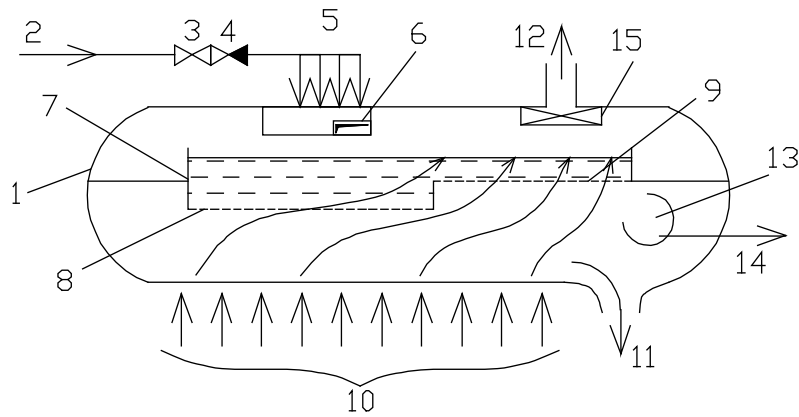
**1** – пароводогрейный котел; **2** – РОУ; **3** – подающий паропровод; **4** – конденсатопровод; **5** – деаэратор; **6** – питательный насос; **7** – ХВО; **8** и **9** – ПЛТС и ОЛТС; **10** – сетевой насос; **11** – встроенный в барабан котла подогреватель сетевой воды; **12** – регулятор температуры воды в ПЛТС; **13** – регулятор подпитки (регулятор давления воды в ОЛТС); **14** – подпиточный насос.

*Рисунок 2.5 – Схема присоединения пароводогрейного котла с подогревом сетевой воды внутри барабана котла*

Встроенный в барабан котла подогреватель сетевой воды представляет собой теплообменник смешивающего типа (см. рис. 2.6).

Сетевая вода поступает в барабан котла через успокоительный короб в полость распределительного короба, имеющего перфорированное ступенчатое днище (направляющий и барботажный листы). Перфорация обеспечивает струйное течение воды навстречу пароводяной смеси, поступающей из испарительных поверхностей нагрева котла, что приводит к нагреву воды.





**1** – корпус барабана котла; **2** – вода из ОЛТС; **3** и **4** – запорный и обратный клапаны; **5** – коллектор; **6** – успокоительный короб; **7** – распределительный короб, имеющий ступенчатое перфорированное днище; **8** – направляющий лист; **9** – барботажный лист; **10** – пароводяная смесь от испарительных поверхностей нагрева котла; **11** – возврат воды в испарительные поверхности нагрева; **12** – выход насыщенного пара в пароперегреватель; **13** – сепарационное устройство, например, потолочный перфорированный лист **14** – желоб для отбора сетевой воды; **15** – подача воды в ПЛТС;

*Рисунок 2.6 – Встроенный в барабан котла подогреватель сетевой воды*

Теплопроизводительность котла  $Q_k$  складывается из двух составляющих (теплоты сетевой нагретой воды и теплоты пара):

$$Q_k = M_c (i_2 - i_1) + D_{\text{п}}(i_{\text{п}} - i_{\text{пв}}), \quad (2.1)$$

где  $M_c$  – массовый расход нагреваемой сетевой воды;

$i_1$  и  $i_2$  – энтальпии воды до и после нагрева;

$D_{\text{п}}$  – паропроизводительность котла;

$i_{\text{п}}$  – энтальпия пара;

$i_{\text{пв}}$  – энтальпия питательной воды;

После преобразования (2.1):

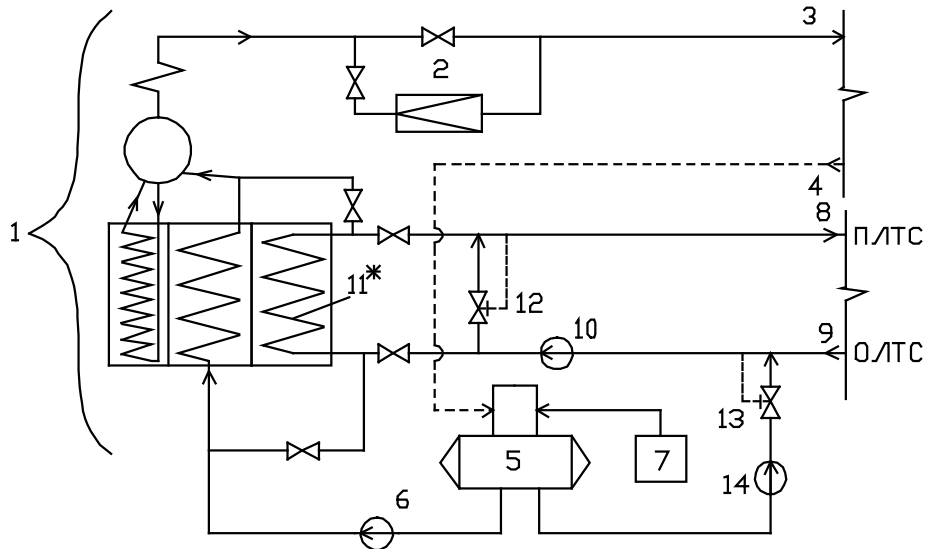
$$M_c = \frac{Q_k - D_{\text{п}}(i_{\text{п}} - i_{\text{пв}})}{i_2 - i_1}. \quad (2.2)$$

Из уравнения (2.2) следует, что расход нагреваемой воды  $M_c$  и паропроизводительность котла  $D_{\text{п}}$  взаимосвязаны: при  $Q_k = \text{const}$  с увеличением паропроизводительности уменьшается расход сетевой воды, а с уменьшением паропроизводительности увеличивается расход сетевой воды.

Соотношение между расходом пара и количеством нагреваемой воды может быть различным, однако расход пара должен быть не менее 2% от

общей массы пара и воды для возможности выхода из котла воздуха и других неконденсирующихся фаз.

**II.** Присоединения пароводогрейного котла с подогревом сетевой воды во встроенных в газоход котла поверхностях нагрева(см. рис. 2.7)



*Рисунок 2.7 – Схема присоединения пароводогрейного котла с подогревом сетевой воды во встроенных в газоход котла поверхностях нагрева*

На рисунке 2.7: **11\*** - подогреватель сетевой воды, выполненный в виде поверхностного теплообменника, встроенного в газоход котла; остальные обозначения те же, что и на рисунке 2.5.

Поверхности нагрева сетевого подогревателя размещаются в газоходе котла, рядом с экономайзером, в виде дополнительной секции. В летний период, когда отсутствует отопительная нагрузка, встроенный сетевой подогреватель выполняет функцию секции экономайзера.

## **2.3 Технологическая структура, тепловая мощность и технико-экономические показатели котельной**

### **2.3.1 Технологическая структура котельной**

Оборудование котельной обычно разделяют на 6 технологических групп (4 основные и 2 дополнительные).

*К основным* технологическим группам относится оборудование:

- 1) для подготовки топлива перед сжиганием в котле;
- 2) для подготовки котловой питательной и сетевой подпиточной воды;
- 3) для выработки теплоносителя (пара или нагретой воды), т.е. котлоагре-

гаты и их вспомогательное оборудование;

4) для подготовки теплоносителя к транспорту по тепловой сети.

*К числу дополнительных групп относятся:*

1) электрооборудование котельной;

2) контрольно-измерительные приборы и системы автоматики.

В паровых котельных в зависимости от способа присоединения котлоагрегатов к теплоподготовительным установкам, например, к сетевым подогревателям, различают следующие технологические структуры:

1. *Централизованная*, при которой пар от всех котлоагрегатов направляется в центральный паропровод котельной, а затем распределяется по теплоподготовительным установкам.

2. *Секционная*, при которой каждый котлоагрегат работает на вполне определенную теплоподготовительную установку с возможностью переключения пара на смежные (расположенные рядом) теплоподготовительные установки. Оборудование, связанное возможностью переключения, образует *секцию котельной*.

3. *Блочная структура*, при которой каждый котлоагрегат работает на определенную теплоподготовительную установку без возможности переключения.

### **2.3.2 Тепловая мощность котельной**

*Тепловая мощность котельной* представляет собой суммарную теплопроизводительность котельной по всем видам теплоносителей, отпускаемых с котельной через тепловую сеть внешним потребителям.

Различают установленную, рабочую и резервную тепловые мощности.

*Установленная тепловая мощность* – сумма тепловых мощностей всех установленных в котельной котлов при работе их в номинальном (паспортном) режиме.

*Рабочая тепловая мощность* – тепловая мощность котельной при работе ее с фактической тепловой нагрузкой в данный момент времени.

В *резервной тепловой мощности* различают тепловую мощность явного и скрытого резерва.

*Тепловая мощность явного резерва* – сумма тепловых мощностей установленных в котельной котлов, находящихся в холодном состоянии.

Тепловая мощность скрытого резерва – разность между установленной и рабочей тепловыми мощностями.

### 2.3.3 Техничко-экономические показатели котельной

Техничко-экономические показатели котельной разделяются на 3 группы: *энергетические, экономические и эксплуатационные (рабочие)*, которые, соответственно, предназначены для оценки технического уровня, экономичности и качества эксплуатации котельной.

**Энергетические показатели котельной** включают:

1. *К.п.д. котлоагрегата брутто* (отношение количества теплоты, выработанной котлоагрегатом  $Q_k^{брутто}$ , к количеству теплоты, полученной от сжигания топлива  $Q_T$ ):

$$\eta_k^{брутто} = Q_k^{брутто} / Q_T . \quad (2.3)$$

Количество теплоты, выработанной котлоагрегатом, определяется:

*Для паровых котлов:*

$$Q_k^{брутто} = D_{п} (i_n - i_{нв}) + D_{пр} (i_{пр} - i_{нв}) , \quad (2.4)$$

где  $D_{п}$  – количество пара, получаемое в котле;

$i_{п}$  – энтальпия пара;

$i_{пв}$  – энтальпия питательной воды;

$D_{пр}$  – количество продувочной воды;

$i_{пр}$  – энтальпия продувочной воды.

*Для водогрейных котлов:*

$$Q_k^{брутто} = M_c (i_2 - i_1) , \quad (2.5)$$

где  $M_c$  – массовый расход сетевой воды через котел;

$i_1$  и  $i_2$  – энтальпии воды до и после нагрева в котле.

Количество теплоты, полученное от сжигания топлива, определяется произведением:

$$Q_T = B_k \cdot Q_n^p , \quad (2.6)$$

где  $B_k$  – расход топлива в котел.

2. *Доля расхода теплоты на собственные нужды котельной* (отношение абсолютного расхода теплоты на собственные нужды к количеству теплоты, выработанной в котлоагрегате):

$$q_{\text{сн}} = Q_{\text{сн}} / Q_{\text{к}}^{\text{брутто}}, \quad (2.7)$$

где  $Q_{\text{сн}}$  – абсолютный расход теплоты на собственные нужды котельной, который зависит от особенностей котельной и включает расход теплоты на подготовку котловой питательной и сетевой подпиточной воды, подогрев и распыливание мазута, отопление котельной, горячее водоснабжение котельной и прочее.

Формулы для расчета статей расхода теплоты на собственные нужды приведены в литературе [2, С. 64-67]

3. *К.п.д. котлоагрегата нетто*, который в отличие от к.п.д. котлоагрегата брутто, не учитывает расход теплоты на собственные нужды котельной:

$$\eta_{\text{к}}^{\text{нетто}} = \frac{Q_{\text{к}}^{\text{нетто}}}{Q_{\text{т}}} = \frac{Q_{\text{к}}^{\text{брутто}} - Q_{\text{сн}}}{Q_{\text{т}}}, \quad (2.8)$$

где  $Q_{\text{к}}^{\text{нетто}}$  - выработка теплоты в котлоагрегате без учета расхода теплоты на собственные нужды.

С учетом (2.7)

$$\eta_{\text{к}}^{\text{нетто}} = \frac{Q_{\text{к}}^{\text{брутто}} - q_{\text{сн}} \cdot Q_{\text{к}}^{\text{брутто}}}{Q_{\text{т}}} = \eta_{\text{к}}^{\text{брутто}} (1 - q_{\text{сн}}). \quad (2.9)$$

4. *К.п.д. теплового потока*, который учитывает потери теплоты при транспортировке теплоносителей внутри котельной вследствие передачи теплоты в окружающую среду через стенки трубопроводов и утечек теплоносителей:  $\eta_{\text{тп}} = 0,98 \div 0,99$ .

5. *К.п.д. отдельных элементов* тепловой схемы котельной:

- к.п.д. редуционно-охладительной установки –  $\eta_{\text{роу}}$ ;
- к.п.д. деаэратора подпиточной воды –  $\eta_{\text{двв}}$ ;
- к.п.д. сетевых подогревателей –  $\eta_{\text{сп}}$ .

6. *К.п.д. котельной* – произведение к.п.д. всех элементов, агрегатов и установок, образующих тепловую схему котельной, например:

*К.п.д. паровой котельной, отпускающей потребителю пар:*

$$\eta_{\text{кот}} = \eta_{\text{к}}^{\text{нетто}} \cdot \eta_{\text{роу}} \cdot \eta_{\text{тп}}. \quad (2.10)$$

*К.п.д паровой котельной, отпускающей потребителю нагретую сетевую воду:*

$$\eta_{\text{кот}} = \eta_{\text{к}}^{\text{нетто}} \cdot \eta_{\text{двв}} \cdot \eta_{\text{сп}} \cdot \eta_{\text{тп}}. \quad (2.11)$$

*К.п.д. водогрейной котельной:*

$$\eta_{кот} = \eta_{к}^{нетто} \cdot \eta_{днг} \cdot \eta_{тп} \quad (2.12)$$

7. Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии - масса условного топлива, затраченного на выработку 1 Гкал или 1 ГДж тепловой энергии, отпускаемой внешнему потребителю:

$$b_{кот} = B_{кот} / Q_{отп}, \quad (2.13)$$

где  $B_{кот}$  – расход условного топлива в котельной;

$Q_{отп}$  – количество теплоты, отпущенное с котельной внешнему потребителю.

Расход условного топлива в котельной определяется выражениями:

$$B_{кот} = \frac{Q_{отп} \cdot 10^6}{\eta_{кот}^{нетто} \cdot 7000} = \frac{143 \cdot Q_{отп}}{\eta_{кот}^{нетто}}, \quad \text{кг у.т./Гкал}; \quad (2.14)$$

$$B_{кот} = \frac{Q_{отп} \cdot 10^6}{\eta_{кот}^{нетто} \cdot 29330} = \frac{34,1 \cdot Q_{отп}}{\eta_{кот}^{нетто}}, \quad \text{кг у.т./ГДж}, \quad (2.15)$$

где 7000 и 29330 – теплота сгорания условного топлива в ккал/кг у.т. и кДж/кг у.т.

После подстановки (2.14) или (2.15) в (2.13):

$$b_{кот} = \frac{143}{\eta_{кот}^{нетто}}, \quad \text{кг у.т./Гкал}; \quad (2.16)$$

$$b_{кот} = \frac{34,1}{\eta_{кот}^{нетто}}. \quad \text{кг у.т./ГДж}. \quad (2.17)$$

К.п.д. котельной  $\eta_{к}^{нетто}$  и удельный расход условного топлива  $b_{кот}$  являются важнейшими энергетическими показателями котельной и зависят от типа установленных котлов, вида сжигаемого топлива, мощности котельной, вида и параметров отпускаемых теплоносителей.

Зависимость  $\eta_{к}^{нетто}$  и  $b_{кот}$  для котлов, применяемых в системах теплоснабжения, от вида сжигаемого топлива:

Вид сжигаемого топлива	$\eta_{к}^{нетто}$ , %	$b_{кот}$ , кг у.т./Гкал
Природный газ	86	166
Мазут	84	174
Уголь	79	181

**Экономические показатели котельной** включают:

1. **Капитальные затраты** (капиталовложения)  $K$ , которые представляют собой сумму затрат, связанных с сооружением новой или реконструкции существующей котельной.

Капитальные затраты зависят от мощности котельной, типа установленных котлов, вида сжигаемого топлива, вида отпускаемых теплоносителей и ряда конкретных условий (удаленность от источников топлива, воды, магистральных дорог и прочее).

*Ориентировочная структура капитальных затрат:*

- строительно-монтажные работы – (53÷63)% К;
- затраты на оборудование – (24÷34)% К;
- прочие затраты – (13÷15)% К.

2. *Удельные капитальные затраты*  $k_{уд}$  (капитальные затраты, отнесенные к единице тепловой мощности котельной  $Q_{кот}$ ):

$$k_{уд} = K / Q_{кот} . \quad (2.18)$$

Удельные капитальные затраты позволяют определить ожидаемые капитальные затраты на сооружение вновь проектируемой котельной  $K^{np}$  по аналогу:

$$K^{np} = k_{уд}^{ан} \cdot Q_{кот}^{np} , \quad (2.19)$$

где  $k_{уд}^{ан}$  - удельные капитальные затраты на сооружение аналогичной котельной;

$Q_{кот}^{np}$  - тепловая мощность проектируемой котельной.

3. *Ежегодные затраты*, связанные с выработкой тепловой энергии, включают:

- расходы на топливо, электроэнергию, воду и вспомогательные материалы;
- заработную плату и соответствующие отчисления;
- амортизационные отчисления, т.е. перенос стоимости оборудования по мере его износа на стоимость вырабатываемой тепловой энергии;
- текущий ремонт;
- общекотельные расходы.

4. *Себестоимость тепловой энергии*, которая представляет собой отношение суммы годовых затрат  $(\Sigma Z_i)^{год}$ , связанных с выработкой тепловой энергии, к количеству теплоты  $Q_{отп}^{год}$ , отпускаемой внешнему потребителю в течение года:

$$C_m = (\Sigma Z_i)^{год} / Q_{отп}^{год} . \quad (2.20)$$

5. *Приведенные затраты*, которые представляют собой сумму ежегодных затрат, связанных с выработкой тепловой энергии, и части капитальных затрат,

определяемой нормативным коэффициентом эффективности капиталовложения  $E_n$ :

$$Пр.зат. = (\Sigma Z_i)^{год} + E_n \cdot K. \quad (2.21)$$

Величина, обратная  $E_n$ , дает срок окупаемости капитальных затрат. Например, при  $E_n = 0,12 \text{ год}^{-1}$  срок окупаемости  $= 1/E_n = 1/0,12 = 8,33$  (года).

**Эксплуатационные показатели**, указывают на качество эксплуатации котельной и, в частности, включают:

1. Коэффициент рабочего времени  $k_{р.в.}$  (отношение фактического времени работы котельной  $\tau_\phi$  к календарному  $\tau_k$ ):

$$k_{р.в.} = \tau_\phi / \tau_k. \quad (2.22)$$

2. Коэффициент средней тепловой нагрузки  $k_{ср}$  (отношение средней тепловой нагрузки  $Q_{ср}$  за определенный период времени к максимально возможной тепловой нагрузке  $Q_m$  за этот же период):

$$k_{ср} = Q_{ср} / Q_m. \quad (2.23)$$

3. Коэффициент использования максимальной тепловой нагрузки  $k_{ИМН}$ , (отношение фактически выработанной тепловой энергии  $Q_\phi^{выраб}$  за определенный период времени к максимально возможной выработке  $Q_m^{выраб}$  за этот же период):

$$k_{ИМН} = Q_\phi^{выраб} / Q_m^{выраб}. \quad (2.24)$$

Или с учетом (2.22) и (2.23):

$$k_{ИМН} = \frac{Q_{ср} \cdot \tau_\phi}{Q_m \cdot \tau_k} = k_{ср} \cdot k_{р.в.}. \quad (2.25)$$

### 3 ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ ОТ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЕЙ (ТЭЦ)

#### 3.1 Принцип комбинированной выработки тепловой и электрической энергии

Теплоснабжение от ТЭЦ называют *теплофикацией* – централизованное теплоснабжение на базе комбинированной (совместной) выработки тепловой и электрической энергии.

Альтернативой теплофикации является отдельная выработка тепловой и электрической энергии, т.е., когда электроэнергия вырабатывается на

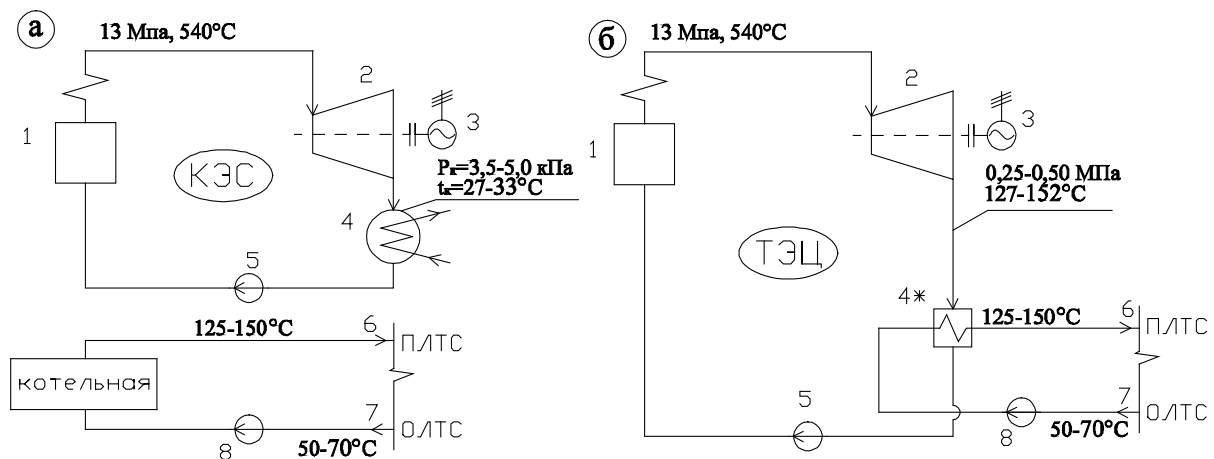


конденсационных тепловых электростанциях (КЭС), а тепловая энергия – в котельных.

Энергетическая эффективность теплофикации заключается в том, что для выработки тепловой энергии используют теплоту отработавшего в турбине пара, что исключает:

- потери остаточной теплоты пара после турбины;
- сжигание топлива в котельных для выработки тепловой энергии.

Рассмотрим отдельную и комбинированную выработку тепловой и электрической энергии (см. рис. 3.1).



1 – парогенератор; 2 – паровая турбина; 3 – электрогенератор; 4 – конденсатор паровой турбины; 4\* - подогреватель сетевой воды; 5 – насос; 6 – ПЛТС; 7 – ОЛТС; 8 – сетевой насос.

Рисунок 3.1 – Раздельная (а) и комбинированная (б) выработка тепловой и электрической энергии

Для возможности использования остаточной теплоты отработавшего в турбине пара на нужды теплоснабжения его выводят из турбины с несколько более высокими параметрами, чем в конденсатор, а вместо конденсатора можно установить сетевой подогреватель (4\*). Сравним циклы КЭС и ТЭЦ на TS – диаграмме, в которой площадь под кривой указывает на количество теплоты, подведенной или отведенной в циклах (см. рис. 3.2)

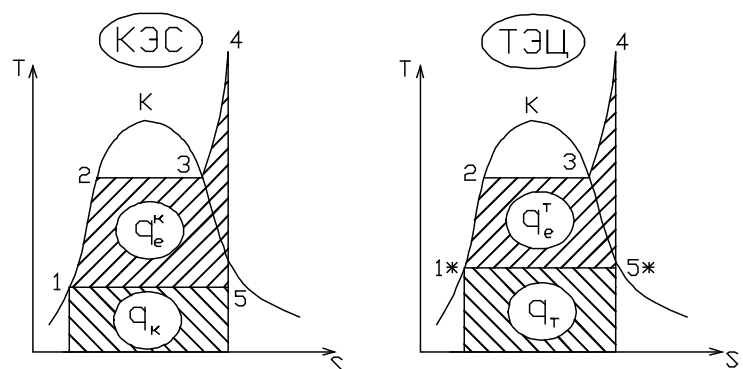


Рисунок 3.2 – Сравнение циклов КЭС и ТЭЦ

Обозначения к рисунку 3.2:

1-2-3-4 и 1\*-2-3-4 – подвод теплоты в циклах электростанций;

1-2, 1\*-2 – нагрев воды до температуры кипения в экономайзере котла;

2-3 – испарение воды в испарительных поверхностях нагрева;

3-4 – перегрев пара в пароперегревателе;

4-5 и 4-5\* - расширение пара в турбинах;

5-1 – конденсация пара в конденсаторе;

5\*-1\* - конденсация пара в сетевом подогревателе;

$q_e^k$  – количество теплоты, эквивалентное выработанной электроэнергии в цикле КЭС;

$q_e^T$  – количество теплоты, эквивалентное выработанной электроэнергии в цикле ТЭЦ;

$q_k$  – теплота пара, отведенная через конденсатор в окружающую среду;

$q_T$  – теплота пара, использованная в теплоснабжении на подогрев сетевой воды.

Из сравнения циклов следует, что в теплофикационном цикле, в отличие от конденсационного, теоретически отсутствуют потери теплоты пара: часть теплоты расходуется на выработку электроэнергии, а оставшаяся теплота идет на теплоснабжение. При этом снижается удельный расход теплоты на выработку электроэнергии, что можно проиллюстрировать циклом Карно (см. рис. 3.3):

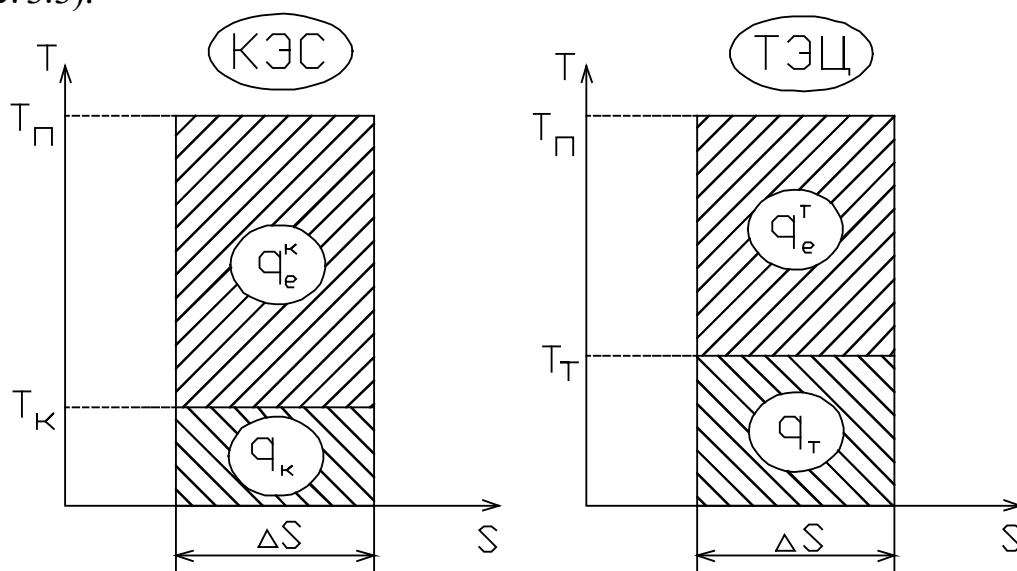


Рисунок 3.3 – Сравнение циклов КЭС и ТЭЦ на примере цикла Карно

Обозначения к рисунку 3.3:

$T_p$  – температура подвода теплоты в циклах (температура пара на входе в турбину);

$T_k$  – температура отвода теплоты в цикле КЭС (температура пара в конденсаторе);

$T_T$  - температура отвода теплоты в цикле ТЭЦ (температура пара в сетевом подогревателе).

$q_e^k, q_e^T, q_k, q_T$  - то же, что и на рисунке 3.2.

Сравнение удельных расходов теплоты на выработку электроэнергии.

Показатели	КЭС	ТЭЦ
Количество теплоты, подведенной в цикле КЭС и ТЭЦ:	$q_{п}=T_{п} \cdot \Delta S$	$q_{п}=T_{п} \cdot \Delta S$
Количество теплоты, эквивалентное выработанной электроэнергии:	$q_e^k = (T_n - T_k) \cdot \Delta S$	$q_e^T = (T_{п} - T_T) \cdot \Delta S$
Количество теплоты, использованной в теплоснабжении:	$q_T=0$	$q_T=T_T \cdot \Delta S$
Удельный расход теплоты на выработку электроэнергии:	$\bar{q}_e^k = \frac{q_n - q_k}{q_e^k} = \frac{T_n \cdot \Delta S}{(T_n - T_k) \cdot \Delta S} = \frac{T_n}{T_n - T_k} > 1$	$\bar{q}_e^T = \frac{q_n - q_T}{q_e^T} = \frac{T_n \cdot \Delta S - T_T \cdot \Delta S}{(T_n - T_T) \cdot \Delta S} = 1$

Например, при  $T_{п}=540+273=813\text{K}$  (температура пара на входе в турбину  $540^\circ\text{C}$ ) и  $T_k=33+273=306\text{K}$  (температура пара в конденсаторе турбины  $33^\circ\text{C}$ ) удельный расход теплоты на выработку электроэнергии в цикле КЭС составит:

$$\bar{q}_e^k = \frac{T_n}{T_n - T_k} = \frac{813}{813 - 306} = 1,6,$$

т. е. удельный расход теплоты на выработку электроэнергии в цикле КЭС по сравнению с циклом ТЭЦ больше на:

$$\frac{q_e^k - q_e^T}{q_e^k} \cdot 100\% = \frac{1,6 - 1}{1,6} \cdot 100\% = 37,5\%.$$

Таким образом, теплофикация по сравнению с отдельной выработкой тепловой и электрической энергии обеспечивает:

1. Исключение котельных в системах теплоснабжения.
2. Уменьшение удельного расхода теплоты на выработку электроэнергии.

3. Централизацию теплоснабжения (за счет большой тепловой мощности ТЭЦ), что по сравнению с децентрализацией имеет ряд преимуществ (см. 1.3).

### 3.2 Способы отвода теплоты из паросилового цикла ТЭЦ на нужды теплоснабжения

Следует выделить три способа отвода теплоты:

- путем ухудшения вакуума в конденсаторе турбины;
- через регулируемые отборы пара в турбине;
- путем применения турбин противодействия.

#### 3.2.1 Отвод теплоты путем ухудшения вакуума в конденсаторе турбины

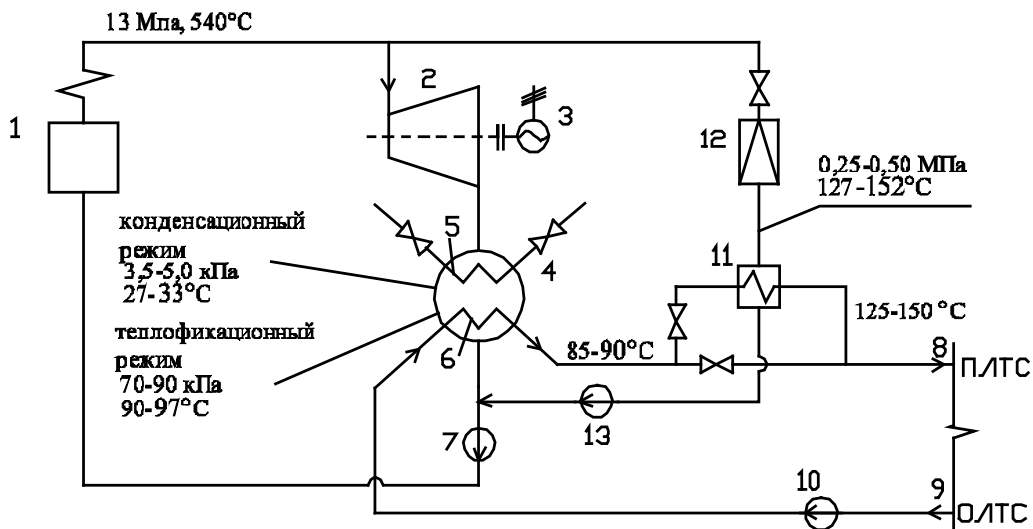


Рисунок 3.4 – Схема отвода теплоты путем ухудшения вакуума в конденсаторе паровой турбины

Обозначение к рисунку 3.4:

- 1 – парогенератор;
- 2 – паровая турбина;
- 3 – электрогенератор;
- 4 – конденсатор паровой турбины;
- 5 – пучок труб для циркуляции охлаждающей конденсатор воды;
- 6 – встроенный в конденсатор теплофикационный пучок труб для подогрева сетевой воды;
- 7 – конденсатный насос;
- 8 – ПЛТС;

9 – ОЛТС;

10 – сетевой насос;

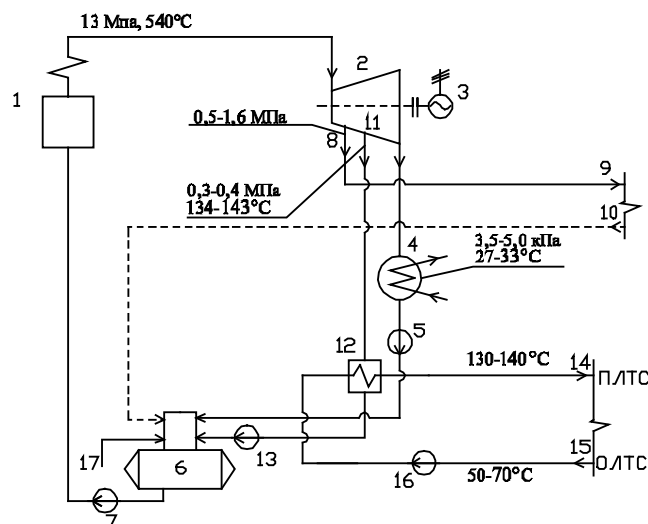
11 – пиковый подогреватель сетевой воды;

12 – РОУ для подачи пара в пиковый подогреватель;

13 – дренажный насос.

Путем ухудшения вакуума в конденсаторе до 70-90 кПа возможен подогрев сетевой воды до 85-90°C. В том случае, если этой температуры сетевой воды недостаточно, воду догревают в пиковом сетевом подогревателе, в который греющий пар подают через РОУ непосредственно из парогенератора или от другого источника пара, например, пикового парового котла.

### 3.2.2 Отвод теплоты через регулируемые отборы пара в турбине



1 – парогенератор; 2 – паровая турбина; 3 – электрогенератор; 4 – конденсатор паровой турбины; 5 – конденсатный насос; 6 – деаэратор; 7 – питательный насос; 8 – промышленный отбор пара; 9 – подающий паропровод; 10 – конденсатопровод; 11 – отопительный отбор пара; 12 – подогреватель сетевой воды; 13 – дренажный насос; 14 – ПЛТС; 15 – ОЛТС; 16 – сетевой насос; 17 – добавка химочищенной воды, компенсирующая потери конденсата у потребителя.

Рисунок 3.5 – Схема отвода теплоты через регулируемые отборы пара в турбине

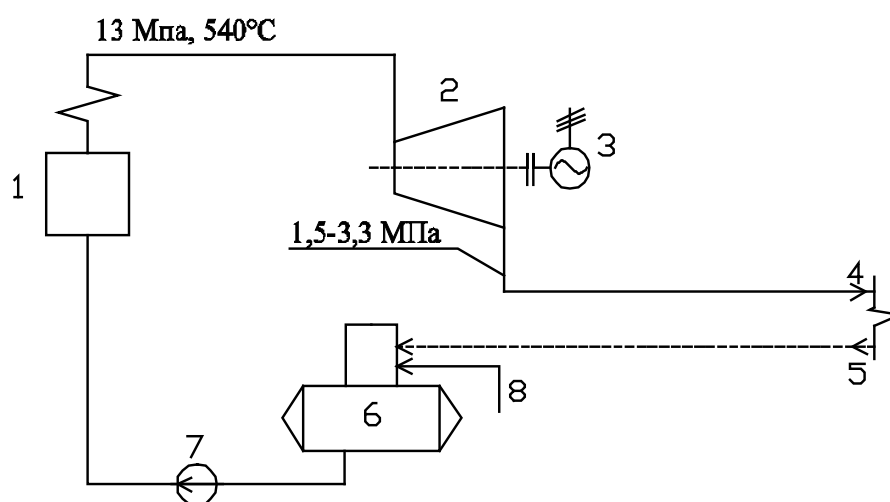
В паровых турбинах применяются 2 типа регулируемых отборов:

- *Промышленный* (производственный), который используют для технологического потребления пара (0,5÷1,6 МПа).

- *Теплофикационный* (отопительный), который используют для систем отопления (0,07÷0,40 МПа).

### 3.2.3 Отвод теплоты путем применения турбин противодействия

В турбине противодействия весь отработавший пар направляется на нужды теплоснабжения (см. рис. 3.6), что требует в системе теплоснабжения стабильного потребления пара.



1 – парогенератор; 2 – паровая турбина; 3 – электрогенератор; 4 – подающий паропровод; 5 – конденсатор; 6 – деаэратор; 7 – питательный насос; 8 – добавка химочищенной воды.

*Рисунок 3.6 – Схема отвода теплоты путем применения турбин противодействия*

## 3.3 Виды теплофикационных турбин и технологические схемы теплоподготовительных установок ТЭЦ

### 3.3.1 Виды теплофикационных турбин

Турбины, устанавливаемые на ТЭЦ и обеспечивающие отвод теплоты из паросиловых циклов ТЭЦ на нужды теплоснабжения, называются *теплофикационными*.

Особенности современных теплофикационных турбин:

1. Высокие параметры пара на входе в турбину (13 и 24 МПа).
2. Применение различных способов отвода теплоты из цикла в комбинации.

3. Многоступенчатый подогрев сетевой воды, т.е. вначале воду нагревают паром менее высоких параметров, а затем более высоких, что позволяет экономичнее использовать теплоту пара.

4. Сравнительно невысокие параметры пара в теплофикационных отопительных отборах: 0,06-0,07 МПа – нижние отборы и 0,3-0,4 МПа – верхние отборы.

5. Невысокие расходы электроэнергии на собственные нужды электростанции, т.к. значительная часть отработавшего в турбине пара (около 70%) конденсируется сетевой водой, что позволяет сократить расход электроэнергии на привод циркуляционных насосов оборотной системы водоснабжения станции.

Следует выделить 3 типа теплофикационных турбин:

1. Турбины типа «Т» - конденсационные турбины с теплофикационным отбором пара, которые применяют в том случае, когда доминирует отопительная нагрузка.

*Пример обозначения:*

**Т – 250/300-240**

**Т** – турбина с теплофикационным отбором;

**250** – номинальная мощность турбины, МВт;

**300** – максимальная мощность турбины (при отключенных отборах), МВт;

**240** – давление пара перед турбиной, атм. (23,5 МПа).

2. Турбины типа «ПТ» - конденсационные турбины с промышленным и теплофикационным отборами пара, которые применяют в том случае, когда в системе теплоснабжения в равной степени присутствуют и отопительная, и технологическая нагрузки.

*Пример обозначения:*

**ПТ – 135/165-130/15**

**ПТ** – турбина с промышленным и теплофикационным отборами пара;

**135** – номинальная мощность турбины, МВт;

**165** – максимальная мощность турбины (при отключенных отборах), МВт;

**130** – давление пара перед турбиной, атм. (12,7 МПа);

**15** – давление пара в промышленном отборе, атм. (1,47 МПа).

3. Турбины типа «Р» - противодействия, которые применяют в том случае, когда преобладает технологическая нагрузка промышленных предприятий.

*Пример обозначения:*

**Р – 100-130/15**

**Р** – турбина противодействия;

**100** – мощность турбины, МВт;

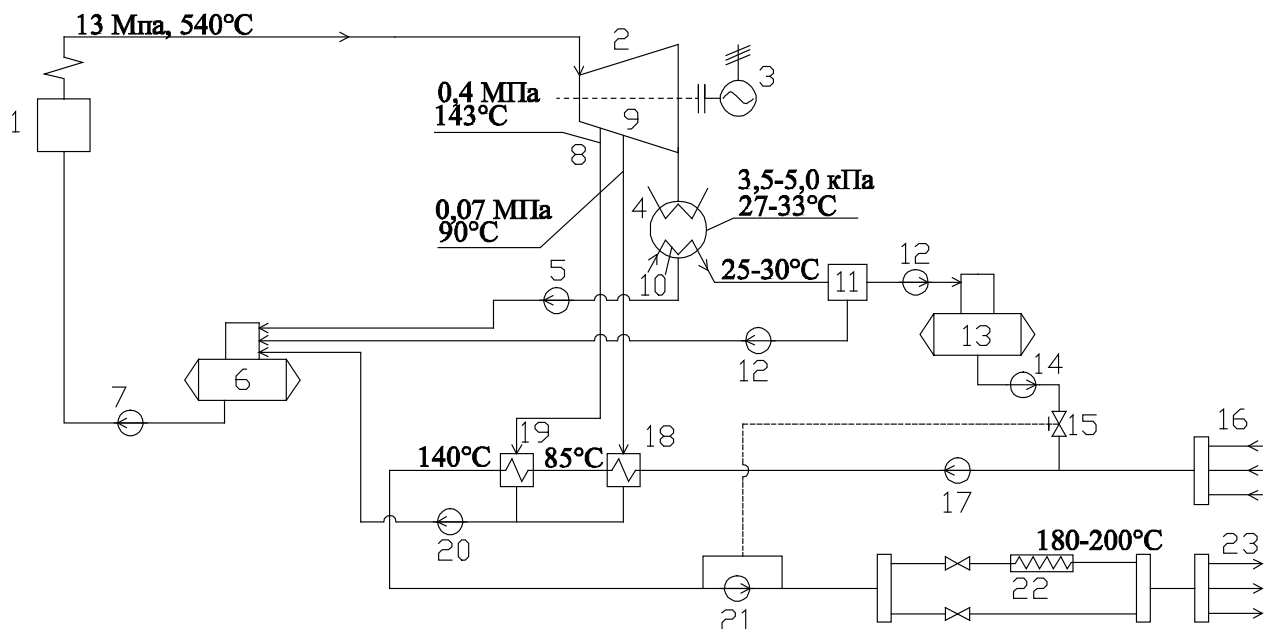
**130** – давление пара на входе в турбину, атм. (12,7 МПа);

**15** – противодействие (давление на выходе из турбины), атм. (1,47 МПа).

### 3.3.2 Технологическая схема теплоподготовительной установки на базе турбины «Т»

В теплоподготовительной установке на базе турбины типа «Т» предусмотрены три ступени подогрева сетевой воды (см. рис. 3.7):

- теплофикационный подогреватель нижнего отбора пара (подогрев до 85°C);
- теплофикационный подогреватель верхнего отбора пара (до 140°C);
- пиковый водогрейный котел (до 180-200 °С).



*Рисунок 3.7 – Технологическая схема теплоподготовительной установки на базе турбины «Т»*

Обозначения к рисунку 3.7:

**1** – парогенератор;

**2** – паровая турбина;



- 3** – электрогенератор;
- 4** – конденсатор паровой турбины;
- 5** – конденсатный насос;
- 6** – деаэратор для подготовки котловой питательной воды;
- 7** – питательный насос;
- 8 и 9** – верхний и нижний теплофикационный отборы пара;
- 10** – встроенный в конденсатор теплофикационный пучок труб для подогрева воды перед ХВО;
- 11** – ХВО;
- 12** – насосы ХВО;
- 13** – деаэратор для подготовки сетевой подпиточной воды;
- 14** – подпиточный насос;
- 15** – регулятор подпитки (импульс давления для регулирования снимается на перемычке между всасывающим и нагнетающим патрубками сетевого насоса).
- 16** – обратный коллектор ТЭЦ для сетевой воды;
- 17** – бустерный (вспомогательный) насос для предварительного повышения давления сетевой воды с целью преодоления гидравлического сопротивления сетевых подогревателей;
- 18 и 19** – сетевые подогреватели нижнего и верхнего отборов пара;
- 20** – дренажный насос;
- 21** – сетевой насос;
- 22** – пиковый водогрейный котел (применяют в том случае, когда нагрев воды в сетевых подогревателях недостаточный);
- 23** – подающий коллектор ТЭЦ.

### **3.3.3 Технологическая схема теплоподготовительной установки на базе турбины «ПТ»**

В теплоподготовительной установке на базе турбины «ПТ» предусмотрены 4 ступени подогрева сетевой воды (см. рис. 3.8):

- встроенный в конденсатор теплофикационный пучок труб (до 65-70<sup>o</sup>C);
- теплофикационный подогреватель нижнего отбора пара (до 85<sup>o</sup>C);
- теплофикационный подогреватель верхнего отбора пара (до 140 <sup>o</sup>C);
- пиковый водогрейный котел (до 180-200 <sup>o</sup>C).

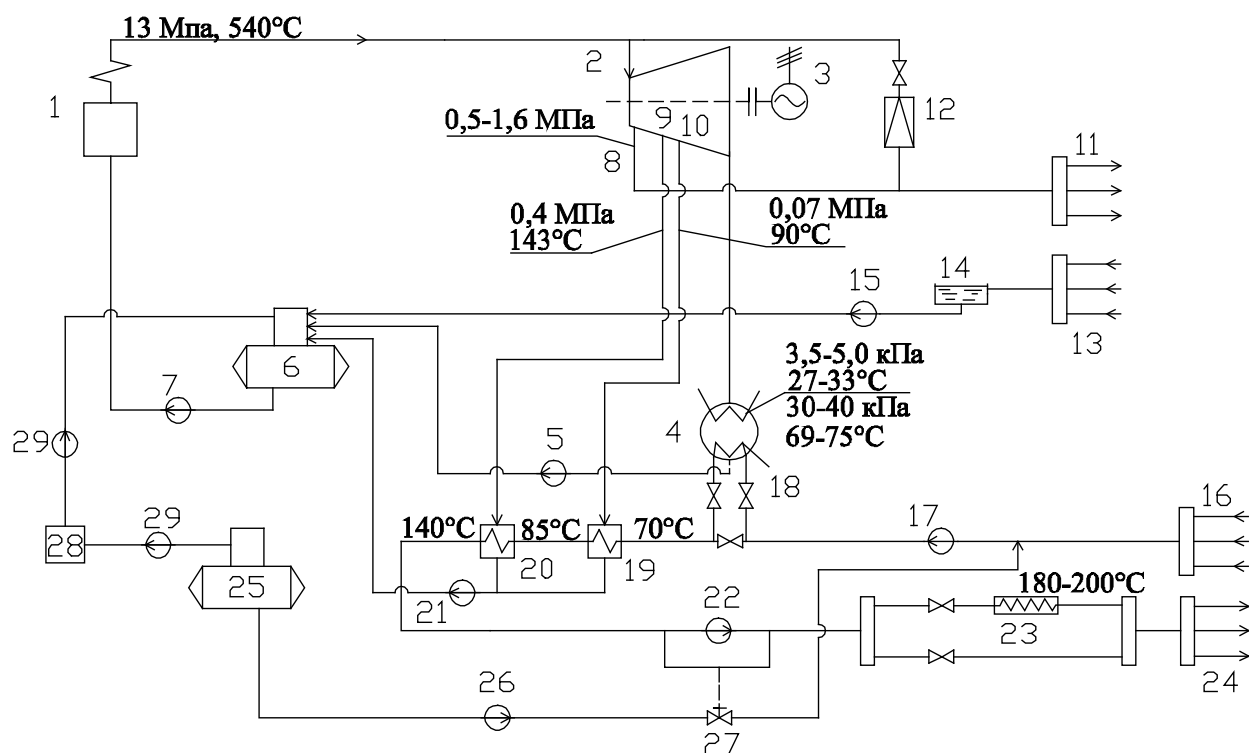


Рисунок 3.8 – Технологическая схема теплоподготовительной установки на базе турбины «ПТ»

Обозначения к рисунку 3.8:

- 1 – парогенератор;
- 2 – паровая турбина;
- 3 – электрогенератор;
- 4 – конденсатор паровой турбины;
- 5 – конденсатный насос;
- 6 – деаэратор для подготовки котловой питательной воды;
- 7 – питательный насос;
- 8 – промышленный отбор пара;
- 9 и 10 – верхний и нижний теплофикационные (отопительные) отборы пара;
- 11 – паровой коллектор ТЭЦ для промышленного потребления пара;
- 12 – РОУ для пиковой или резервной подачи пара на промышленное потребление;
- 13 – конденсатный коллектор;
- 14 – резервуар для сбора и контроля за качеством конденсата;
- 15 – конденсатный насос для подачи конденсата в деаэратор;
- 16 – обратный коллектор ТЭЦ;
- 17 – бустерный насос;

**18** – встроенный в конденсатор теплофикационный пучок труб для предварительного подогрева сетевой воды путем ухудшения вакуума в конденсаторе до 30-40 кПа;

**19** и **20** – сетевые подогреватели нижнего и верхнего отборов пара;

**21** – дренажный насос;

**22** – сетевой насос;

**23** – пиковый водогрейный котел;

**24** – подающий коллектор ТЭЦ;

**25** – деаэратор для подготовки сетевой подпиточной воды;

**26** – подпиточный насос;

**27** – регулятор подпитки;

**28** – ХВО;

**29** – насосы ХВО.

### **3.4 Технико-экономические показатели ТЭЦ**

Технико-экономические показатели ТЭЦ также, как и для котельных (см. 2.3.3), разделяются на три группы: энергетические, экономические и эксплуатационные, которые, соответственно, предназначены для оценки технического уровня, экономичности и качества эксплуатации ТЭЦ.

#### **3.4.1 Расходы топлива и к.п.д. ТЭЦ**

Расход топлива на ТЭЦ складывается из двух частей:

$$B_{\text{ТЭЦ}} = B_{\text{т}} + B_{\text{э}}, \quad (3.1)$$

где  $B_{\text{т}}$  – расход топлива на выработку тепловой энергии, отпускаемой внешнему потребителю;

$B_{\text{э}}$  – расход топлива на выработку электроэнергии.

Расход топлива на выработку тепловой энергии  $B_{\text{т}}$  определяется соотношением:

$$B_{\text{т}} = B_{\text{ТЭЦ}} \cdot (Q_{\text{отп}}/Q_{\text{кот.ТЭЦ}}), \quad (3.2)$$

где  $Q_{\text{отп}}$  – количество теплоты, отпускаемой внешнему потребителю с ТЭЦ;

$Q_{\text{кот.ТЭЦ}}$  – количество теплоты, выработанной котельным цехом ТЭЦ в виде пара:

$$Q_{\text{кот.ТЭЦ}} = D_{\text{кот.ТЭЦ}} \cdot (i_{\text{п}} - i_{\text{пв}}), \quad (3.3)$$

здесь  $D_{\text{кот.тэц}}$  – количество пара, получаемого в котельном цехе ТЭЦ;

$i_{\text{п}}$  – энтальпия получаемого пара;

$i_{\text{пв}}$  – энтальпия питательной воды.

Количество теплоты, отпускаемое с ТЭЦ внешнему потребителю  $Q_{\text{отп}}$ , в общем случае складывается из трех составляющих (см. рис. 3.9):

$$Q_{\text{отп}} = Q_{\text{р}} + Q_{\text{отб}} + Q_{\text{роу}}, \quad (3.4)$$

где  $Q_{\text{р}}$ ,  $Q_{\text{отб}}$ ,  $Q_{\text{роу}}$  – количество теплоты, отпускаемой, соответственно, от турбины противодавления, из отборов турбины и через РОУ.

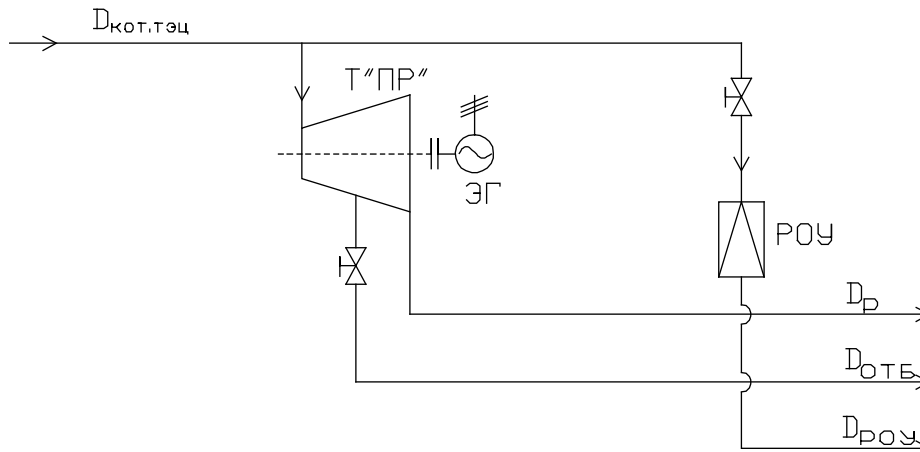


Рисунок 3.9 – Поток теплоты, отпускаемой с ТЭЦ внешнему потребителю

Обозначения к рисунку 3.9:

Т «ПР» - турбина противодавления (Р) с промышленным отбором пара (П);

$D_{\text{р}}$ ,  $D_{\text{отб}}$ ,  $D_{\text{роу}}$  - соответственно, расходы пара от турбины, из отбора и через РОУ.

Потоки теплоты, отпускаемой внешнему потребителю, в соответствии с расходам пара  $D_{\text{р}}$ ,  $D_{\text{отб}}$ ,  $D_{\text{роу}}$ :

$$Q_{\text{р}} = D_{\text{р}} \cdot (i_{\text{р}} - i_{\text{к}}); \quad (3.5)$$

$$Q_{\text{отб}} = D_{\text{отб}} \cdot (i_{\text{отб}} - i_{\text{к}}); \quad (3.6)$$

$$Q_{\text{роу}} = D_{\text{роу}} \cdot (i_{\text{роу}} - i_{\text{к}}), \quad (3.7)$$

где  $i_{\text{р}}$ ,  $i_{\text{отб}}$ ,  $i_{\text{роу}}$  – энтальпии соответствующих потоков пара;

$i_{\text{к}}$  – энтальпия конденсата использованного у потребителя пара.

Разделение расхода топлива  $V_{\text{тэц}}$  на  $V_{\text{т}}$  и  $V_{\text{э}}$  осуществляется в следующей последовательности:

- определяется фактический расход топлива на ТЭЦ  $V_{\text{тэц}}$  по результатам работы станции, а в случае проектирования ТЭЦ расход топлива принимается в соответствии с заданием на проектирование;

- вычисляется количество теплоты, выработанной в котельном цехе ТЭЦ  $Q_{\text{кот.тэц}}$ , по формуле (3.3);

- вычисляется количество теплоты, отпущенной внешнему потребителю  $Q_p$ ,  $Q_{отб}$ ,  $Q_{роу}$  и  $Q_{отп}$ , по формулам (3.5)-(3.7) и (3.4);
- вычисляется количество топлива, затраченного на выработку тепловой энергии, отпускаемой внешнему потребителю  $B_T$ , по формуле(3.2);
- вычисляется количество топлива, затраченного на выработку электроэнергии, по разности:

$$B_э = B_{тэц} - B_T. \quad (3.8)$$

Удельные расходы топлива на выработку тепловой и электрической энергии определяется из соотношений:

$$b_{отп}^T = \frac{B_T}{Q_{отп}}; \quad b_{отп}^э = \frac{B_э}{Э_{отп}}, \quad (3.9, 3.10)$$

где  $Э_{отп}$  – количество электроэнергии, отпущенной со станции внешнему потребителю.

К.п.д. станции при выработке тепловой и электрической энергии определяется соотношениями:

$$\eta_{тэц}^T = \frac{Q_{отп}}{B_T \cdot Q_H^P}; \quad \eta_{тэц}^э = \frac{3600 \cdot Э_{отп}}{B_э \cdot Q_H^P}. \quad (3.11, 3.12)$$

К.п.д. станции по обоим энергоносителям, отпускаемым внешним потребителям, определяется соотношением:

$$\eta_{тэц} = \frac{3600 \cdot Э_{отп} + Q_{отп}}{B_{тэц} \cdot Q_H^P}. \quad (3.13)$$

### 3.4.2 Коэффициент теплофикации

Тепловая нагрузка на ТЭЦ непрерывно изменяется, например, вследствие изменения температуры наружного воздуха. Рассчитывать отборы турбины на максимальную тепловую нагрузку, соответствующую наиболее низкой температуре наружного воздуха, нецелесообразно, т.к. значительную часть времени отборы будут недогружены. Отборы турбины рассчитывают на *базисную тепловую нагрузку*, которая близка к средней тепловой нагрузке. Нагрузка сверх базисной обеспечивается пиковыми источниками теплоты: пиковые водогрейные котлы и РОУ (см. 3.3.2 и 3.3.3).

Доля максимальной тепловой нагрузки, удовлетворяемой из отборов турбины, называется *коэффициентом теплофикации*:

$$\alpha_{\text{тэц}} = \frac{Q_{\text{отб}}^{\text{м}}}{Q_{\text{тэц}}^{\text{м}}}, \quad (3.14)$$

где  $Q_{\text{тэц}}^{\text{м}}$  – максимальная тепловая нагрузка на ТЭЦ;

$Q_{\text{отб}}^{\text{м}}$  – часть максимальной тепловой нагрузки, удовлетворяемая из отборов турбины.

От значения  $\alpha_{\text{тэц}}$  зависит выбор оборудования (основного и резервного) и эффективность использования оборудования.

Оптимальные значения  $\alpha_{\text{тэц}}$ , в первую очередь, зависят от вида преобладающей тепловой нагрузки на ТЭЦ:

- при технологической нагрузке  $\alpha_{\text{тэц}}^{\text{отп}} = 0,7 \div 0,8$ ;
- при отопительной нагрузке  $\alpha_{\text{тэц}}^{\text{отп}} = 0,4 \div 0,6$ .

### 3.4.3 Экономические показатели

К числу основных экономических показателей относят:

1. *Капитальные затраты*  $K_{\text{тэц}}$  – сумма затрат, связанных с сооружением новой или реконструкции существующих ТЭЦ.
2. *Удельные капитальные затраты* (показатель удельной стоимости) – затраты, отнесенные к единице установленной мощности станции:

$$k_{\text{уд}} = \frac{K_{\text{тэц}}}{N_{\text{уст}}}. \quad (3.15)$$

Удельные капитальные затраты  $k_{\text{уд}}$  позволяют определить ориентировочную сумму затрат на сооружения вновь проектируемой станции  $K_{\text{тэц}}^{\text{пр}}$  по аналогу:

$$K_{\text{тэц}}^{\text{пр}} = k_{\text{уд}}^{\text{ан}} \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр}}, \quad (3.16)$$

где  $k_{\text{уд}}^{\text{ан}}$  – удельные капитальные затраты на сооружение аналогичной ТЭЦ.

3. *Себестоимости тепловой  $C_{\text{т}}$  и электрической  $C_{\text{э}}$  энергий*, отпускаемых с ТЭЦ внешним потребителям:

$$C_{\text{т}} = \frac{(\Sigma Z_{\text{т}})_{\text{год}}}{Q_{\text{отп}}^{\text{год}}}, \quad (3.17)$$

$$C_{\text{э}} = \frac{(\Sigma Z_{\text{э}})_{\text{год}}}{\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{год}}}, \quad (3.18)$$

где  $(\Sigma Z_{\text{т}})_{\text{год}}$  и  $(\Sigma Z_{\text{э}})_{\text{год}}$  – затраты на выработку тепловой и электрической энергии в течение года;

$Q_{\text{отп}}^{\text{год}}$  и  $\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{год}}$  - количества тепловой и электрической энергий, отпущенных внешнему потребителю в течении года.

### 3.4.4 Эксплуатационные показатели

Эксплуатационные показатели, в частности, включают:

1. *Коэффициент использования установленной мощности станции* – отношение фактически выработанной электроэнергии в течение года к максимально возможной выработке:

$$k_{\text{уст}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{год}}}{8760 \cdot N_{\text{уст}}}, \quad (3.19)$$

где 8760 – число часов в году;

$\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{год}}$  - годовая выработка электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{год}} = \mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{год}} + \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{год}}, \quad (3.20)$$

здесь  $\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{год}}$  - годовой расход электроэнергии на собственные нужды станции.

2. *Число часов использования установленной мощности станции:*

$$\tau_{\text{уст}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{год}}}{N_{\text{уст}}}. \quad (3.21)$$

3. *Штатный коэффициент* – количество обслуживающего персонала станции, приходящегося на единицу установленной мощности.

4. *Коэффициент готовности и коэффициент использования оборудования:*

$$k_{\text{гот}} = \tau_{\text{р}} / (\tau_{\text{р}} + \tau_{\text{ав}}); \quad (3.22)$$

$$k_{\text{исп}} = \tau_{\text{р}} / (\tau_{\text{р}} + \tau_{\text{ав}} + \tau_{\text{рем}}), \quad (3.23)$$

Где  $\tau_{\text{р}}$ ,  $\tau_{\text{ав}}$  и  $\tau_{\text{рем}}$  – соответственно, время нахождения оборудования в рабочем состоянии, в нерабочем (аварийном) и продолжительность ремонтов.

## 3.5 Теплоподготовительные установки ТЭЦ

### 3.5.1 Редукционно-охладительные установки (РОУ)

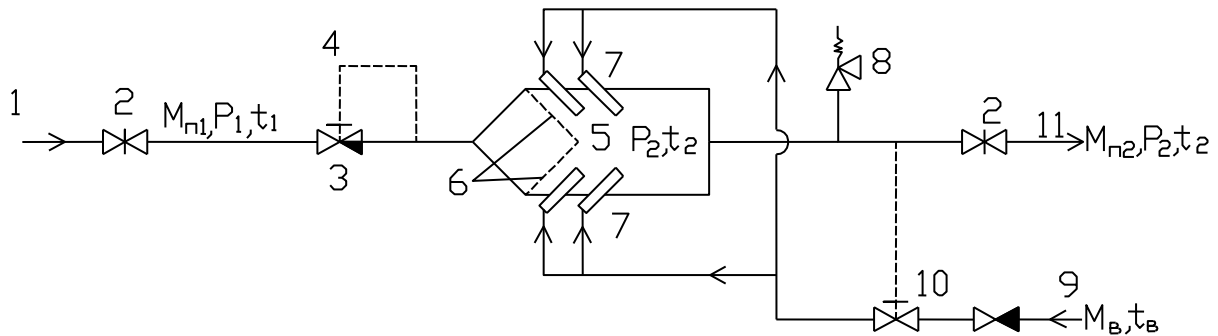
РОУ (см. рис. 3.10) предназначены для снижения давления и температуры пара с целью:

- обеспечения систем теплоснабжения резервным паром (непосредственно из паровых котлов) в случае остановки теплофикационных паровых турбин или

появления пиковых тепловых нагрузок;

- корректировки параметров пара из отборов турбин или турбин противо-давления до значений, необходимых потребителю.

При теплоснабжении от котельных (см.2.2) РОУ обеспечивают снижение давления и температуры пара до значений, необходимых потребителям.



**1** – подача первичного (острого) пара; **2** – паровые задвижки; **3** – редуционный клапан; **4** – регулятор давления; **5** – охладитель пара; **6** – решетка для глушения шума при редуцировании пара; **7** – сопла для впрыска охлаждающей воды; **8** – предохранительный клапан; **9** – подача охлаждающей воды; **10** – регулятор температуры пара.; **11** – выход редуцированного (мятого) пара.

*Рисунок 3.10 – Принципиальная схема РОУ*

Редуцирование пара производится в дроссельном клапане и, частично, в решетке для глушения шума. Регулирование давления пара осуществляется по импульсу давления пара после дроссельного клапана путем изменения площади проходного сечения дросселя. Охладитель представляет собой трубу значительной протяженности, в которой после впрыска охлаждающей воды через сопла происходит испарение воды и усреднение температуры охлажденного пара. Температура пара регулируется изменением расхода охлаждающей воды. В качестве охлаждающей воды используется котловая питательная вода. Давление и температуру пара после РОУ регулируют автоматически.

При расчете РОУ обычно заданы: давление  $P_2$ , температура  $t_2$  и расход отпускаемого потребителю редуцированного пара  $M_{n2}$ , а также параметры первичного пара  $P_1, t_1$  и температура охлаждающей воды  $t_{e1}$ .

Расчет РОУ сводится к определению расходов первичного пара  $M_{n1}$  и охлаждающей воды  $M_e$ . Расчет выполняется на основе теплового и материального балансов РОУ.

Уравнение теплового баланса РОУ можно представить в следующем виде:

$$M_{n1}i_{n1} + M_e i_{e1} = M_{n2}i_{n2} + (1 - \varphi)M_e i_{e2}, \quad (3.24)$$



где  $M_{п1}$  - расход первичного пара;

$i_{п1}$  - энтальпия первичного пара, определяемая по таблицам или  $is$ -диаграмме водяного пара в соответствии с  $P_1, t_1$ ;

$M_в$  - расход охлаждающей воды;

$i_{в1}$  - энтальпия охлаждающей воды ( $i_{в1} = c_в t_{в1}$ , здесь  $c_в$  - теплоемкость воды,  $t_{в1}$  - температура охлаждающей воды);

$M_{п2}$  - расход пара на выходе из РОУ;

$i_{п2}$  - энтальпия пара на выходе из РОУ, определяемая по таблицам или  $is$ -диаграмме водяного пара для насыщенного пара при давлении  $P_2$ ;

$\varphi$  - коэффициент, учитывающий количество охлаждающей воды, испарившейся в РОУ,  $\varphi = 0,65 \div 0,7$ ;

$i_{в2}$  - энтальпия воды, не испарившейся в охладителе РОУ и отведенной из РОУ с температурой, равной температуре насыщения при давлении редуцированного пара  $P_2$  ( $i_{в2} = c_в t_2$ ).

Уравнение материального баланса РОУ представляется в следующем виде:

$$M_{п1} + M_в = M_{п2} + (1 - \varphi)M_в. \quad (3.25)$$

Решение уравнение (3.25) относительно  $M_{п1}$  дает формулу для определения расхода первичного пара:

$$M_{п1} = M_{п2} - \varphi M_в. \quad (3.26)$$

Подстановка выражения (3.26) в уравнение (3.24) и решение уравнения (3.24) относительно  $M_в$  дает формулу для вычисления расхода охлаждающей воды:

$$M_в = \frac{M_{п2}(i_{п1} - i_{п2})}{\varphi i_{п1} + (1 - \varphi)i_{в2} - i_{в1}}. \quad (3.27)$$

При расчете РОУ, по формуле (3.27) определяется расход охлаждающей воды, а затем по формуле (3.26) расход первичного пара.

### 3.5.2 Сетевые подогреватели

Сетевые подогреватели предназначены для подогрева сетевой воды паром из отборов турбин ТЭЦ или непосредственно из паровых котлов котельных (см. 2.2.2 и 2.2.3).

Наиболее применяемыми являются поверхностные трубчатые пароводяные подогреватели с вертикальным и горизонтальным расположением корпуса.

На ТЭЦ и в паровых котельных для подогрева сетевой воды устанавливают пароводяные подогреватели типов ПСВ и ПСГ (подогреватели вертикальные и горизонтальные), причем для более мощных установок применяют горизонтальные подогреватели. Схемы подогревателей представлены на рисунках 3.11 и 3.12.

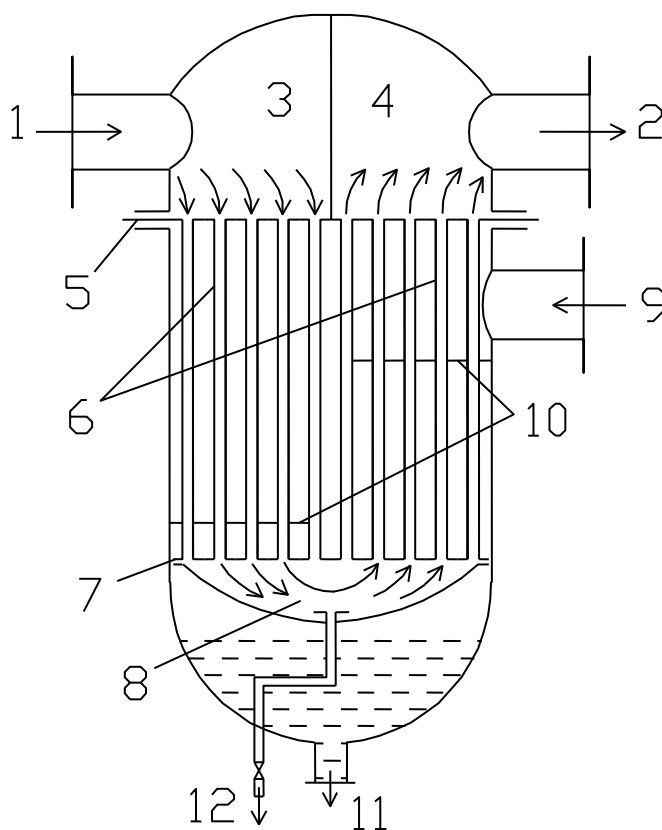


Рисунок 3.11 – Вертикальный подогреватель сетевой воды

Обозначения к рисунку 3.11:

- 1 и 2 – входной и выходной патрубки сетевой воды;
- 3 и 4 – входная и выходная водяные камеры;
- 5 – верхняя (неподвижная) трубная доска;
- 6 – теплообменные трубки;
- 7 – нижняя свободная для перемещения трубная доска (перемещение обусловлено температурным расширением трубок);
- 8 – поворотная водяная камера;
- 9 – патрубок для входа пара;

**10** – направляющие перегородки для пара, обеспечивающие также снижение вибрации трубок;

**11** – патрубок для выпуска конденсата;

**12** – патрубок для слива сетевой воды из подогревателя.

Основные технические характеристики вертикальных пароводяных подогревателей типа ПСВ:

Номинальный расход сетевой воды	800÷1800 т/ч
Рабочее давление воды	1,5÷2,3 МПа
Рабочее давление пара	0,7÷1,4 МПа
Максимальная температура нагрева сетевой воды	150÷180 °С
Максимальная температура пара	350÷400 °С
Площадь поверхности нагрева	200÷500 м <sup>2</sup>
Диаметр корпуса	1232÷1640 мм
Общая высота подогревателя	5540÷7340 мм

Пример обозначения:

**ПСВ – 200 – 7 – 15**

**ПСВ** – подогреватель сетевой вертикальный;

**200** – площадь поверхности нагрева, м<sup>2</sup>;

**7** – давление пара, атм. (0,69 МПа);

**15** – давление воды, атм. (1,47 МПа).

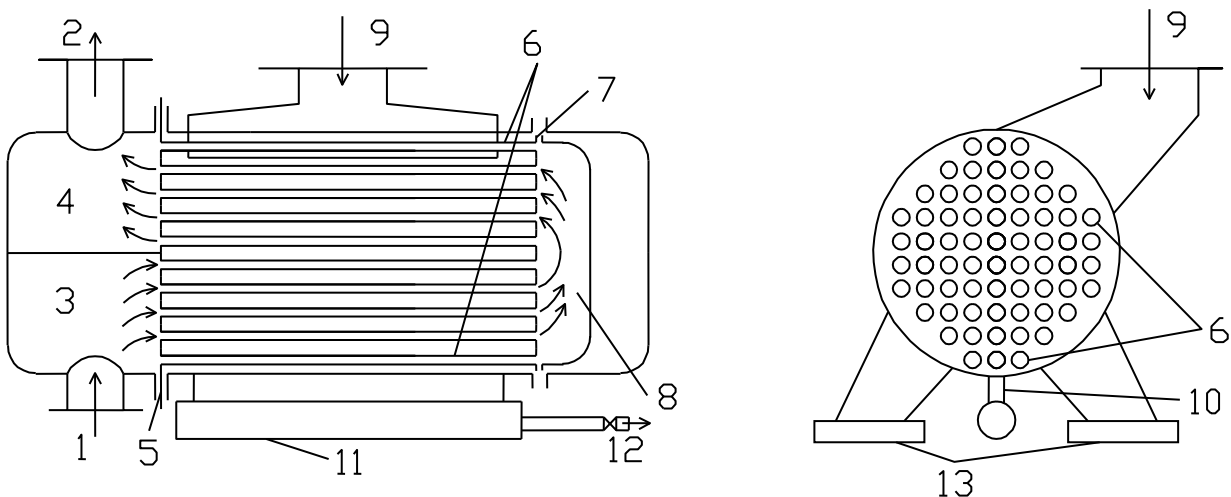


Рисунок 3.12 – Горизонтальный подогреватель сетевой воды

Обозначения к рисунку 3.12:

**1** и **2** – входной и выходной патрубки сетевой воды;

- 3 и 4 – входная и выходная водяные камеры;
- 5 – неподвижная трубная доска;
- 6 – теплообменные трубки;
- 7 – свободная для перемещения трубная доска;
- 8 – поворотная водяная камера;
- 9 – патрубок для входа пара;
- 10 – щелевой патрубок для отвода конденсата (предотвращает вскипание конденсата при снижении давления пара в паровом пространстве подогревателя);
- 11 – конденсатосборник;
- 12 – конденсатопровод;
- 13 – опоры подогревателя.

Основные технические характеристики горизонтальных пароводяных подогревателей типа ПСГ:

Номинальный расход сетевой воды	1500÷7200 т/ч
Допустимое давление воды	0,8 МПа
Рабочее давление пара	0,05÷0,25 МПа
Максимальная температура нагрева сетевой воды	120 °С
Максимальная температура пара	127 °С
Площадь поверхности нагрева	800÷5000 м <sup>2</sup>

*Пример обозначения:*

**ПСГ – 800 – 3 – 8**

**ПСГ** – подогреватель сетевой горизонтальный;

**800** – площадь поверхности нагрева, м<sup>2</sup>;

**3** – максимальное давление пара, атм. (0,29 МПа);

**8** – допустимое давление воды, атм. (0,78 МПа).

### 3.5.3 Пример выбора сетевого подогревателя

#### Задание

Подобрать сетевой подогреватель теплоподготовительной установки ТЭЦ и выполнить поверочный тепловой расчет сетевого подогревателя, используя данные таблицы, при условии, что к.п.д. сетевого подогревателя  $\eta_{сп} = 0,98$ ; коэффициент теплопередачи сетевого подогревателя  $k_{сп} = 2600$  Вт/м<sup>2</sup>К.

## Исходные данные

Наименование показателей	Варианты		
	1	2	3
Расход сетевой воды $M_{св}$ , т/ч	300	325	350
Температура сетевой воды:			
– обратной $t_{обр}$ , °С	60	65	70
– подающей $t_{под}$ , °С	110	115	120
Давление в отопительном отборе $P_{отб}$ , МПа	0,18	0,20	0,22

## Решение

*Выбор сетевого подогревателя* для теплоподготовительной установки ТЭЦ включает: определение площади поверхности нагрева и расхода греющего пара, выбор серийного подогревателя по каталогу завода-изготовителя и тепловой поверочный расчет выбранного подогревателя.

Площадь поверхности нагрева определяется по формуле:

$$F_n = \frac{10^3 \cdot Q_{сн}}{k_{сн} \cdot \Delta t_{ср.л.}}, \quad (1)$$

где  $Q_{сн}$  – тепловая нагрузка подогревателя, кВт;

$\Delta t_{ср.л.}$  – среднелогарифмический температурный напор в подогревателе, °С;

$k_{сн}$  – коэффициент теплопередачи в подогревателе, в соответствии с заданием 2600 Вт/м<sup>2</sup>·К.

Тепловая нагрузка подогревателя определяется с водяной стороны:

$$Q_{сн} = \frac{M_{св} \cdot 10^3}{3600} \cdot (t_{под} - t_{обр}) \cdot C_p, \quad (2)$$

где  $C_p$  – средняя изобарная теплоемкость воды, принимается 4,19 кДж/(кг·К).

Среднелогарифмический температурный напор определяется выражением:

$$\Delta t_{ср.л.} = \frac{\Delta t_б - \Delta t_м}{\ln \frac{\Delta t_б}{\Delta t_м}} = \frac{(t_{отб} - t_{обр}) - (t_{отб} - t_{под})}{\ln \frac{t_{отб} - t_{обр}}{t_{отб} - t_{под}}}, \quad (3)$$

где  $\Delta t_б$ ,  $\Delta t_м$  – больший и меньший температурные напоры между теплоносителями, °С;

$t_{отб}$  – температура насыщенного отборного пара, определяется в соответствии с давлением пара в отопительном отборе  $P_{отб}$  по таблицам свойств водяного пара, °С.

Результаты расчета

Показатели	Формула для расчета	Варианты		
		1	2	3
$M_{св}$ , т/ч	по заданию	300	325	350
$t_{нод}$ , °С	по заданию	110	115	120
$t_{обр}$ , °С	по заданию	60	65	70
$t_{отб}$ , °С	по таблицам водяного пара	117	120	123
$k_{сп}$ , Вт/(м <sup>2</sup> ·К)	по заданию	2600	2600	2600
$\Delta t_{ср.л.}$ , °С	(3)	24	22	18
$Q_{сп}$ , кВт	(2)	17458	18913	20368
$F_n$ , м <sup>2</sup>	(1)	282	349	450

Расход греющего отборного пара определяется по формуле:

$$D_{от} = \frac{3600 \cdot Q_{сн}}{(i_{отб} - i'_{отб}) \cdot \eta_{сн} \cdot 10^3}, \quad (4)$$

где  $i_{отб}$  – энтальпия сухого насыщенного отборного пара, определяется в соответствии с давлением пара в отопительном отборе  $P_{отб}$  по таблицам свойств водяного пара, кДж/кг;

$i'_{отб}$  – энтальпия конденсата греющего отборного пара, определяется в соответствии с давлением пара в отопительном отборе  $P_{отб}$  по таблицам свойств водяного пара, кДж/кг.

Результаты расчета

Показатели	Формула для расчета	Варианты		
		1	2	3
$i_{отб}$ , кДж/кг	по таблицам водяного пара	2702	2707	2711
$i'_{отб}$ , кДж/кг	по таблицам водяного пара	491	505	518
$D_{от}$ , т/ч	(4)	29,01	31,55	34,12

Выбор серийного подогревателя производится по данным, приведенным в приложении А, из числа вертикальных пароводяных подогревателей сетевой

воды типа ПСВ. Критериями выбора подогревателя являются: вычисленная поверхность нагрева  $F_n$  и давление греющего отборного пара  $P_{отб}$ .

Технические характеристики выбранного подогревателя

Показатели	Варианты		
	1	2	3
Типоразмер	ПСВ-315-3-23	ПСВ-315-3-23	ПСВ-500-3-23
Поверхность нагрева по типоразмеру $F_n^{mp}$ , м <sup>2</sup>	315	315	500
Количество трубок $Z$ , шт.	1212	1212	1930
Длина трубок $l_T$ , мм	4545	4545	4545
Число ходов воды, $n$	2	2	2
Материал трубок	латунь	латунь	латунь
Наружный диаметр трубок $d_n$ , мм	19	19	19
Внутренний диаметр трубок $d_{вн}$ , мм	17,5	17,5	17,5
Площадь проходного сечения по воде, $S_p$ , м <sup>2</sup>	0,1380	0,1380	0,2190
Расчетное давление в трубках (вода) $P_v$ , МПа	2,3	2,3	2,3
Расчетное давление в корпусе (пар) $P_p$ , МПа	0,3	0,3	0,3
Расчетные температуры воды:			
– на входе $t_{вх}$ , °С	70	70	70
– на выходе $t_{вых}$ , °С	120	120	120

*Поверочный тепловой расчет подогревателя.*

Скорость воды в трубках подогревателя определяется выражением:

$$w_g = \frac{10^3 \cdot M_{св}}{3600 \cdot \rho_g \cdot \frac{\pi \cdot d_{вн}^2 \cdot Z}{4 \cdot n}}, \quad (5)$$

где  $\rho_v$  – плотность воды (кг/м<sup>3</sup>) при средней температуре нагреваемой воды (см. приложение Б):

$$\bar{t}_g = (t_{обп} + t_{под}) / 2. \quad (6)$$

Коэффициент теплоотдачи от стенки к воде  $\alpha_v$  вычисляется по формуле для принудительного движения жидкости внутри канала:

$$Nu_b = 0,021 \cdot Re_g^{0,8} \cdot Pr_g^{0,4} \cdot \varepsilon_l;$$

$$\frac{\alpha_v \cdot d_{вн}}{\lambda_g} = 0,021 \cdot \left( \frac{w_g \cdot d_{вн}}{\nu_g} \right)^{0,8} \cdot Pr_g^{0,4} \cdot \left( 1 + \frac{2}{l_T / d_{вн}} \right);$$

$$\alpha_{\epsilon} = \frac{\lambda_{\epsilon}}{d_{\text{вн}}} \cdot 0,021 \cdot \left( \frac{w_{\epsilon} \cdot d_{\text{вн}}}{\nu_{\epsilon}} \right)^{0,8} \cdot \text{Pr}_{\epsilon}^{0,4} \cdot \left( 1 + \frac{2 \cdot d_{\text{вн}}}{l_{\text{т}}} \right), \quad (7)$$

где  $\text{Nu}_{\epsilon}$  и  $\text{Re}_{\epsilon}$  – числа подобия Нуссельта и Рейнольдса для потока нагреваемой в трубках воды:

$$\text{Nu}_{\epsilon} = \frac{\alpha_{\epsilon} \cdot d_{\text{вн}}}{\lambda_{\epsilon}}; \quad (8)$$

$$\text{Re}_{\epsilon} = \frac{w_{\epsilon} \cdot d_{\text{вн}}}{\nu_{\epsilon}}, \quad (9)$$

$\text{Pr}_{\epsilon}$  – число Прандтля при средней температуре нагреваемой воды;

$\epsilon_l$  – поправочный коэффициент, определяемый выражением:

$$\epsilon_l = 1 + \frac{2}{l_{\text{т}} / d_{\text{вн}}}. \quad (10)$$

Значение коэффициента теплопроводности  $\lambda_{\text{в}}$ , коэффициента кинематической вязкости  $\nu_{\text{в}}$  и числа Прандтля  $\text{Pr}_{\text{в}}$  определяются при средней температуре нагреваемой воды по данным, приведенным в приложении Б.

Коэффициент теплоотдачи от пара к стенкам трубок  $\alpha_{\text{п}}$  определяется методом последовательного приближения по формуле Нуссельта:

$$\alpha_{\text{п}} = 0,943 \cdot \sqrt[4]{\frac{r \cdot 10^3 \cdot \rho_{\text{к}}^2 \cdot g \cdot \lambda_{\text{к}}^3}{\mu_{\text{к}} \cdot (t_{\text{омб}} - t_{\text{с}}) \cdot l_{\text{т}}}}, \quad (11)$$

где  $r$  – теплота конденсации греющего пара при давлении  $P_{\text{отб}}$ , определяемая по таблицам свойств водяного пара;

$\rho_{\text{к}}$ ,  $\lambda_{\text{к}}$ ,  $\mu_{\text{к}}$  – соответственно, плотность, коэффициент теплопроводности и коэффициент динамической вязкости пленки конденсата, определяются по данным, приведенным в приложении В, при средней температуре конденсата:

$$\bar{t}_{\text{к}} = (t_{\text{с}} + t_{\text{омб}}) / 2, \quad (12)$$

здесь  $t_{\text{с}}$  – температура стенки трубок.

Значение температуры стенки  $t_{\text{с}}$  и соответственно температурного напора пленки конденсата  $\Delta t_{\text{пл}} = (t_{\text{омб}} - t_{\text{с}})$  в формуле (11) неизвестны, что требует вычисления методом последовательного приближения.

Принимается с последующей проверкой:

$$\Delta t_{\text{пл}} = t_{\text{омб}} - t_{\text{с}} = 4^{\circ} \text{C}, \quad (13)$$

$$t_{\text{с}} = t_{\text{омб}} - 4. \quad (14)$$

Формулу Нуссельта (11) можно представить в следующем виде:

$$\alpha_{\text{п}} = A \cdot \Delta t_{\text{пл}}^{-0,25}, \quad (15)$$

где



$$A = 0,943 \cdot \sqrt[4]{\frac{r \cdot 10^3 \cdot \rho_k^2 \cdot g \cdot \lambda_k^3}{\mu_k \cdot l_T}}. \quad (16)$$

Удельный тепловой поток через пленку конденсата составит:

$$q_{пл} = \frac{10^3 \cdot Q_{cn}}{F_n^{mp}} = \alpha_n \cdot \Delta t_{пл} = A \cdot \Delta t_{пл}^{0,75}. \quad (17)$$

Из уравнения (17) градиент температур в пленке конденсата  $\Delta t$  определяется выражением:

$$\Delta t_{пл} = 0,75 \sqrt[0,75]{\frac{10^3 \cdot Q_{cn}}{F_n^{mp} \cdot A}}. \quad (18)$$

Расчетное значение  $\Delta t_{пл}$  по формуле (18) сравниваются с принятым значением  $\Delta t_{пл} = 4 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Расхождение  $\Delta t_{пл}$  с первоначально принятым значением  $\Delta t_{пл} = 4 \text{ }^\circ\text{C}$  невелико (см. результаты расчета), поэтому корректировки значений,  $\rho_k$ ,  $\lambda_k$ ,  $\mu_k$  и соответствующего пересчета  $\alpha_n$  не требуется.

Коэффициент теплопередачи определяется по формуле:

$$k'_{cn} = 1 / \left( \frac{1}{\alpha_n} + \frac{\delta_c}{\lambda_c} + \frac{\delta_n}{\lambda_n} + \frac{1}{\alpha_g} \right), \quad (19)$$

где  $\delta_c$  – толщина стенки трубок подогревателя,  $\delta_c = 0,00075 \text{ м}$ ;

$\lambda_c$  – теплопроводность латунных стенок трубок подогревателя,  
 $\lambda_c = 105 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$ ;

$\delta_n$  – толщина накипи на трубках в период эксплуатации подогревателя,  
 принимается  $\delta_n = 0,0001 \text{ м}$ ;

$\lambda_n$  – теплопроводность накипи,  $\lambda_n = 4,0 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$ .

Тепловая мощность подогревателя по результатам поверочного расчета определяется произведением:

$$Q'_{cn} = F_n^{mp} \cdot k'_{cn} \cdot \Delta t_{ср.л.}. \quad (20)$$

Расхождение тепловой нагрузки подогревателя  $Q_{cn}$ , вычисленный по формуле (2), и тепловой мощности подогревателя  $Q'_{cn}$ , полученный в результате поверочного расчета по формуле (20), определяется соотношением:

$$\Delta Q_{cn} = \frac{Q'_{cn} - Q_{cn}}{Q'_{cn}} \cdot 100\%. \quad (21)$$

Значение расхождения  $Q_{сп}$  и  $Q'_{сп}$  не превышает допустимое 2 – 3% (см. результаты расчета), т.е. выбранный сетевой подогреватель удовлетворяет исходным данным задания.

Результаты расчета

Показатели	Формулы для расчета	Варианты		
		1	2	3
$\bar{t}_e, ^\circ\text{C}$	(6)	85	90	95
$\rho_B, \text{кг/м}^3$	Приложение Б	968,55	965,30	961,85
$w_B, \text{м/с}$	(5)	0,591	0,642	0,436
$\lambda_B, \text{Вт/(м}\cdot\text{К)}$	Приложение Б	0,673	0,678	0,680
$v_B, \text{м}^2/\text{с}$	Приложение Б	0,348	0,328	0,312
$R_{гв}$	Приложение Б	2,11	1,97	1,87
$\alpha_B, \text{Вт/(м}^2\cdot\text{К)}$	(7)	4552	4998	3749
$r, \text{кДж/кг}$	По таблицам водяного пара	2211	2202	2193
$t_c, ^\circ\text{C}$	(14)	113	116	119
$\bar{t}_k, ^\circ\text{C}$	(12)	115	118	121
$\rho_K, \text{кг/м}^3$	Приложение В	947	945	942
$\lambda_K, \text{Вт/(м}\cdot\text{К)}$	Приложение В	0,686	0,686	0,686
$\mu_K, \text{Па}\cdot\text{с}$	Приложение В	248,2	241,7	235,4
$A$	(16)	8142,8	8180,5	8213,2
$\Delta t_{пл}, ^\circ\text{C}$	(18)	4,21	4,46	3,32
$\alpha_{п}, \text{Вт/(м}^2\cdot\text{К)}$	(15)	5758	5785	6241
$k'_{сп}, \text{Вт/(м}^2\cdot\text{К)}$	(19)	2350	2652	2304
$Q'_{сп}, \text{кВт}$	(20)	17766	18378	20736
$\Delta Q_{сп}, \%$	(21)	1,7	2,9	1,8

**ЛИТЕРАТУРА**

1. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – 7-е изд. стереот. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 472с.: ил.
2. Либерман Н.Б., Нянковская М.Т. Справочник по проектированию котельных установок систем централизованного теплоснабжения. (Общие вопросы проектирования и основное оборудование). – М.: Энергия, 1979.- 224с.: ил.
3. Пешехонов Н.И. Проектирование теплоснабжения. – К.: Вища школа. Головное изд-во, 1982.-328с.: ил.

## Приложение А

Технические характеристики вертикальных пароводяных подогревателей сетевой воды типа ПСВ

Типоразмер	Количество и длина трубок, мм	Поверхность нагрева, м <sup>2</sup>	Число ходов воды	Площадь проходного сечения по воде, м <sup>2</sup>	Расчетное давление, МПа (изб.)		Расчетные температуры воды, °С	
					в корпусе (пар)	в трубках (вода)	на входе	на выходе
ПСВ-45-7-15	228X3410	45	4/2	0,01292/0,02584	0,7	1,5	70	150
ПСВ-63-7-15	320X3410	63	4/2	0,0182/0,0364	0,7	1,5	70	150
ПСВ-90-7-15	456X3410	90	4/2	0,0259/0,0518	0,7	1,5	70	150
ПСВ-125-7-15	640X3410	125	4/2	0,0362/0,0724	0,7	1,5	70	150
ПСВ-200-7-15	1020X3410	200	4/2	0,0577/0,1154	0,7	1,5	70	150
ПСВ-315-3-23	1212X4545	315	2	0,1380	0,3	2,3	70	150
ПСВ-315-14-23	1212X4545	315	2	0,1380	1,4	2,3	70	150
ПСВ-500-3-23	1930X4545	500	2	0,2190	0,3	2,3	70	150
ПСВ-315-14-23	1930X4545	500	2	0,2190	1,4	2,3	70	150

Примечание: диаметр лагунных трубок  $d_n/d_{вн}=19/17,5$  мм.

## Приложение Б

### Основные физические свойства воды

Температура $t, ^\circ\text{C}$	Плотность $\rho_{\text{в}}, \text{кг/м}^3$	Коэффициент теплопроводности $\lambda_{\text{в}}, \text{Вт}/(\text{кг}\cdot^\circ\text{C})$	Коэффициент кинематической вязкости $\nu_{\text{в}} \cdot 10^6, \text{м}^2/\text{с}$	Число Прандтля $\text{Pr}_{\text{в}}$
30	995,7	0,627	0,804	5,44
40	992,2	0,631	0,659	4,33
50	988,1	0,643	0,556	3,57
60	983,2	0,656	0,478	3,00
70	977,8	0,664	0,416	2,68
80	971,8	0,668	0,367	2,24
90	965,3	0,678	0,328	1,97
100	958,4	0,682	0,296	1,76
120	943,4	0,686	0,246	1,44
140	926,4	0,686	0,212	1,23
160	907,5	0,684	0,192	1,11

## Приложение В

### Физические свойства воды (конденсата) на линии насыщения

$t, ^\circ\text{C}$	$p, \text{Мпа}$	$\rho_{\text{к}}, \text{кг/м}^3$	$\lambda_{\text{к}}, \text{Вт}/(\text{кг}\cdot^\circ\text{C})$	$\mu_{\text{к}} \cdot 10^6, \text{Па}\cdot\text{с}$
100	0,101	958,4	0,684	282,5
110	0,143	951,0	0,685	259,0
120	0,198	943,1	0,686	237,4
130	0,270	934,8	0,686	217,8
140	0,361	926,1	0,685	201,1
150	0,476	917,0	0,684	186,4
160	0,618	907,4	0,681	173,6
170	0,792	897,3	0,676	162,8
180	1,030	886,9	0,672	153,0
190	1,255	876,0	0,664	144,2
200	1,555	863,0	0,658	136,4

Учебное издание

Гичёв Юрий Александрович

**ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**  
**Часть I**

Конспект лекций

Тем. план. 2011, поз.

Подписано к печати 25.08.2011. Формат 60×84 1/16. Бумага типогр. Печать плоская. Уч.-изд. л. 3,05. Усл. печ. л. 3,02. Тираж 100 экз. Заказ № .

Национальная металлургическая академия Украины  
49600, г. Днепропетровск-5, пр. Гагарина, 4

---

Редакционно-издательский отдел НМетАУ