



# М Е Т О Д И К А

## ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНЫХ СХЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ШАХТ

РД 12.13.028-85

Харьков 1985

**Министерство угольной промышленности СССР**  
**Производственно-техническое управление по строительству**  
**Всесоюзный научно-исследовательский институт**  
**организации и механизации шахтного строительства**  
**ВНИИОМПС**

**Утверждена**  
**Первым заместителем**  
**Министра угольной**  
**промышленности СССР**

**В.В.Велики**  
**6 июля 1983 года**

**М Е Т О Д И К А**  
**ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНЫХ СХЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**  
**ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ШАХТ**

**РД 12.13.028-85**

**Харьков 1985**

В Методике изложены основные положения выбора оптимальной схемы теплоснабжения на период строительства шахты, описан порядок заполнения исходных данных, последовательность расчетных и логических действий в ходе решения задачи с использованием ЭЕМ.

Методика может использоваться при выборе оптимальной схемы теплоснабжения строящейся шахты, оптимального типа котельной с набором основного оборудования по котельной и сетям, но не является основанием для расчета сметной стоимости строительства.

Научные руководители Методики - к.т.н. Греков А.Г.,  
к.т.н. Морозов В.Е.

Методику разработали ст.н.с. Гриценко Т.Г., Кушнарeva Д.Б.  
(блок-схемы) при участии инж. Курилко В.М., Есаковой Н.И.

## ГЛАВА I

## І. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

### І.І. Цель решаемой задачи

Согласно "Инструкции по разработке проектов организации строительства и проектов производства работ" (СН 47-74) при разработке проектов решения выбираются на основе технико-экономических обоснований.

Вместе с тем большое количество разнообразных и взаимозависимых факторов, определяющих решения в области строительства шахт, и в частности теплоснабжения, создает значительные трудности их учета.

Существующие методы проектирования в значительной мере основаны на опыте и интуиции проектировщика, малонадежны с точки зрения достижения оптимальных результатов и нуждаются в совершенствовании.

В проектах организации строительства не учитывается возможность использования постоянных котельных и сетей на период строительства шахты.

Анализ проектных решений и хода строительства шахт в различных угольных бассейнах страны свидетельствует о невозможности наиболее полного использования постоянной схемы теплоснабжения в период строительства.

В то же время применение временной схемы теплоснабжения на каждой промплощадке мало эффективно, требует значительных капитальных затрат и эксплуатационных расходов.

Следовательно, решение задачи по выбору оптимального сочетания используемой части постоянной схемы теплоснабжения с

устройством необходимого объема временных коммуникаций и сооружений с учетом выполнения заданных условий строительства шахт (срок, объемы зданий, номенклатуры оборудования и т.д.) является актуальной задачей.

Оптимальный вариант схемы теплоснабжения должен выбираться по критерию минимизации стоимости одного ГДж тепла на весь период строительства шахты.

Таким образом, возможна постановка задачи в следующей формулировке : определить такое сочетание временных и постоянных внутриплощадочных и внеплощадочных сетей, временных, постоянных и передвижных котельных на период строительства шахты, которое обеспечит минимизацию целевой функции (с удовлетворением указанного срока строительства шахты).

## 1.2. Логическая схема решения задачи

Логическая (структурная) схема решения задачи оптимизации параметров схем комплекса теплоснабжения на период строительства шахт приведена на рис.1.

Информационная база, необходимая для решения поставленной задачи, состоит из двух частей :

первая часть включает переменную информацию ;

вторая - нормативно-справочную, называемую условно-постоянной.

К переменной информации относятся номенклатуры выпускаемого в стране теплотехнического оборудования. Эта часть информационной базы подлежит корректировке при выпуске нового оборудования.

Ко второй части отнесены технические характеристики оборудования, необходимые для его выбора и расчета ; параметры пара и воды в зависимости от давления и температуры, расчетные коэффициенты.

Выбор оптимального решения задачи производится путем перебора возможных вариантов схем теплоснабжения на протяжении всего периода строительства шахты по структурной схеме оптимизации задачи теплоснабжения см.рис. I.

Основными направлениями, принятыми при выборе схемы теплоснабжения на период строительства шахты являются :

на весь период строительства используется часть постоянной котельной, расположенной на центральной площадке с внеплощадочными теплопроводами к площадкам отдельно стоящих стволов при условии, что расстояние между площадками не превышает 6 км ;

на период строительства используется часть постоянной котельной на центральной площадке и временная котельная на отдельно стоящем стволе ;

на весь период строительства на всех площадках используются временные котельные ;

в период проходки стволов используется передвижная котельная установка с последующим переходом на постоянную котельную на центральной площадке, водогрейная часть которой вступает в эксплуатацию к началу проведения горизонтальных выработок.







### 1.3. Внутренние ограничения

Ограничения к схеме оптимизации задачи "Выбор оптимальной схемы теплоснабжения при строительстве шахт" :

количество промплощадок до 7 ;

постоянные котельные могут располагаться только на центральной площадке ;

временные котельные могут располагаться на любой промплощадке ;

количество котлов в котельной не более 6 ;

расчетная температура теплоносителя 150-70°C ; 130-70°C;

допустимая работа котла  $0,2 D_{\text{ном}} - 1,25 D_{\text{ном}}$  ;

скорость теплоносителя в трубном пространстве теплообменников не более 1,5 и не менее 0,03 м/с ;

количество трубопроводов теплосети в канале или на эстакаде не более 6 ;

диаметр трубопроводов, применяемых для внутриплощадочных и внеплощадочных тепловых сетей  $D_y$  40-500 ; предусмотрены две схемы химводоочистки  $Na^+$ - катионирование и  $NaCl^2-$  ионирование ; скорость пара внутриплощадочных паропроводов 35 м/с ; внеплощадочных 60 м/с ; удельные потери давления при гидравлических расчетах водяных тепловых сетей, в том числе и сетей горячего водоснабжения, определяются согласно СНиП П-36-73 :

для концевых участков не более  $30 \text{ кгс/м}^2 \cdot \text{м}$  ;

для остальных участков сети не более  $8 \text{ кгс/м}^2 \cdot \text{м}$ .

#### 1.4. Алгоритм решения задачи

Исходными данными для выбора оптимальной схемы теплоснабжения являются величины тепловых нагрузок по каждому виду теплоносителя и сроки их использования в динамике строительства шахты.

##### Порядок решения задачи

Технолог заполняет формы исходных данных, которые включают сведения о количестве и виде теплоносителя по объектам, температурному режиму тепловой сети, виду и марке топлива, расчетной температуре наружного воздуха, длине участка тепловой сети. Предварительно технолог намечает план сетей по поверхности шахты.

По этим данным на ЭВМ выбираются оптимальные диаметры трубопроводов, определяется, какую часть постоянных трубопроводов возможно использовать в период строительства шахты и стоимостные показатели по сетям на весь период строительства шахты. Одновременно определяется суммарная тепловая нагрузка на котельную по нагрузкам на концевых участках сети в динамике строительства шахты.

По суммарной тепловой нагрузке и дополнительным (температура наружного воздуха, тип топлива и т.д.) исходным данным определяется тип котельной, схема материальных потоков и температурный режим работы оборудования котельной. Схема материальных потоков и температурный режим служат для ЭВМ исходными данными для выбора оборудования из информационной базы, заложенной в памяти ЭВМ, и определения по целевой функции стои-

мости расчетного варианта.

По каждой схеме сетей и всем вариантам котельной (в том числе вариант использования части постоянной котельной) определяется приведенная стоимость I ГДж потребляемого тепла за весь период строительства шахты.

Варианты считаются равнозначными, если стоимость их отличается на 5 %.

Стоимостные показатели вариантов выдаются на печать. Технолог выбирает оптимальный для заданных условий вариант.

Указания по определению стоимостных показателей

В качестве основных расчетных единиц приняты стоимости приобретения :

единицы оборудования котельной или отдельной установки ;

I п.м трубопроводов тепловых сетей ;

I п.м канала или эстакады ;

строительства единицы объема здания, приходящегося на один котел выбранного типа ;

монтажа и демонтажа единицы оборудования, здания или сооружения.

Затраты на реализацию любого варианта решения включают капитальные вложения, эксплуатационные расходы (распределенные по годам).

## 2. АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ОТОПИТЕЛЬНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ КОТЕЛЬНОЙ

Расчет отопительно-производственной котельной ведется для четырех режимов открытой и закрытой систем теплоснабжения :

1. Максимального зимнего при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления и вентиляции, что соответствует средней температуре наиболее холодной пятидневки по СНиП П-35-76.

2. При средней температуре наиболее холодного месяца по СНиП П-35-76.

3. Средне-отопительного - при средней температуре наружного воздуха за отопительный период в точке излома температурного графика сетевой воды.

4. Летнего режима.

### Входные данные

- $Q_{об. макс}^*$  - максимальный часовой отпуск тепла на отопление и вентиляцию жилпоселка, Гкал/ч ;
- $Q_{об. макс}^ш$  - максимальный часовой отпуск тепла из котельной на отопление и вентиляцию объектов шахты, Гкал/ч ;
- $Q_{км. макс}$  - максимальный часовой отпуск тепла из котельной на нужды калориферных установок, Гкал/ч ;
- $Q_{г. в.}^{ср. ж.}$  - среднечасовой отпуск тепла на горячее водоснабжение жилпоселка (за сутки наибольшего водопотребления), Гкал/ч ;

- $Q_{г.в.}^{ср.ш}$  - среднечасовой отпуск тепла на горячее водоснабжение шахты, Гкал/ч ;  
 $Q_{г.в.макс}^{ш}$  - максимальный часовой отпуск тепла на горячее водоснабжение объектов шахты, Гкал/ч ;  
 $Q_{техн.}$  - расход тепла на технологические нужды, Гкал/ч ;  
 $D_{потр.}$  - часовой отпуск пара производственным потребителям, т/ч ;  
 $G_{потр.}$  - возврат конденсата от производственных потребителей, т/ч или процент от  $D_{потр.}$  ;  
 $Q_{и}$  - расход тепла на мазутное хозяйство (при условии подогрева мазута высокотемпературной водой), Гкал/ч ;  
 $D_{и}$  - расход пара на мазутное хозяйство, т/ч ;  
 $t_{к.п}$  - температура конденсата, возвращаемого с производства, °C ;  
 $P_2$  - давление пара после редуктора, ата ;  
 $t_{2макс}$  - максимальная температура обратной сетевой воды, °C ;  
 $t_{н.р.}$  - средняя температура наиболее холодной пятидневки, °C ;  
 $t_{н.}$  - температура наружного воздуха для данного расчетного режима, °C ;  
 $t_{вн.}$  - температура воздуха внутри отапливаемых зданий, °C ;  
 $t_{г.в.}$  - расчетная температура горячей воды в местной системе горячего водоснабжения, 70°C ;  
 $T_1$  - температура сырой воды на входе в котельную (для зимнего режима +5°C, для летнего +15°C) ;  
 $K_{ут.}$  - коэффициент снижения утечек в системе теплоснабжения ;  
 $K_{хво}^{см.}$  - коэффициент собственных нужд химводоочистки ;

- $\Pi$  - величина непрерывной продувки, % ;  
 $K_{пот}$  - коэффициент внутрикотельных потерь пара - 0,02 ;  
 $P_3$  - давление пара, образующегося в сепараторе непрерывной продувки, ата ;  
 $P_1$  - давление продувочной воды на входе в сепаратор непрерывной продувки, ата ;  
 $t_{\delta k}$  - температура конденсата от пароводяной установки горячего водоснабжения, °C ;  
 $t_{вк2}$  - температура обратной сетевой воды на входе в водогрейные котлы - 70°C ;

Дополнительные данные при проведении поверочного расчета:

- $Q_k^{ном}$  - номинальная теплопроизводительность одного водогрейного котла, Гкал/ч ;  
 $D_k^{ном}$  - номинальная паропроизводительность одного парового котла, т/ч.

#### Выходные данные

Схема материальных потоков котельной.

Параметры материальных потоков :

- $\mathcal{D}$  - расход воды, т/ч ;  
 $Q$  - расход тепла, Гкал/ч ;  
 $D$  - расход пара, т/ч ;  
 $t$  - температура, °C ;  
 $i$  - теплосодержание, ккал/кг ;  
 $P$  - давление, ата.

## Условные обозначения по алгоритму

- $G_{ов, гв}$  - суммарный отпуск тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, Гкал/ч ;
- $G_{потр.}$  - возврат конденсата от производственных потребителей, т/ч ;
- $t_{1изл.}$  - минимальная температура прямой сетевой воды в точке излома температурного графика -  $70^{\circ}\text{C}$  ;
- $t_{2изл.}$  - минимальная температура обратной сетевой воды в точке излома температурного графика -  $41,7^{\circ}\text{C}$  ;
- $t_1'$  - температура сетевой воды в подающем трубопроводе на мазутное хозяйство (для зимнего режима -  $150^{\circ}\text{C}$ , для летнего режима -  $120^{\circ}\text{C}$ ) ;
- $t_2'$  - температура сетевой воды в обратном трубопроводе от мазутного хозяйства -  $70^{\circ}\text{C}$  ;
- $t_{абс.мин.}$  - абсолютная минимальная температура наружного воздуха,  $^{\circ}\text{C}$  (принимается при определении расходов тепла на калориферные установки) ;
- $T$  - температура деаэрированной воды,  $70^{\circ}\text{C}$  ;
- $\bar{T}$  - теплосодержание деаэрированной воды, ккал/кг ;
- $T'$  - температура подпиточной воды -  $70^{\circ}\text{C}$  ;
- $T_5$  - температура деаэрированной воды после деаэратора подпиточной воды и температура подпиточной воды -  $70^{\circ}\text{C}$  ;
- $T_4$  - температура умягченной воды перед деаэратором питательной воды -  $68^{\circ}\text{C}$  ;
- $T_5'$  - температура умягченной воды перед охладителем выпара к деаэратору подпиточной воды,  $^{\circ}\text{C}$  ;



- $T_4'$  - температура умягченной воды за охладителем деаэрированной воды, °C ;  
 $T_6'$  - температура умягченной воды перед деаэратором подпиточной воды, °C ;  
 $T_2'$  - температура умягченной воды на выходе из деаэратора подпиточной воды, °C ;  
 $T_3$  - температура сырой воды перед химводоочисткой - 25°C ;  
 $g_{сист.}^*$  - удельный объем воды в системе теплоснабжения в тоннах на I Гкал/ч суммарного отпуска тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение жилищно-коммунального хозяйства - 50 т/Гкал/ч ;  
 $g_{сист.}^{ш}$  - удельный объем воды в системе теплоснабжения в тоннах на I Гкал/ч суммарного отпуска тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение объектов шахты - 35 т/Гкал/ч ;  
 $d_{вып.}$  - удельные потери пара с выпаром из деаэратора в тоннах на I т деаэрированной воды - т/т.

Параметры пара, вырабатываемого котлами (до редуционной установки) :

- $t_1$  - температура, °C ;  
 $i_1$  - теплосодержание, ккал/кг.

Параметры пара после редуционной установки :

- $t_2$  - температура, °C ;  
 $i_2$  - теплосодержание, ккал/кг.

Параметры пара, образующегося в сепараторе непрерывной продувки :

$\tau_3$  - температура, °C ;

$i_3$  - теплосодержание, ккал/кг.

Параметры пара, поступающего в охладители выпара из деаэраторов :

$P_4$  - давление, ата ;

$\tau_4$  - температура, °C ;

$i_4$  - теплосодержание, ккал/кг.

Параметры конденсата после охладителей выпара :

$P_4$  - давление, ата ;

$\tau_4$  - температура, °C ;

$i_5$  - теплосодержание, ккал/кг.

Параметры продувочной воды на входе в сепаратор непрерывной продувки :

$\tau_1$  - температура, °C ;

$i_2$  - теплосодержание, ккал/кг.

Параметры продувочной воды на выходе из сепаратора непрерывной продувки :

$P_3$  - давление, ата ;

$\tau_3$  - температура, °C ;

$i_3$  - теплосодержание, ккал/кг ;

$t_{пр.1}$  - температура продувочной воды после охладителя продувочной воды, °C ;

$t_2$  - температура конденсата после пароводяного подогревателя сырой воды, °C ;

$i_6$  - теплосодержание конденсата после пароводяного подогревателя сырой воды, ккал/кг ;

$t_{6k2}$  - температура обратной сетевой воды на входе в водогрейные котлы - 70°C.

Параметры, не вошедшие в условные обозначения, смотреть в разделе "Входные данные".

#### Водогрейная часть котельной

Температура наружного воздуха в точке излома температурного графика (температура сетевой воды 150-70°C)

$$t_{н.изл.} = t_{вн} - 0,354(t_{вн} - t_{нр}), \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2.1)$$

При температуре сетевой воды 130-70°C

$$t_{н.изл.} = t_{вн} - 0,418(t_{вн} - t_{нр}), \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2.2)$$

Коэффициент снижения расхода тепла на отопление и вентиляцию в зависимости от температуры наружного воздуха

$$K_{об.} = \frac{t_{вн} - t_n}{t_{вн} - t_{нр}}. \quad (2.3)$$

Коэффициент снижения расхода тепла на caloriferные установки в зависимости от температуры наружного воздуха

$$K_{кал} = \frac{2 - t_n}{2 - t_{обс макс}}. \quad (2.4)$$

При температурном режиме 150-70°C температура прямой сетевой воды на выходе из котельной

$$t_1 = 18 + 64,5 K_{ов}^{ог} + 67,5 K_{ов}, \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2.5)$$

Температура обратной сетевой воды на входе в котельную

$$t_2 = t_1 - 80 K_{ов}, \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2.6)$$

При температурном режиме 130-70 $^\circ$ C температура прямой сетевой воды на выходе из котельной

$$t_1 = 18 + 64,5 K_{ов}^{ог} + 47,5 K_{ов}, \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2.7)$$

Температура обратной сетевой воды на входе в котельную

$$t_2 = t_1 - 60 K_{ов}, \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2.8)$$

Расчетный отпуск тепла на отопление и вентиляцию зданий жилпоселка и объектов шахты, калориферную и технологические нужды

$$Q_{ов} = (Q_{ов.макс}^{ж} + Q_{ов.макс}^{ш} + Q_{техн.}) \cdot K_{ов} + Q_{кал.макс} \cdot K_{кал}, \text{ } \Gamma\text{кал/ч}. \quad (2.9)$$

Суммарный отпуск тепла на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение и нужды калориферных установок

$$Q_T' = Q_{ов} + (Q_{гв}^{ср.ж} + Q_{гв}^{ср.ш}) + Q_{кал}, \text{ } \Gamma\text{кал/ч}. \quad (2.10)$$

Суммарный отпуск тепла в летнем режиме предусматривается только на горячее водоснабжение и технологические нужды:

$$Q_T' = 1,3 Q_{гв}^{ср.ж} + Q_{гв.макс}^{ш} + Q_{техн.}, \text{ } \Gamma\text{кал/ч}. \quad (2.11)$$

Расчетный среднечасовой расход сетевой воды на горячее водоснабжение при открытой системе теплоснабжения

$$G_{гв} = \frac{(Q_{гв}^{ср.ж} + Q_{гв}^{ср.ш}) \cdot 10^3}{t_{гв} - t_{изм}}, \text{ } \text{м}^3/\text{ч}. \quad (2.12)$$

Расчетный часовой расход сетевой воды в зимнем режиме при закрытой системе теплоснабжения

$$G_{\text{сет}} = \frac{Q_T' \cdot 10^3}{t_1 - t_2}, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (2.13)$$

Расчетный часовой расход сетевой воды в летнем режиме

$$G_{\text{сет}} = \frac{Q_T' \cdot 10^3}{t_{1\text{изл}} - t_{2\text{изл}}}, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (2.14)$$

Расчетный часовой расход сетевой воды в зимнем режиме при открытой системе теплоснабжения

$$G_{\text{сет}} = \frac{Q_{\text{ов.макс}} \cdot 10^3}{t_{1\text{макс}} - t_{2\text{макс}}} + G_{\text{гв}} \cdot \frac{t_{\text{гв}} - t_2}{t_1 - t_2}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (2.15)$$

в летнем режиме

$$G_{\text{сет}} = G_{\text{гв}}, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (2.16)$$

При топливе для котлов "мазут" и варианте подогрева его высокотемпературной водой количество сетевой воды в подающем трубопроводе на мазутное хозяйство

$$G_M = \frac{Q_M \cdot 10^3}{t_1' - t_2'}, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (2.17)$$

Расход подпиточной воды на восполнение утечек в тепловой сети

$$G_{\text{уп.1}} = \frac{0.5}{100} [(Q_{\text{ов.макс}}^* + Q_{\text{гв}}^{\text{ср.}*} + Q_{\text{техн}}) \cdot g_{\text{сисг}}^* + (Q_{\text{ов.макс}}^{\text{ш}} + Q_{\text{гв}}^{\text{ср.ш}} + Q_{\text{нал.макс}}) \cdot g_{\text{сисг}}^{\text{ш}}] \cdot K_{\text{уп}}, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (2.18)$$

Расход подпиточной воды на восполнение утечек в тепловой сети на мазутное хозяйство

$$G_{\text{уп.2}} = \frac{0.5}{100} \cdot Q_M \cdot g_{\text{сисг}}^{\text{ш}} \cdot K_{\text{уп}}, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (2.19)$$

**Суммарное количество подпиточной воды на восполнение утечек**

$$G_{подп} = G_{ут.1} + G_{ут.2}, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (2.20)$$

**Средний часовой расход подпиточной воды**

$$G_{подп}^{ср} = G_{гв} + G_{подп}, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (2.21)$$

**Количество сетевой воды в обратном трубопроводе на входе в котельную от всех потребителей, кроме мазутного хозяйства, при закрытой системе теплоснабжения**

$$G_{сет.обр.} = G_{сет} - G_{ут.1}, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (2.22)$$

**Количество сетевой воды в обратном трубопроводе на входе в котельную от всех потребителей, кроме мазутного хозяйства, при открытой системе теплоснабжения**

$$G_{сет.обр.} = G_{сет} - G_{гв} - G_{ут.1}, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (2.23)$$

**Количество сетевой воды в обратном трубопроводе на входе в котельную от мазутного хозяйства**

$$G_{сет.обр.м} = G_m - G_{ут.2}, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (2.24)$$

**Температура греющей воды, поступающей в деаэрактор подпиточной воды, при закрытой и открытой системах теплоснабжения**

$$t_g = t_{вк.1}, \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2.25)$$

**Количество греющей воды, поступающей в деаэрактор подпиточной воды,**

$$G'_g = \frac{1,002 G_{подп} (T_1 - T'_e)}{0,998(T_{вк.1} - 1,002T - 0,002T'_e)}, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (2.26)$$

Количество воды на выходе из деаэратора подпиточной воды (производительность деаэратора)

$$G_g = G_{подп} + G_g', \text{ т/ч.} \quad (2.27)$$

Выпар из деаэратора

$$D_{вып} = 0,02 G_g, \text{ т/ч.} \quad (2.28)$$

Если теплоносителем для деаэратора подпиточной вода является пар, то формулу для определения расхода пара на деаэратор см. алгоритм паровой части котельной.

Количество умягченной воды, поступающей в деаэратор подпиточной воды,

$$G'_{хво} = G_{ум} + D_{вып}, \text{ т/ч.} \quad (2.29)$$

Количество сырой воды, соответствующее количеству умягченной воды  $G'_{хво}$ ,

$$G'_{св} = K_{хво}^{сн} \cdot G'_{хво}, \text{ т/ч.} \quad (2.30)$$

Расход тепла на подогрев сырой воды перед водоподготовкой

$$Q_c = \frac{G'_{св} (T_3 - T_1) \cdot 10^{-3}}{0,98}, \text{ Гкал/ч.} \quad (2.31)$$

Расход тепла на подогрев умягченной воды, поступающей в деаэратор подпиточной воды,

$$Q_y = \frac{G'_{хво} (T_5 - T_4) \cdot 10^{-3}}{0,98}, \text{ Гкал/ч.} \quad (2.32)$$

Общий расход тепла на подогрев сырой воды, умягченной воды и на деаэрацию

$$Q_0 = Q_c + Q_y + g_g' \cdot (t_{\text{вкл}}^{\text{пост}} - t_{2\text{макс}}) \cdot 10^3, \text{ Гкал/ч.} \quad (2.33)$$

Суммарный отпуск тепла водогрейными котлами при закрытой системе теплоснабжения

$$Q_m = Q_{\text{ов+гв}} + Q_0 + Q_m + Q_{\text{кал}}, \text{ Гкал/ч.} \quad (2.34)$$

Суммарный отпуск тепла водогрейными котлами при открытой системе теплоснабжения

$$Q_m = Q_{\text{ов}} + Q_0 + Q_m + Q_{\text{кал}}, \text{ Гкал/ч.} \quad (2.35)$$

Количество работающих водогрейных котлов (с округлением до ближайшего целого)

$$N_{\text{кр}}^{\text{в}} = \frac{Q_m}{Q_{\text{н}}^{\text{ном}}} \quad (2.36)$$

Процент загрузки работающих водогрейных котлов

$$K_{\text{нгр}}^{\text{в}} = \frac{Q_m}{N_{\text{кр}}^{\text{в}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{ном}}} \cdot 100 \quad (2.37)$$

Количество отключенных водогрейных котлов

$$N_{\text{ко}}^{\text{в}} = N_{\text{кр}}^{\text{в}} (\text{режим I}) - N_{\text{кр}}^{\text{в}} \quad (2.38)$$

Количество воды, пропускаемое через один водогрейный котел,

$$g_{\text{вк}} = \frac{Q_m (\text{режим I}) \cdot 10^3}{(t_{2\text{макс}} - t_{2\text{макс}}) \cdot N_{\text{кр}}^{\text{в}} (\text{режим I})}, \text{ т/ч.} \quad (2.39)$$



При открытой системе теплоснабжения в летнем режиме

$$G_{BK} = G_{BK}^{лет}, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (2.40)$$

где  $G_{BK}^{лет}$  — минимальный расход воды через водогрейный котел при летнем режиме.

Количество воды, пропускаемое через работающие водогрейные котлы,

$$G_{BK\Sigma} = G_{BK} \cdot N_{KR}^B, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (2.41)$$

При открытой системе теплоснабжения в летнем режиме

$$G_{BK\Sigma} = G_{BK}^{лет}, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (2.42)$$

Дополнительное количество сетевой воды на горячее водоснабжение для закрытой системы теплоснабжения (по отношению к расходу сетевой воды в максимальном зимнем режиме)

$$\Delta G_{ГВ} = G_{сет} - G_{сет}(\text{режим I}), \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (2.43)$$

Количество воды, пропускаемое через нерегулируемый перепуск

при закрытой системе теплоснабжения

$$G_{HP} = N_{KO}^B \cdot G_{BK} + \Delta G_{ГВ}, \text{ м}^3/\text{ч}; \quad (2.44)$$

при открытой системе теплоснабжения для зимнего режима

$$G_{HP} = N_{KO}^B \cdot G_{BK} + G_{ГВ} \cdot \frac{t_{ГВ} - t_2}{t_1 - t_2}, \text{ м}^3/\text{ч}; \quad (2.45)$$

для летнего режима  $G_{HP} = 0$ .

Температура сетевой воды на выходе из водогрейных котлов

$$t_{вк1} = t_{вк2} + \frac{Q_m \cdot 10^3}{\mathcal{Q}_{вк\mathcal{E}}}, \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2.46)$$

Расход греющей воды на подогрев сырой воды перед водоподготовкой при открытой системе теплоснабжения

$$\mathcal{Q}_c = \frac{Q_c \cdot 10^3}{t_{вк1} - t_{гв}}, \text{ } \text{м}^3/\text{ч}. \quad (2.47)$$

Расход греющей воды на подогрев умягченной воды, поступающей в деаэрактор подпиточной воды, при открытой системе теплоснабжения

$$\mathcal{Q}_y = \frac{Q_y \cdot 10^3}{t_{вк1} - t_{гв}}, \text{ } \text{м}^3/\text{ч}. \quad (2.48)$$

Температура обратной сетевой воды перед сетевыми насосами

при закрытой системе теплоснабжения

$$t_3 = \frac{t_2 \cdot \mathcal{Q}_{cem.обр} + T' \cdot \mathcal{Q}_{ym}}{\mathcal{Q}_{cem}}, \text{ } ^\circ\text{C}; \quad (2.49)$$

при открытой системе теплоснабжения для зимнего режима

$$t_3 = \frac{t_2 \cdot \mathcal{Q}_{cem.обр} + T' \cdot \mathcal{Q}_{подп} + t_{гв} \cdot (\mathcal{Q}_c + \mathcal{Q}_y)}{\mathcal{Q}_{cem} + \mathcal{Q}_c + \mathcal{Q}_y}, \text{ } ^\circ\text{C}; \quad (2.50)$$

для летнего режима

$$t_3 = t_{гв}, \text{ } ^\circ\text{C},$$

$t_3$  - используется в алгоритме паровой части.

Количество воды на рециркуляцию

$$\mathcal{Q}_{pc} = \mathcal{Q}_{вк\mathcal{E}} \cdot \frac{t_{вк2} - t_3}{t_{вк1} - t_3}, \text{ } \text{м}^3/\text{ч}. \quad (2.51)$$

# Паровая часть котельной

Часовой отпуск пара производственным потребителям

$$D_{\text{отпр}} = D_{\text{техн}} + D_{\text{гв}}, \text{ т/ч.} \quad (2.52)$$

Выпар из деаэратора подпиточной воды  
при закрытой системе теплоснабжения

$$D'_{\text{вып}} = 0,002 \mathcal{U}_{\text{ум}}, \text{ т/ч;} \quad (2.53)$$

при открытой системе теплоснабжения

$$D'_{\text{вып}} = 0,002 \mathcal{U}_{\text{подп}}^{\text{ср}}, \text{ т/ч;} \quad (2.54)$$

значение  $\mathcal{U}_{\text{подп}}^{\text{ср}}$  см. в формуле (2.21).

Расход пара на деаэратор подпиточной воды  
при закрытой системе теплоснабжения

$$D'_g = \frac{0,98 \cdot T' - 0,98 T_3 + (1 - 0,98) \cdot T}{(i_2 - T'_e) \cdot 0,98} \cdot \mathcal{U}_{\text{ум}}, \text{ т/ч;} \quad (2.55)$$

при открытой системе теплоснабжения

$$D'_g = \frac{\mathcal{U}_{\text{подп}}^{\text{ср}} \cdot (T - T'_e \cdot 0,98) + D'_{\text{вып}} (i_4 - T'_e \cdot 0,98)}{(i_2 - T'_e) \cdot 0,98}, \text{ т/ч.} \quad (2.56)$$

Расход умягченной воды, поступающей в деаэратор подпиточной воды,

при закрытой системе теплоснабжения

$$\mathcal{U}'_{\text{хво}} = \mathcal{U}_{\text{ум}} + D'_{\text{вып}} - D'_g, \text{ т/ч;} \quad (2.57)$$

при открытой системе теплоснабжения

$$\mathcal{U}'_{\text{хво}} = \mathcal{U}_{\text{подп}}^{\text{ср}} + D'_{\text{вып}} - D'_g, \text{ т/ч.} \quad (2.58)$$

Расход пара в летнем режиме на подогреватели горячего водоснабжения при закрытой системе теплоснабжения

$$D_{\delta}^{лет} = G_{сер}^{лет} \cdot \frac{t_{1421} - t_3^{лет}}{(t_2 - t_{\delta K}) \cdot 0,98}, \text{ м/ч.} \quad (2.59)$$

Количество конденсата от подогревателей горячего водоснабжения

$$G_{\delta}^{лет} = D_{\delta}^{лет}, \text{ м/ч.} \quad (2.60)$$

Температура умягченной воды за охладителем деаэрированной воды

при закрытой системе теплоснабжения

$$T_4' = T_3 + \frac{G_{ум}'}{G_{хво}'} \cdot (T - T') \cdot 0,98, \text{ }^{\circ}\text{C}; \quad (2.61)$$

при открытой системе теплоснабжения

$$T_4' = T_3 + \frac{G_{подн}^{ср}}{G_{хво}'} \cdot (T - T') \cdot 0,98, \text{ }^{\circ}\text{C.} \quad (2.62)$$

Температура умягченной воды, поступающей в деаэратор подпиточной воды,

при закрытой системе теплоснабжения

$$T_5' = T_4' + \frac{D_{вып}'}{G_{хво}'} \cdot (t_4 - t_5) \cdot 0,98, \text{ }^{\circ}\text{C}; \quad (2.63)$$

при открытой системе теплоснабжения

$$T_5' = T_4' - \frac{D_{вып}'}{G_{хво}'} \cdot (t_4 - t_5) \cdot 0,98, \text{ }^{\circ}\text{C.} \quad (2.64)$$

Расход сырой воды, соответствующий расходу умягченной воды  $G_{хво}'$ , поступающей в деаэратор подпиточной воды,

$$G_{св}' = K_{хво}^{сн} \cdot G_{хво}', \text{ м/ч.} \quad (2.65)$$

Формула идентична формуле (2.30) (см. водогрейную часть котельной).

Расход пара для подогрева сырой воды в количестве  $\mathcal{G}'_{св}$  при закрытой системе теплоснабжения

$$D_c = \mathcal{G}'_{св} \cdot \frac{T_3 - T_1}{(t_2 - t_6) \cdot 0,98}, \text{ т/ч.} \quad (2.66)$$

При открытой системе расход тепла для подогрева сырой воды в количестве  $\mathcal{G}'_{св}$  см. формулу (2.31).

Паровая нагрузка на котельную при закрытой системе теплоснабжения за вычетом расхода пара на деаэрацию питательной воды, подогрев сырой воды умягченной для питания котлов без учета внутрикотельных потерь

$$D = D_{потр} + D'_g + D'_c + D_s^{лет} + D_{маз}, \text{ т/ч.} \quad (2.67)$$

Паровая нагрузка на котельную при открытой системе теплоснабжения за вычетом расхода пара на деаэрацию питательной воды без учета внутрикотельных потерь

$$D = D_{потр} + D'_g + D_{маз}, \text{ т/ч.} \quad (2.68)$$

Внутрикотельные потери пара при закрытой и открытой системах теплоснабжения :

$$\left. \begin{array}{l} \text{предварительное значение} - D_{потр} = K_{пот} \cdot D, \text{ т/ч;} \\ \text{уточненное значение} - D_{потр} = K_{пот} \cdot D_{\Sigma}, \text{ т/ч.} \end{array} \right\} \quad (2.69)$$

Количество продувочной воды, поступающей в сепаратор непрерывной продувки,

$$\left. \begin{array}{l} \text{предварительное значение} - \mathcal{G}_{np} = \frac{\pi}{100} \cdot \mathcal{D}, \text{ м/ч;} \\ \text{уточненное значение} - \mathcal{G}_{np} = \frac{\pi}{100} \cdot \mathcal{D}_\Sigma, \text{ м/ч.} \end{array} \right\} (2.70)$$

Количество пара на выходе из сепаратора непрерывной продувки:

$$\text{предварительное значение} - \mathcal{D}_{np} = 0,148 \mathcal{G}_{np}, \text{ м/ч;} \quad (2.71)$$

$$\text{уточненное значение} - \mathcal{D}_{np} = \frac{(i_3 \cdot 0,98 - i_2) \cdot \mathcal{G}_{np}}{i_3 - i_2}, \text{ м/ч.} \quad (2.72)$$

Количество продувочной воды на выходе из сепаратора непрерывной продувки

$$\mathcal{G}'_{np} = \mathcal{G}_{np} - \mathcal{D}_{np}, \text{ м/ч.} \quad (2.73)$$

Количество воды на питание котлов (на выходе из деаэратора питательной воды):

$$\left. \begin{array}{l} \text{предварительное значение} - \mathcal{G}_{um} = \mathcal{D} + \mathcal{G}_{np}, \text{ м/ч;} \\ \text{уточненное значение} - \mathcal{G}_{um} = \mathcal{D}_\Sigma + \mathcal{G}_{np}, \text{ м/ч.} \end{array} \right\} (2.74)$$

Выпар из деаэратора питательной воды

$$\mathcal{D}_{вып} = \alpha_{вып} \cdot \mathcal{G}_{um}, \text{ м/ч.} \quad (2.75)$$

Количество умягченной воды, поступающей в деаэратор питательной воды,

$$\mathcal{G}_{xво} = (\mathcal{D}_{потр} - \mathcal{G}_{потр}) + \mathcal{G}'_{np} + \mathcal{D}_{потр} + \mathcal{D}'_{мвз}, \text{ м/ч.} \quad (2.76)$$

Количество сырой воды, соответствующее расходу  $\mathcal{G}_{xво}$ ,

$$\mathcal{G}_{св} = K_{xво}^{сн} \cdot \mathcal{G}_{xво}, \text{ м/ч.} \quad (2.77)$$

Общее количество сырой воды, поступающей на химводоочистку,

$$\mathcal{G}_{св\Sigma} = \mathcal{G}'_{св} + \mathcal{G}_{св}, \text{ м/ч.} \quad (2.78)$$

Расход пара для подогрева сырой воды в количестве  $\mathcal{G}_{св}$  при закрытой системе теплоснабжения

$$D_c = \mathcal{G}_{св} \cdot \frac{T_3 - T_1}{(t_2 - t_6) \cdot 0,98}, \text{ м/ч.} \quad (2.79)$$

При открытой системе теплоснабжения подогрев сырой воды осуществляется перегретой водой; в этом случае формула (2.31) принимает вид

$$Q = \frac{\mathcal{G}_{св} \cdot (T_3 - T_1) \cdot 10^3}{0,98}, \text{ Гкал/ч.} \quad (2.80)$$

Общий расход пара для подогрева сырой воды при закрытой системе теплоснабжения

$$D_{с\Sigma} = D'_c + D_c, \text{ м/ч.} \quad (2.81)$$

Количество конденсата от подогревателей сырой воды, поступающее в деаэрактор питательной воды, при закрытой системе теплоснабжения

$$\mathcal{G}_{с\Sigma} = D_{с\Sigma}, \text{ м/ч.} \quad (2.82)$$

Количество конденсата от подогревателей сетевой воды для горячего водоснабжения (летний режим) и технологических потребителей при закрытой системе теплоснабжения

$$\mathcal{G}_K = \mathcal{G}_\delta^{лет} + \mathcal{G}_{номр}, \text{ м/ч.} \quad (2.83)$$

Суммарный вес потоков, поступающих в деаэрактор питательной воды (кроме греющего пара),

при закрытой системе теплоснабжения

$$Q_{\Sigma} = Q_K + Q_{KBO} + Q_{CE} + D_{np} - D_{вып}, \text{ т/ч}; \quad (2.84)$$

при открытой системе теплоснабжения

$$Q_{\Sigma} = Q_K + Q_{KBO} + D_{np} - D_{вып}, \text{ т/ч}. \quad (2.85)$$

Температура умягченной воды на выходе из охладителя продувочной воды

$$T_4 = T_3 + \frac{Q'_{np}}{Q_{KBO}} \cdot (t_g - t_{np}) \cdot 0,98, \text{ }^{\circ}\text{C}. \quad (2.86)$$

Температура умягченной воды на выходе из охладителя выпара равняется

$$T_5 = T_4 + \frac{D_{вып}}{Q_{KBO}} \cdot (t_4 - t_5) \cdot 0,98, \text{ }^{\circ}\text{C}. \quad (2.87)$$

Средневзвешенная температура потоков, поступающих в деаэрактор питательной воды (кроме греющего пара),

при закрытой системе теплоснабжения

$$t_{ср.вз} = \frac{Q_{гор}}{Q_{\Sigma}} \cdot \bar{t}_{кп} + \frac{Q'_{г}}{Q_{\Sigma}} \cdot t_{гк} + \frac{Q_{CE}}{Q_{\Sigma}} \cdot t_g + \frac{Q_{KBO}}{Q_{\Sigma}} \cdot T_5 + \frac{D_{вып}}{Q_{\Sigma}} \cdot t_3 - \frac{D_{вып}}{Q_{\Sigma}} \cdot t_4, \text{ }^{\circ}\text{C}; \quad (2.88)$$

при открытой системе теплоснабжения

$$t_{ср.вз} = \frac{Q_{гор}}{Q_{\Sigma}} \cdot \bar{t}_{кп} + \frac{Q_{KBO}}{Q_{\Sigma}} \cdot T_5 + \frac{D_{np}}{Q_{\Sigma}} \cdot t_3 - \frac{D_{вып}}{Q_{\Sigma}} \cdot t_4, \text{ }^{\circ}\text{C}. \quad (2.89)$$

Расход пара на деаэрацию питательной воды

$$D_g = \frac{(\bar{T} - t_{ср.вз} \cdot 0,98) \cdot Q_{\Sigma}}{t_2 \cdot 0,98 - \bar{T}}, \text{ т/ч}. \quad (2.90)$$

Паровая нагрузка на котельную без учета внутрикотельных потерь



при закрытой системе теплоснабжения

$$D' = D + D_g + D_c, \text{ т/ч}; \quad (2.91)$$

при открытой системе теплоснабжения

$$D' = D + D_g, \text{ т/ч}, \quad (2.92)$$

Внутрикотельные потери пара

$$D_{\text{потр}} = D' \cdot \frac{K_{\text{ном}}}{1 - K_{\text{ном}}}, \text{ т/ч}. \quad (2.93)$$

Суммарная паровая нагрузка на котельную

$$D_{\text{сум}} = D' + D_{\text{потр}}, \text{ т/ч}. \quad (2.94)$$

Количество работающих паровых котлов (с округлением до ближайшего целого)

$$N_{\text{к.р.аб}}^n = \frac{D_{\text{сум}}}{D}. \quad (2.95)$$

Процент нагрузки работающих паровых котлов

$$K_{\text{з.гр}}^n = \frac{D_{\text{сум}} \cdot 100}{D_{\text{к.расч}}^{\text{макс}} \cdot N_{\text{к.р.аб}}^n}, \%. \quad (2.96)$$

### 3. АЛГОРИТМ ВЫБОРА ТЕПЛООБМЕННИКОВ

Входные данные

Из теплового расчета  
котельной

$$\left\{ \begin{array}{l} G_{\text{тр}} - \text{расход воды, проходящей по трубкам, т/ч}; \\ G_{\text{м}} - \text{расход теплоносителя в межтрубном пространстве, т/ч}; \\ T_1 - \text{температура теплоносителя на входе в межтрубное пространство, } ^\circ\text{C}; \end{array} \right.$$

Из теплового расчета  
котельной

$$\left\{ \begin{array}{l} T_2 - \text{то же, на выходе из водоподогревателя, } ^\circ\text{C}; \\ t_1 - \text{температура теплоносителя на выходе из} \\ \quad \text{трубного пространства водоподогревателя, } ^\circ\text{C}; \\ t_2 - \text{то же, на входе, } ^\circ\text{C}; \\ p - \text{давление пара после редуктора, ата}; \\ \eta - \text{число ходов по трубному пространству}; \\ T_H - \text{температура насыщенного пара, } ^\circ\text{C}. \end{array} \right.$$

Тип теплообменника принимается как для расчета постоянной котельной, величины  $D_s; \xi; m$  - по характеристике водоподогревателя.

#### Выходные данные

Тип водоподогревателя

$\mathcal{F}$  - поверхность нагрева змеевиковых водоподогревателей;

$n$  - количество секций водоподогревателя или количество теплообменников данного типа.

#### Алгоритм расчета паровых теплообменников

Средняя температура теплоносителя

$$\Delta t_{cp} = \frac{(T_H - t_2) - (T_H - t_1)}{2,3 \lg \frac{T_H - t_2}{T_H - t_1}}, \quad ^\circ\text{C}. \quad (3.1)$$

Средняя температура стенок трубок

$$t_{cm} = \frac{T_H + \Delta t_{cp}}{2}, \quad ^\circ\text{C}. \quad (3.2)$$

Средняя температура воды в трубном пространстве

$$t = 0,5(t_1 + t_2), \quad ^\circ\text{C}. \quad (3.3)$$

## Критерий Григуля

$$\alpha = A_1(t_H) \cdot m \cdot d_H \cdot (t_H - t_{cm}), \quad (3.4)$$

$A_1, A_2, A_5$  см. в табл. 2.1.12 х)

Коэффициент теплоотдачи от конденсирующегося пара при  $\alpha \leq 3900$

$$\alpha_1 = \frac{A_2(t_H)}{\sqrt{m} \cdot d_H \cdot (t_H - t_{cm})}, \text{ ккал/м}^2 \text{ ч.град.} \quad (3.5)$$

При  $\alpha > 3900$  теплообменник не проходит; выбрать следующий.

Площадь сечения трубного пространства

$$f_{mp} = \frac{\pi \cdot d_{\text{в}}^2 \cdot \alpha}{4}, \text{ м}^2. \quad (3.6)$$

Скорость воды в трубках

$$W_{mp} = \frac{G_{mp}}{3600 \cdot f_{mp}}, \text{ м/с.} \quad (3.7)$$

Если скорость  $W_{mp} > 1,5$  м/с, поток делим на 2, 3 и т.д. частей.

Коэффициент теплоотдачи со стороны трубного пространства

$$\alpha_2 = (1400 + 18t - 0,035t^2) \cdot \frac{W_{mp}^{0,8}}{d_{\text{в}}^{0,2}}, \text{ ккал/м}^2 \text{ ч град.} \quad (3.8)$$

Поверхность нагрева теплообменника

$$F = \frac{G_{mp} \cdot 1000(t_1 - t_2)}{K \cdot \Delta t_{cp} \cdot \mu}, \text{ м}^2. \quad (3.9)$$

Для нужд шахтного строительства  $\mu = 0,775$ .

Если  $\beta \leq F_{\text{табл}} \leq 1,3 \cdot F$ , теплообменник проходит.

х) Все таблицы по инженерной и экономической части см. в Главе II настоящей Методики

Алгоритм теплового расчета змеевиковых водоподогревателей  
(Пар по трубкам, подогреваемая вода в межтрубном пространстве)

Средняя температура подогреваемой воды

$$T = 0,5(T_1 + T_2), \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (3.10)$$

Расчетная разность температур между теплоносителями и нагреваемой водой

$$\Delta t = T_H - \frac{T_1 - T_2}{2}, \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (3.11)$$

Необходимая поверхность нагрева змеевиковых емких подогревателей

$$F = \frac{1,15 \cdot G_{mp} \cdot (T_1 - T_2)}{0,72 \cdot \Delta t}, \text{ } \text{м}^2. \quad (3.12)$$

Алгоритм расчета водоводяных подогревателей

При расчете водоводяных подогревателей сначала сравниваем величины потоков греющего и нагреваемого. Большой поток – по межтрубному, меньший – по трубному пространству.

Средняя температура теплоносителя в трубном пространстве

$$t = 0,5(t_1 + t_2), \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (3.13)$$

Скорость воды в трубном пространстве

$$W_{\text{тп}} = \frac{G_{mp}}{3600 \cdot f_{mp}}, \text{ } \text{м/с}. \quad (3.14)$$

Площадь сечения трубного пространства

$$f_{mp} = \frac{\pi \cdot d_{en}^2}{4} \cdot \xi, \text{ м}^2. \quad (3.15)$$

Критерий Рейнольдса

$$Re = \frac{w \cdot d_{en}}{\nu}. \quad (3.16)$$

Эквивалентный диаметр межтрубного пространства

$$d_{эKB} = \frac{D_B^2 - \xi \cdot d_M^2}{D_B - \xi \cdot d_M}, \text{ м}. \quad (3.17)$$

Средняя температура в межтрубном пространстве

$$T = 0,5(T_1 + T_2), \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (3.18)$$

I. Если  $Re = 2300 - 10000$ , расчет ведется как показано ниже:

Коэффициент теплоотдачи трубного пространства

$$\alpha_1 = (1400 + 18t - 0,035t^2) \cdot \frac{w_{mp}^{0,8}}{\alpha_{эKB}^{0,2}}, \text{ ккал/м}^2 \text{ ч град.} \quad (3.19)$$

Коэффициент теплоотдачи со стороны межтрубного пространства

$$\alpha_2 = (1400 + 18T - 0,035T^2) \cdot \frac{w_M^{0,8}}{\alpha_{эKB}^{0,2}}, \text{ ккал/м}^2 \text{ ч град.} \quad (3.20)$$

Коэффициент теплопередачи

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2} + 0,000008}, \text{ ккал/м}^2 \text{ град.} \quad (3.21)$$

Средняя разность температур

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_s - \Delta t_M}{2,3 \lg \frac{\Delta t_s}{\Delta t_M}}, \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (3.22)$$

Поверхность нагрева

$$F = \frac{Q_{mp}(t_1 - t_2) \cdot 1000}{K \cdot \Delta t_{cp} \cdot M}, \text{ м}^2. \quad (3.23)$$

Количество секций водоподогревателя

$$n = \frac{Q}{Q_{\text{табл}}}, \text{ шт (округляем до ближайшего целого).}$$

Если поток был разделен на 2, 3 и т.д., то соответственно количество секций  $n$  умножается на 2, 3 и т.д. секций.

2. Если  $Re \geq 10000$ :

Коэффициент теплоотдачи трубного пространства

$$\alpha_1 = A_5 \cdot \frac{w_{\text{тр}}^{0.8}}{d_{\text{вн}}^{0.2}}, \text{ ккал/м}^2 \text{ ч град.} \quad (3.24)$$

Остальное, как в п. I.

3. Если  $Re \leq 2300$ :

Критерий Грасгофа

$$Gr = \frac{9,81 \cdot d_{\text{вн}}^3 \cdot \beta \cdot \Delta t_{\text{ср}}}{\nu^2}. \quad (3.25)$$

Величины  $\beta$  и  $\nu$  выбираются по табл. 2.I.I3 по средней температуре трубного пространства.

Критерий Нуссельта

$$Nu = 0,74 (Re \cdot Pr)^{0.2} \cdot (Gr \cdot Pr)^{0.1}. \quad (3.26)$$

Коэффициент теплоотдачи по стороны трубного пространства

$$\alpha_1 = \frac{Nu \cdot \lambda}{d_{\text{вн}}}, \text{ ккал/м}^2 \text{ ч град.} \quad (3.27)$$

Остальное как в п. I.

### Алгоритм расчета сетевой установки

В сетевой установке нагреваемая вода проходит по трубному пространству водоводяного, а затем по трубному пространству пароводяного теплообменника. Греющий пар поступает в межтрубное пространство парового теплообменника, а конденсат греющего пара поступает в межтрубное пространство водоводяного подогревателя.

Расход пара на подогреватели сетевой установки (летний режим)

$$D_{\delta}^{лет} = G_{сст}^{лет} \cdot \frac{t_1^{изл} - t_3^{лет}}{(t_2 - t_{\delta.к.}) \cdot 0,98}, \text{ т/ч (из расчета котельной)}. \quad (3.28)$$

Расход тепла на пароводяные подогреватели

$$Q_I = D_{\delta}^{лет} \cdot (t_2 - t_3) \cdot 1000, \text{ ккал/кг.} \quad (3.29)$$

Расход тепла на водоводяные подогреватели

$$Q_{II} = D_{\delta}^{лет} \cdot (t_2 - 80) \cdot 1000, \text{ ккал/кг.} \quad (3.30)$$

Расход греющей воды (конденсата)

$$G_{пл} = D_{\delta}^{лет}, \text{ т/ч.} \quad (3.31)$$

Расход нагреваемой воды

$$G_{мп} = G_{сст}^{лет}, \text{ т/ч} \quad (3.32)$$

Температура воды на выходе из теплообменника

$$t_1 = \frac{D_{\delta}^{лет} \cdot (t_2 - 80) + G_{сст}^{лет} \cdot t_2}{G_{сст}^{лет}}, \text{ }^{\circ}\text{C.} \quad (3.33)$$

Далее расчет выполняется по разделу "Алгоритм расчета водоводяных подогревателей".

Температура нагреваемой воды на входе в пароводяной теплообменник равна температуре нагреваемой воды на выходе из водоводяного подогревателя  $t_2 = t_1$ .

Расход нагреваемой воды

$$G_{mp} = G_{sem}^{лет}, \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Далее расчет выполняется по разделу "Алгоритм расчета пароводяных теплообменников".

Поверхность нагрева водоподогревателя

$$F = \frac{Q_I}{K \cdot \Delta t_{cp} \cdot M}, \text{ м}^2. \quad (3.34)$$

#### 4. АЛГОРИТМ ВЫБОРА ДЫМОВОЙ ТРУБЫ С УЧЕТОМ КОНЦЕНТРАЦИИ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ

Входные данные

Район месторождения

Марка топлива

Тип топки

Тип топлива

Нижняя теплота сгорания  $Q_H^p$ , ккал/кг

Состав массы топлива :

влажность  $W^p$ , %

зольность  $A^p$ , %

сера колчеданная  $S_k^p$ , %

сера органическая  $S_o^p$ , %

углерод  $C^p$ , %

водород  $H^p$ , %



азот  $N^p, \%$

кислород  $O^p, \%$

Потеря тепла от механической неполноты сгорания  $q_4, \%$

Коэффициент избытка воздуха в топке  $\alpha$

Потеря тепла с уносом  $q_{4H}, \%$

Доля золы топлива в уносе  $\alpha_{4H}, \%$

к.п.д. котлоагрегата,  $\eta_{ка}, \%$

Присосы :

котельный пучок

экономайзер

золоуловитель

борова

к.п.д. золоуловителя,  $\eta_{зол}, \%$

Температура наружного воздуха  $t_B, ^\circ\text{C}$

Температура уходящих газов  $t_2, ^\circ\text{C}$

Если проверяется существующая труба, требуются дополнительные входные данные.

Высота трубы  $H, \text{м}$

Диаметр трубы,  $\text{м}$

Количество труб, шт

Материал трубы

Район расположения котельной

Тип газохода

#### Выходные данные

Высота трубы  $H, \text{м}$

Диаметр устья трубы  $d_{mp}, \text{м}$

Расход топлива, сгоревшего в топке,

$$B = \frac{Q}{\eta_{ка} \cdot Q_H^P}, \text{ кг/ч.} \quad (4.1)$$

Приведенная зольность топлива

$$A_{пр} = \frac{A^P \cdot 1000}{Q_H^P}, \text{ тыс.ккал/кг.} \quad (4.2)$$

Расчетный расход топлива при номинальной производительности котельной

$$B_p = B \left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \text{ кг/ч,} \quad (4.3)$$

где  $q_4$  - потеря тепла от механической неполноты сгорания (табл.2.I.I.-2.I.4).

Теоретическое количество сухого воздуха, необходимого для полного сгорания 1 кг твердого или жидкого топлива,

$$V^0 = 0,0889 \left( C^P + 0,375 S_{o+k}^P \right) + 0,265 H^P - 0,0333 O^P, \text{ нм}^3/\text{кг.} \quad (4.4)$$

Теоретический объем азота

$$V_{N_2}^0 = 0,79 V^0 + 0,8 \frac{N_P}{100}, \text{ нм}^3/\text{кг.} \quad (4.5)$$

Объем трехатомных газов

$$V_{RO_2} = 1,866 \frac{C^P + 0,375 S_{o+k}^P}{100}, \text{ нм}^3/\text{кг.} \quad (4.6)$$

Теоретический объем водяных паров

$$V_{H_2O}^0 = 0,11 H^P + 0,0124 W^P + 0,0161 V^0, \text{ нм}^3/\text{кг.}$$

При паровом дутье или распылении мазута с расходом пара  $G_{\text{ф}}$  кг/кг в величину  $V_{H_2O}^0$  включается член  $1,24 G_{\text{ф}}$ .

При избытке воздуха  $\alpha > 1$  расчет ведется по следующим

формулам :

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 (\alpha - 1) \cdot V^0, \text{ нм}^3/\text{кг}. \quad (4.7)$$

Объем дымовых газов

$$V_r = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O} + (\alpha - 1) \cdot V^0, \text{ нм}^3/\text{кг}. \quad (4.8)$$

Объем дымовых газов на выходе из дымовой трубы

$$V = \frac{B_p \cdot V_r \cdot (273 + t_r)}{3600 \cdot 273}, \text{ м}^3/\text{с}. \quad (4.9)$$

Скорость газов на выходе из дымовой трубы

$$W = \frac{V}{0,785 \cdot d_{mp}^2 \cdot N}, \text{ м/с}, \quad (4.10)$$

где  $d_{mp}$  - диаметр выбранной трубы ;

$N$  - количество дымовых труб.

Параметр

$$f = \frac{10^3 \cdot W^2 \cdot d_{mp}}{H^2 \cdot (t_r - t_8)}, \text{ м/с}^2 \text{ град.}, \quad (4.11)$$

где  $t_r$  - температура уходящих газов.

Выброс зола

$$M_3 = \frac{B \cdot 10^3}{3600} \cdot \left[ \left( 1 - \frac{q_4}{100} \right) \frac{A^p}{100} \cdot \alpha_{ун} + \frac{q_4^{ун}}{100} \right] \cdot \left( 1 - \frac{\eta_{зол}}{100} \right), \quad (4.12)$$

где  $\alpha_{ун}$  - доля зола топлива в уносе принимается по табл.

2.1.1. ; 2.1.4 ;

$q_4^{ун}$  - потери.

Максимальная приземная концентрация выбросов зола

$$C_{M_3} = \frac{A \cdot M_3 \cdot F_3 \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_r \cdot (t_r - t_8)}}, \text{ мг/м}^3, \quad (4.13)$$

где  $F_3$  - коэффициент, учитывающий скорость оседания золы в атмосфере ;

$n, m$  - безразмерные коэффициенты, учитывающие условия выхода дымовых газов из устья трубы.

Коэффициент  $m$  определяется по формуле

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}} \quad (4.14)$$

Коэффициент  $n$  принимается в зависимости от параметра  $v_M$ ,

$$v_M = 0,65 \sqrt[3]{\frac{v_1 \cdot (t_r - t_0)}{H}} \quad (4.15)$$

при  $v_M \leq 0,3$  ;  $n = 3$ ,

при  $0,3 < v_M \leq 2$ ,  $n = 3 - \sqrt{(v_M - 0,3)(4,36 - v_M)}$  (4.16)

при  $v_M > 2$  ;  $n = 1$  ;

$M$  - количество золы, выбрасываемой в атмосферу, г/с ;

$A$  - коэффициент, который должен приниматься для неблагоприятных метеорологических условий, когда концентрация вредных веществ в атмосферном воздухе от источника выброса достигает максимального значения : для субтропической зоны Средней Азии (лежащей южнее  $40^\circ$  с.ш.) - 240 ; для Казахстана, Нижнего Поволжья, Кавказа, Молдавии, Сибири, Дальнего Востока и остальных районов Средней Азии - 200 ; для Севера и Северо-Запада Европейской территории СССР, Среднего Поволжья, Урала и Украины - 160 ; для центральной части Европейской территории СССР - 120 ;

$H$  - высота дымовой трубы, м.

Предельно допустимая концентрация золы  $ПДК_3 \frac{\text{мг}}{\text{м}^3}$ , берется

согласно СН 369-67 п.1.4, если  $C_{M_3} > \text{ПДК}_3$ , необходимо изменить параметры дымовой трубы либо увеличить количество труб.

Суммарный выброс серы

$$M_{SO_2} = 5,56 \cdot B \cdot S^p. \quad (4.17)$$

Максимальная приземная концентрация выбросов

$$C_{SO_2} = \frac{A \cdot M_{SO_2} \cdot F \cdot m}{H^2 \cdot \sqrt{V \cdot (t_r - t_B)}}, \text{ мг/м}^3, \quad (4.18)$$

где  $F$  - коэффициент, учитывающий скорость оседания газов в атмосфере, принимается по СН 369-67, п.2.6, стр.7.

Выброс  $NO_2$

$$M_{NO_2} = q \cdot V. \quad (4.19)$$

Максимальная приземная концентрация  $NO_2$

$$C_{NO_2} = \frac{A \cdot M_{NO_2} \cdot F_{NO_2} \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt{V \cdot (t_r - t_B)}}, \text{ мг/м}^3, \quad (4.20)$$

где  $n$  - коэффициент, учитывающий условия выхода газа.

При

$$\frac{C_{SO_2}}{\text{ПДК}_{SO_2}} + \frac{C_{NO_2}}{\text{ПДК}_{NO_2}} > 1, \quad (4.21)$$

где  $\text{ПДК}_{SO_2}$  и  $\text{ПДК}_{NO_2}$  - предельно допустимые концентрации выбросов  $SO_2$  и  $NO_2$ ,

необходимо изменить параметры трубы.

## 5. АЛГОРИТМ РАСЧЕТА СХЕМ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ВОДЫ ДЛЯ ПАРОВЫХ И ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ

### Условные обозначения

- $P_n$  - величина продувки котлов, % ;  
 $S_x$  - сухой остаток химически очищенной воды, мг/л ;  
 $S_{кв}$  - сухой остаток котловой воды, принимаемый по нормам, установленным для принятого в проекте типа котлов, мг/л ;  
 $S_{ув}$  - сухой остаток исходной воды, мг/кг ;  
 $\omega_{от}^{кв}$  - относительная щелочность котловой воды, % ;  
 $\omega_{от}^x$  - относительная щелочность химически очищенной воды, % ;  
 $\omega_{ов}$  - щелочность химически очищенной воды, мг-экв/л ;  
 $\omega_{ув}$  - щелочность исходной воды, мг-экв/л ;  
 $G$  - доля разложения  $Na_2CO_3$  в котле при соответствующем давлении, принимается по табл. 2.1.9 ;  
 $C_{уг}$  - концентрация углекислоты в паре, мг/кг ;  
 $H_o$  - общая жесткость воды, поступающей на натрий-катионит-ный фильтр, г-экв/м<sup>3</sup> ;  
 $i_{кв}; i_{ув}; i_n$  - теплосодержание котловой, отсепарированной воды и пара при заданном давлении, ккал/кг ;  
 $\gamma_{р.р}$  - удельный вес регенерационного раствора, т/м<sup>3</sup> ;  
 $Ca$  - кальциевая жесткость, мг/кг или  $\frac{Ca}{20,04}$ , мг-экв/кг ;  
 $Mg$  - магниевая жесткость, мг/кг, или  $\frac{Mg}{12,16}$ , мг-экв/кг ;  
 $SO_4$  - концентрация в исходной воде сульфат-иона, мг-экв/кг ;

- $\alpha_3$  - коэффициент эффективности, учитывающий неполноту регенераций катионита в зависимости от удельного расхода соли на регенерацию, принимается по табл. 2.1.8 ;
- $\beta_{Na}$  - коэффициент, учитывающий снижение обменной способности катионита по  $Ca^{2+}$  и  $Mg^{2+}$  за счет частичного задержания катионов  $Na^+$ , принимается по табл.2.1.10 в зависимости от отношения  $\frac{C_{Na}^{2+}}{No}$  ;
- $C_{Na}$  - концентрация натрия в умягчаемой воде, мг-экв/кг ;
- $E_n$  - полная обменная способность катионита, г-экв/м<sup>3</sup> ;
- $q$  - удельный расход воды на отмывку катионита, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> ;
- $q_c$  - удельный расход соли на регенерацию г/г-экв обменной способности катионита ;
- $q_{от}$  - удельный расход воды на отмывку катионита, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> ;
- $i$  - интенсивность взрыхляющей промывки фильтров, л/с·м<sup>2</sup> ;
- $Q_c$  - расход поваренной соли на одну регенерацию фильтра, кг ;
- $Q_{c.c}$  - расход технической соли на регенерацию фильтров, кг/сут. ;
- $Q_{p.c}$  - расход воды на приготовление регенерационного раствора соли, м<sup>3</sup> ;
- $Q_c^{cl}$  - расход соли на одну регенерацию хлор-ионитного фильтра, кг ;
- $Q_{взр}$  - количество воды на одну взрыхляющую промывку фильтра, м<sup>3</sup> ;
- $F_{Na}$  - площадь фильтрования натрий-катионитового фильтра, м<sup>2</sup> ;

- $h$  - высота слоя сульфогугля, м ;  
 $t_{взр}$  - продолжительность взрывающей промывки, мин ;  
 $\delta$  - концентрация регенерационного раствора, %.

### Выбор схем обработки воды

Схема обработки воды выбирается в зависимости от качества исходной воды, требований потребителей к обрабатываемой воде, санитарных требований и технико-экономических соображений.

Согласно правилам Госгортехнадзора докотловая обработка воды предусматривается для паровых котлов производительностью более 0,7 т/ч.

Жесткость питательной воды для котлов, допускающих внутрикотловую обработку, не должна превышать 3 мг-экв/кг. Нормы качества питательной воды для паровых котлов при докотловой обработке приведены в табл. 2.1.5.

Основными критериями выбора схем обработки воды для паровых котлов являются : величина продувки котлов, относительная щелочность котловой воды и концентрация углекислоты в паре. Выбор схемы обработки водопроводной воды для паровых котлов сводится к проверке возможности применения наиболее простой схемы натрий-катионирования по приведенным выше трем показателям. Если вода поверхностная (река, пруд и т.д.), необходимо предусматривать предварительное осветление и коагуляцию обрабатываемой воды.

Если схема *Na* - катионирования не проходит по содержанию углекислоты в паре, необходимо осуществить схему, снижа-



щую содержание бикарбонатов в исходной воде. Для водопроводной воды такими схемами могут быть : водород-натрий-катионирование, натрий-хлор-ионирование, если в паре допустимо содержание аммиака ; натрий-катионирование с амминированием и нитратированием либо аммоний-натрий-катионирование.

Выбор схем обработки воды для подпитки тепловых сетей

### Закрытая схема теплоснабжения

Качество подпиточной воды для тепловых сетей с закрытой системой теплоснабжения должно соответствовать табл.

#### 2.1.7.

Карбонатная жесткость выше 0,7 мг-экв/кг допускается при окисляемости воды более 6 мг/кг  $O_2$ . Нижний предел нормы карбонатной жесткости (0,4 мг-экв/кг) дан для водогрейных котлов с газомазутными топками, верхний (0,5 мг-экв/кг) - с пылеугольными и слоевыми топками. Нормы карбонатной жесткости для промежуточных температур подогрева воды определяют интерполяцией. Вода для подпитки открытой системы водяных тепловых сетей должна отвечать требованиям ГОСТ 2874-73 "Вода питьевая".

### Водоподготовка

Схема обработки воды для паровых и водогрейных котлов выбирается по трем основным показателям :

- величине продувки котлов по сухому остатку ;
- относительной щелочности котловой воды ;
- содержанию углекислоты в паре.

Величина продувки котлов определяется по формуле

$$\rho_n = \frac{S_x \cdot \alpha_x \cdot 100}{S_{KB} - S_x \cdot \alpha_x} \quad , \% \quad (5.1)$$

$S_{KB}$  - для котлов типа ДКВР, ДКВ и КРШ в зависимости от типа сепарационного устройства принимается по табл. 2.1.6.

При наличии деаэратора подпиточной воды

$$\alpha_x = \frac{G_{xbo}}{G_{пит}} \quad (5.2)$$

При отсутствии деаэратора

$$\alpha_x = \frac{G_{xB} + G_{xbo}}{G_{свс}} \quad (5.3)$$

При величине продувки более 2% при условии, что продувка больше 0,5 т/ч, кроме периодической, должна предусматриваться непрерывная продувка.

При величине непрерывной продувки котлов более 1 т/ч рекомендуется использование тепла продувочной воды путем установки сепаратора непрерывной продувки и теплообменника.

При величине непрерывной продувки котлов от 0,5 до 1 т/ч устанавливается только сепаратор непрерывной продувки.

Величина непрерывной продувки рассчитывается по формуле

$$\rho_n = \frac{S_x \cdot \alpha_x \cdot 100}{S_{KB} - (1-\beta) \cdot S_x \cdot \alpha_x} \quad , \% \quad (5.4)$$

где  $\beta$  - доля пара, отсепарированного в сепараторе непрерывной продувки,

$$\beta = \frac{\dot{L}_{KB} - \dot{L}_{св}}{\dot{L}_n - \dot{L}_{св}} \quad (5.5)$$

Относительная щелочность котловой воды равна относительной щелочности химически очищенной воды и определяется по формуле

$$\mathcal{U}_{om}^{KB} = \mathcal{U}_{om}^x = \frac{40 \cdot \mathcal{U}_x \cdot 100}{S_K}, \% \quad (5.6)$$

Щелочность химически очищенной воды равна для схем :  
натрий-катионирования-щелочности исходной воды

$$\mathcal{U}_x = \mathcal{U}_{\text{ов}} \quad , \text{ мг-экв/л} ; \quad (5.7)$$

натрий-хлор-ионирования

$$\mathcal{U}_x = 1 \quad , \text{ мг-экв/л} \quad (5.8)$$

Концентрация углекислоты в паре при отсутствии деаэрации питательной воды и обработке питательной воды по схеме  $\text{Na}$ -катионирования определяется по формуле

$$C_{yr} = 22 \cdot \mathcal{U}_{\text{ов}} \cdot \alpha_x \cdot (1 + \zeta) \quad , \text{ мг/кг} \quad (5.9)$$

Для выбора схемы обработки воды количество углекислоты в паре для безбарботажных деаэраторов следует определять также по формуле (5.9).

При наличии деаэраторов с барботажом концентрация углекислоты в паре определяется по формуле

$$C_{yr} = 22 \mathcal{U}_{\text{ов}} \cdot \alpha_x \cdot (\zeta_1 + \zeta) \quad , \text{ мг/кг} \quad (5.10)$$

где  $\zeta_1$  - доля разложения  $\text{NaHCO}_3$  в котле, равная  $\zeta_1 = 1 - \zeta_d$  ;

$\zeta_d$  - доля разложения  $\text{NaHCO}_3$  в барботажном деаэраторе,  
ориентировочно можно принять  $\zeta_d = 0,6$ .

При содержании свободной углекислоты в паре более 20 мг/кг выбираются схемы обработки воды, снижающие бикарбонатную

щелочность исходной воды.

Когда источником водоснабжения является хозяйственной водопровод, для паровых котлов применяются 2 схемы водоподготовки : схема натрий-катионирования или схема натрий-хлор-ионирования.

#### Схема натрий-катионирования

Если относительная щелочность котловой воды меньше 20%, содержание углекислоты в паре меньше 20 мг/кг, величина продувки котлов давлением 14 ата не более 10% паропроизводительности котлов, 14-20 ата - 7% и 20-39 ата - 5% чаще всего применяется натрий-катионирование.

Обычно для получения воды с остаточной жесткостью 0,1 мг-экв/кг применяют одноступенчатое катионирование с удельным расходом соли 100-150 г/г-экв.

Для получения глубокоумягченной воды с остаточной жесткостью не более 0,02 мг-экв/кг применяют двухступенчатое катионирование с удельным расходом соли на второй ступени катионирования 350-400 г/г-экв.

Сухой остаток химически очищенной воды определяется по формуле

$$S_x = S_{ив} + 2,96 \frac{Ca}{20,04} + 10,84 \frac{Mg}{12,16}, \text{ мг/кг.} \quad (5.11)$$

При относительной щелочности котловой воды более 20%, но менее 50% следует производить натрий-катионирование с обработкой воды нитратами или аналогичными пассиваторами.

Дозировка нитратов в химически очищенную воду определяется по формуле

$$N = 16 \text{ Щ}_{\text{ув}}, \text{ г/м}^3 \quad (5.12)$$

#### Схема натрий-хлор-ионирования

Если величина продувки котлов менее 10% для котлов 13 ата 7% - 14-20 ата; 5% - 20-39 ата, но содержание углекислоты в паре более 20 мг/кг, применяется натрий-хлор-ионирование.

Сухой остаток обработанной воды в этом случае определяется по формуле

$$S_x = S_{\text{ув}} + 2,96 \frac{\text{Ca}}{20,04} + 10,84 \frac{\text{Mg}}{12,16} + 4,97(\text{Щ}_{\text{ув}} - 1) + 12,55 \text{ SO}_4, \quad (5.13)$$

мг/кг

#### Расчет натрий-катионитных фильтров

Число ступеней катионирования определяется требованиями к качеству умягчаемой воды. Например, приготовление воды для паровых экранированных котлов, требующих глубокого умягчения, ведется путем двухступенчатого  $\text{Na}$ -катионирования; для сетей, требующих снижения карбонатной жесткости до 0,6 мг-экв/л достаточно одноступенчатого натрий-катионирования.

Количество натрий-катионитных фильтров первой ступени  $\alpha$  принимают не менее двух и кроме того резервный. На второй ступени катионирования устанавливают обычно два фильтра специальной конструкции с высотой слоя катионита 1,5 м. В небольших водоподготовительных установках для сокращения количества устанавливаемого оборудования и его унификации допускается применение для второй ступени катионирования фильтров конструкции первой ступени. При этом устанавливают не менее 4 фильтров, из них - два первой ступени, один - второй сту-

пени и один резервный, используемый обычно для работы на второй ступени в период регенерации основного фильтра и в качестве резервного при ремонте одного из них.

Расчет натрий-катионитных фильтров начинается с подбора диаметра по скорости фильтрования и количеству регенераций :

$$w_H = \frac{Q}{F \cdot \alpha}, \text{ м/ч}, \quad (5.14)$$

$$w_M = \frac{Q}{F \cdot (\alpha - 1)}, \text{ м/ч}, \quad (5.15)$$

где  $w_H$  и  $w_M$  - нормальная и максимальная скорости фильтрования принимаются в зависимости от жесткости умягчаемой воды ;

$F$  - площадь фильтрования  $Mq$ - катионитного фильтра,  $m^2$  ;

$Q$  - производительность химводоочистки ;

$\alpha$  - количество работающих фильтров.

При жесткости	$w_H$	$w_M$
до 5 мг-экв/кг	25 м/ч	35 м/ч
до 10 мг-экв/кг	15 м/ч	25 м/ч
до 15 мг-экв/кг	10 м/ч	20 м/ч

Скорости фильтрования менее 5 м/ч допускать не рекомендуется из-за возможного снижения обменной способности катионита.

Количество солей жесткости, удаляемых на натрий-катионитных фильтрах за сутки, определяется по формуле

$$A = 24 H_0 \cdot Q, \text{ г-экв/сут.} \quad (5.16)$$

Число регенераций каждого фильтра в сутки определяется

по формуле

$$n = \frac{A}{F \cdot h \cdot E_{pNa} \cdot (\alpha \cdot \alpha_{noc})}, \quad (5.17)$$

где  $n$  - число регенераций каждого последовательно включенного фильтра. При  $n > 3$  необходимо увеличить диаметр фильтра или увеличить число последовательных фильтров;

$h$  - высота слоя катионита, м;

$\alpha$  - число параллельно работающих фильтров;

$\alpha_{noc}$  - число последовательно работающих фильтров;

$E_{pNa}$  - рабочая обменная способность катионита при натрий-катионировании, г-экв/м<sup>3</sup>.

Рабочую способность катионита при  $Na$  - катионировании определяют по формуле

$$E_{pNa} = \alpha_z \cdot \beta_{Na} \cdot E_n - 0,5g \cdot H_0, \quad \text{г-экв/м}^3, \quad (5.18)$$

где  $E_n$  - полная обменная способность катионита, г-экв/м<sup>3</sup>, для сульфогеля при крупности зерен 0,3-0,8 мм;

$E_n = 550$  г-экв/м<sup>3</sup>, при крупности зерен 0,5-1,1 мм;

$E_n = 500$  г-экв/м<sup>3</sup>;

$g$  - принимают обычно равным 4 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

0,5 - доля умягчения отливочной воды.

Межрегенерационный период работы фильтра определяют по формуле

$$T = \frac{24}{n} - 2, \quad \text{ч} \quad (5.19)$$

Расход 100% соли на одну регенерацию определяют по формуле

$$Q_c = \frac{E_{pNa} \cdot F_{Na} \cdot h \cdot q_c}{1000}, \quad \text{кг}, \quad (5.20)$$

$q_c$  принимается в зависимости от  $H_0$

$H_0$ мг-экв/кг	г/г-экв
до 5	до 120-150
10	120-150
15	170-250
20	200-250

Для фильтра II ступени  $q_c = 300-400$ .

Суточный расход технической соли определяется по формуле

$$Q_{c.c} = \frac{Q_c \cdot a \cdot n \cdot 100}{96,5}, \text{ кг/сут,} \quad (5.21)$$

где 96,5 - содержание NaCl в технической соли, %.

Расход воды на приготовление регенерационного раствора соли

$$Q_{p.c} = \frac{Q_c \cdot 100}{1000 \cdot B \cdot \gamma_{p.p}}, \text{ м}^3 \quad (5.22)$$

I ступень  $B = 7$ , II ступень  $B = 10$

I ступень  $\gamma_{p.p} = 1,048 \text{ т/м}^3$ , II ступень  $\gamma_{p.p} = 1,071 \text{ т/м}^3$ .

Расход воды на взрыхляющую промывку фильтров

$$Q_{взр} = \frac{i \cdot F \cdot 60 \cdot t_{взр}}{1000}, \text{ м}^3, \quad (5.23)$$

крупность зерен катионита 0,3-0,8  $i = 3 \text{ л/м}^2 \cdot \text{с}$

крупность зерен катионита 0,5-1,1  $i = 4 \text{ л/м}^2 \cdot \text{с}$

$t_{взр} = 15 \text{ мин.}$

Расход воды на отмывку катионита от продуктов регенерации

$$Q_{om} = q_{om} \cdot F \cdot h, \text{ м}^3, \quad (5.24)$$



$$q_{om} = 4 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Расход воды на регенерацию натрий-катионитного фильтра без использования отмывочных вод на взрыхление

$$Q_{c.n} = Q_{взр} + Q_{p.c} + Q_{om}, \text{ м}^3 \quad (5.25)$$

с учетом использования отмывочной воды

$$Q'_{c.n} = Q_{p.c} + Q_{om}, \text{ м}^3. \quad (5.26)$$

#### Расчет хлор-ионитных фильтров

Хлор-ионирование может осуществляться на специальных хлор-ионитных фильтрах, когда необходимо удалить большое количество бикарбонатов, т.е. требуется большой объем анионита на смешанном натрий-хлор-ионитном фильтре, когда процесс хлор-ионирования совмещается со второй ступенью натрий-катионирования.

В смешанном фильтре высоту загрузки ионита принимают по расчету, а остальную высоту фильтрующего слоя заполняют катионитом (не менее 0,5 м).

Из обрабатываемой воды на хлор-ионитных фильтрах необходимо удалить в сутки анионов

$$A = (\mathcal{U}_{ув} - \mathcal{U}_{ов}) \cdot Q_{ce} \cdot 24, \quad \text{г-экв/сут.} \quad (5.27)$$

Число регенераций для хлор-ионитных фильтров определяется по формуле (5.17), но в этом случае  $E_p = 300$ ,

$h$  — высота слоя анионита.

Расход соли на одну регенерацию

$$Q_c^{ce} = 65 \cdot F \cdot h, \quad \text{кг}, \quad (5.28)$$

где 65 - оптимальный удельный расход соли на регенерацию анионита, кг/м<sup>3</sup>.

Расчет расходов воды на регенерацию хлор-ионитных фильтров производится аналогично расчету для натрий-катионитных фильтров.

## 6. АЛГОРИТМ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

### Исходные параметры

Расходы теплоносителя на конечных участках.

Длина участков.

КМС участков.

Начальные параметры теплоносителя.

Необходимое давление у потребителя.

### Выходные параметры

Оптимальные диаметры участков.

Потери давления по участкам.

Скорости теплоносителя по участкам.

Оптимальные параметры тепловых сетей, транспортирующих пар и перегретую воду при соблюдении следующих условий :

а) условия неразрывности потока  $\sum G_i = 0$ , (6.1)

$G_i$  - расходы потока по узлу ;,

б) условия гидравлической увязки

$$P_{н.в} - \sum P_{i,j} - P_{к.в,j} = \min \quad (6.2)$$

$$P_{н.в} - \sum P_{i,j} - P_{к.в,j} \geq 0, \quad (6.3)$$

где  $P_{н.в}$  - давление в начале ветви ;

$P_{i,j}$  - потеря давления на  $i$ -ом участке, входящем в  $j$ -ю ветвь ;

$P_{к.в.j}$  - давление в конце  $j$ -ой ветви тепловой сети ;

в) условия телескопичности  $d_{i,j} \geq d_{i-1,j}$ ; (6.4)

г) ограничения скорости движения теплоносителя

$$v_i < v_{\max}. \quad (6.5)$$

Потери давления вследствие трения

$$P_{\tau} = \frac{\lambda}{\alpha} \cdot \frac{v^2}{2g} \cdot \gamma \cdot \ell, \quad (6.6)$$

где  $\lambda$  - коэффициент сопротивления трения ;

$\alpha$  - внутренний диаметр трубопровода на участке ;

$v$  - скорость теплоносителя на участке ;

$g$  - ускорение силы тяжести, равное  $9,81 \text{ м/с}^2$  ;

$\gamma$  - средний удельный вес теплоносителя на участке трубопровода ;

$\ell$  - длина участка.

Коэффициент сопротивления трения

$$\lambda = \frac{1}{(1,14 + 2 \lg \frac{\alpha}{\kappa_3})^2} \quad (6.7)$$

при  $Re \geq Re_{np}$  (область квадратичного закона)

$$\lambda = \frac{1}{\left[ -2 \lg \left( \frac{2,51}{Re \sqrt{\lambda}} + \frac{\kappa_3}{3,7 \alpha} \right) \right]^2} \quad (6.8)$$

при  $Re < Re_{np}$  (переходная область),

где  $Re$  - число Рейнольдса,

$$Re = \frac{\alpha \cdot v}{\eta}, \quad (6.9)$$

$\nu$  - кинематическая вязкость теплоносителя ;

$$Re_{np} = 560 \frac{d}{\kappa_3}, \quad (6.10)$$

$Re_{np}$  - предельное число Рейнольдса, характеризующее границы переходной области и области квадратичного закона ;

$d$  - внутренний диаметр трубопровода ;

$\kappa_3$  - эквивалентная шероховатость внутренней поверхности стальных труб.

Потери давления за счет местных сопротивлений

$$P_M = \sum \xi \frac{v^2}{2g} \cdot \gamma, \quad (6.11)$$

$\sum \xi$  - сумма местных сопротивлений на участке.

#### Насыщенный пар

Описанные ниже пункты выполняются для всех участков.

За начальное приближение принимаем

$$I. \quad \Delta G_y = 0, \quad (6.12)$$

$\Delta G_y$  - часовой расход пара на возмещение потерь тепла.

2. Диаметры всех участков принимаются минимальными.

3. По диаметрам участков выбирается максимальная скорость теплоносителя.

$$4. \text{ Полагаем } P_{ку} = P_{ну} \quad (6.13)$$

5. Определяем среднее значение давления на участке :

$$P_{ср} = \frac{P_{ку} + P_{ну}}{2} \quad (6.14)$$

$$6. \text{ По } P_{ср} \text{ определяем } T_H \text{ и } \gamma = \frac{1}{v''(T_H)}. \quad (6.15)$$

7. Определяется скорость газов на участке :

$$V = \frac{4(G + \Delta G) \cdot 10^3}{3600 \cdot \pi \cdot d^2 \cdot \gamma} \quad (6.16)$$

Проверяется условие (7) ; если оно не соблюдается, то  $d$  увеличивается на один типоразмер и расчет повторяется с п.3.

8. Определяется потеря давления на участке по (6.20).

9. Определяем давление пара в конце участка :

$$P'_{ку} = P_{ну} - P_y, \quad (6.17)$$

$P_{ну}$  - задано.

10. Проверяем условие (6.17) ; если оно имеет место, то выполняется п.11, в противном случае полагаем  $P_{ку} = P'_{ку}$  и повторяем расчет с п.5.

11. Вычисляется расчетный часовой расход пара на возмещение потерь тепла :

$$\Delta G' = \frac{Q_H(T_H, d)}{1000 \cdot \lambda(P_{ср})}, \quad (6.18)$$

$\lambda(P_{ср})$  - теплота парообразования, определяемая по среднему давлению.

12. Проверяется условие  $|\Delta G - \Delta G'| < \varepsilon_2$ . (6.19)

Если условие (6.19) не соблюдается, полагаем  $\Delta G = \Delta G'$  и расчет повторяем с п.7.

После расчета всей сети расчет повторяется с п.3 с окончательными расходами.

В качестве конечного результата берутся диаметры, полученные при последнем расчете.

Рекомендуемые максимальные скорости пара в паропроводах в м/с.

Условный диаметр труб $D_y$ , мм :	Насыщенный пар
до 200	35
выше 200	60

### Перегретая вода

Теплоснабжение сети при теплоносителе "перегретая вода" рассчитывается аналогично расчету сети перегретого пара.

Особенностями расчета сети при данном теплоносителе является то, что  $\gamma$  несущественно изменяется с изменением давления. При прокладке трубопровода по рельефной местности следует учитывать также естественное давление  $\gamma \cdot \Delta h$ , где разность отметок начала и конца участка, т.е. потери давления на участке, определяются по формуле

$$P = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{v^2}{2g} \cdot \gamma \cdot l + \sum \left\{ \xi \frac{v^2}{2g} \cdot \gamma + \gamma \cdot \Delta h \right. \quad (6.20)$$

Рекомендуемые предельные скорости воды в распределительных тепловых сетях по данным д.т.н. проф. Б.Н. Лобаева следует принимать в зависимости от диаметра трубы, например,

$$\begin{array}{ll} d = 40 \text{ мм} & v = 0,7 \text{ м/с} \\ d = 350 \text{ мм} & v = 3,5 \text{ м/с} \end{array}$$

## 7. КРИТЕРИЙ ОПТИМАЛЬНОСТИ ВЫБОРА СХЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

(Экономико-математическая модель определения капитальных и эксплуатационных затрат)

Критерием оценки различных вариантов схем обеспечения теплом при строительстве шахт принят минимум суммарных при-

веденных к последнему году строительства капитальных и эксплуатационных затрат на сооружение и эксплуатацию котельных установок, тепловых сетей, отнесенных к I ГДж тепла, расходуемого на весь период строительства.

В общем виде расчетная модель оценочного критерия имеет

вид

$$C_{\text{ГДж}}^{\text{прив}}(T) = \frac{\sum_{\eta=\zeta_1}^T K_{\text{кан}} (1+E)^{T-\eta} + \sum_{\eta=\zeta_2}^T C_{\text{тек}} (1+E)^{T-\eta}}{V_{\text{расч}} \cdot t \cdot 4,2} \rightarrow \min, \quad (7.1)$$

где  $K_{\text{кан}}$  - капитальные затраты, руб. ;

$C_{\text{тек}}$  - эксплуатационные (текущие) затраты, руб. ;

$V_{\text{расч}}$  - суммарная теплопроизводительность котельной по всем стройплощадкам, Гкал ;

$t$  - количество часов работы котельной ;

$T$  - продолжительность строительства шахты, г.

Числитель модели, представляющий собой сумму приведенных разновременных капитальных и эксплуатационных затрат к последнему году строительства, включая составляющие затраты, в развернутом виде примет вид

$$\begin{aligned} C^{\text{прив}}(T) = & (1+E)^{T-\eta} \cdot (A+B+D+N+M+J) + \sum_{\eta=\zeta_2}^{\zeta_3} (1+E)^{T-\eta} \cdot \\ & \times (S+W) + \sum_{\eta=\zeta_3}^T (1+E)^{T-\eta} \cdot (L+\tilde{L}+\tilde{L}_1+\tilde{L}_2) - \\ & - \sum_{\eta=\zeta_3}^T (1+E)^{T-\eta} \cdot C_B \rightarrow \min, \end{aligned} \quad (7.2)$$

где  $C^{\text{прив}}(T)$  - суммарные капитальные и эксплуатационные затраты на сооружение и эксплуатацию котельных установок и тепловых сетей, приведенные к моменту окончания строительства шахты ;

- $T$  - срок строительства шахты, принимается с учетом нормативных и фактических данных согласно проекту организации строительства ;
- $\eta$  - порядковый номер года от начала строительства, монтажа, эксплуатации и демонтажа здания и оборудования ;
- $E$  - народнохозяйственный норматив для приведения разновременных затрат, принят по типовой методике определения экономической эффективности капиталовложений,  $E = 0,006434$  ;

$\tau_1$  - время начала :

строительства здания котельной и прокладки теплосети ;  
приобретения оборудования ;  
монтажных работ ;

$\tau_2$  - время начала :

эксплуатации котельной и теплосети ;

отчисления на полное восстановление и капитальный ремонт здания и оборудования ;

$\tau_3$  - время начала демонтажа здания и оборудования котельной ;

возвратные суммы по зданиям и сооружениям ;

$$A = \sum_{g=1}^3 \sum_{j=1}^{20} C_j^{I \text{ м}^3} V_j \cdot i_{jg} - \text{стоимость зданий котельной;} \quad (7.3)$$

$C_j^{I \text{ м}^3}$  - стоимость I м<sup>3</sup> здания котельной с котлами  $j$ -го типа; рассматриваются постоянные и временные инвентарные здания (табл.2.2.1);



$V_j$  - объем здания, приходящийся на один котел  $j$ -го типа (табл.2.2.1) ;

$g$  - число строительных площадок шахты, на которых расположены котельные (число котельных) ;

$i_{jg}$  - количество котлов  $j$ -го типа на  $g$ -ой стройплощадке;

$$j' = \sum_{g=1}^7 C_{г\text{ым.тр}} \cdot g, \text{ руб}, \quad (7.4)$$

где  $C_{г\text{ым.тр}}$  - стоимость приобретения и монтажа дымовой трубы для котельной с паровыми котлами (табл.2.2.4; 2.2.4а);

$$B = \sum_{g=1}^7 \sum_{j=1}^{20} C_j^{\text{ком}} \cdot i_{jg} - \text{стоимость монтажных работ по оборудованию котельной} \quad (7.5)$$

$$C_j^{\text{ком}} = C_1^M \cdot n + C_2^M + C_3^M + C_4^M + C_5^M + C_6^M + C_7^M + C_8^M \cdot n + C_9^M + C_{10}^M ; \quad (7.6)$$

- где  $C_1^M$  - стоимость монтажа котлоагрегата ;  
 $C_2^M$  - то же, деаэрационно-питательной установки ;  
 $C_3^M$  - то же, деаэрационно-подпиточной установки ;  
 $C_4^M$  - то же, водоподготовительной установки ;  
 $C_6^M$  - то же, редукционной установки ;  
 $C_5^M$  - то же, блока сепаратора непрерывной продувки;  
 $C_7^M$  - то же, охладителя деаэрированной воды ;  
 $C_8^M$  - стоимость монтажа подогревателей сырой или умягченной воды ;  
 $C_9^M$  - то же, охладителей конденсата ;  
 $C_{10}^M$  - то же, сетевой установки ;

$n$  - количество единиц оборудования.

$$C_1^M = C_K^M + C_T^M + C_{возд}^M + C_{эк}^M + C_{вен}^M \cdot n + C_{дым}^M \cdot n + C_{зол}^M \cdot n, \quad (7.7)$$

где  $C_K^M$  - стоимость монтажа котла ;  
 $C_T^M$  - стоимость монтажа топки ;  
 $C_{возд}^M$  - стоимость монтажа воздухоподогревателя ;  
 $C_{эк}^M$  - стоимость монтажа экономайзера ;  
 $C_{вен}^M$  - стоимость монтажа вентилятора ;  
 $C_{дым}^M$  - стоимость монтажа дымососа ;  
 $C_{зол}^M$  - стоимость монтажа золоудовителей ;  
 $n$  - количество единиц.

$$C_2^M = C_{гк}^M \cdot n + C_{нас.цир}^M \cdot n, \quad (7.8)$$

где  $C_{гк}^M$  - стоимость монтажа деаэрационно-питательной установки.

В состав установки входят :

деаэрационная колонка ;

бак-аккумулятор ;

охладитель пара.

$C_{нас.цир}^M$  - стоимость монтажа насоса циркуляционного ;  
 $n$  - количество единиц.

$$C_3^M = C_{гк}^M \cdot n + C_{нас.подп}^M \cdot n, \quad (7.9)$$

где  $C_{нас.подп}^M$  - стоимость монтажа насоса подпиточного ;

$$C_4^M = C_{ф}^M \cdot n + C_{соль}^M \cdot n + C_{гидр}^M \cdot n + C_{взр}^M \cdot n + \quad (7.10)$$

$$+ C_{p.сер.к}^M + C_{скл.сер.к}^M + C_{нас.сыр.в}^M \cdot n + C_{нас.доз}^M \cdot n + C_{н.к.р.с}^M \cdot n,$$

- где  $C_{\phi}^M$  - стоимость монтажа натрий-катионитного фильтра;  
 $C_{соль}^M$  - то же, солерастворителя ;  
 $C_{гидр}^M$  - то же, бака гидроперегрузки фильтрующих материалов катионитных фильтров ;  
 $C_{взр}^M$  - то же, бака взрыхляющей промывки катионитных фильтров ;  
 $C_{p.сер.к}^M$  - то же, блока приготовления раствора крепкой серной кислоты ;  
 $C_{скл.сер.к}^M$  - то же склада крепкой серной кислоты ;  
 $C_{нас.с.в}^M$  - то же, насоса сырой воды ;  
 $C_{нас.доз}^M$  - то же, насоса-дозатора ;  
 $n$  - количество единиц ;  
 $C_{н.к.р.с}^M$  - насос крепкого раствора соли.

$$C_{10}^M = C_{теп.вод}^M \cdot n + C_{теп.пар}^M \cdot n + C_{нас.сет.в}^M \cdot n + C_{нас.цир}^M \cdot n, \quad (7.11)$$

- где  $C_{10}^M$  - стоимость монтажа сетевой установки ;  
 $C_{теп.вод}^M$  - то же, теплообменников водоводяных ;  
 $C_{теп.пар}^M$  - то же, теплообменников пароводяных ;  
 $C_{нас.сет.в}^M$  - то же, насосов сетевой воды ;  
 $C_{нас.цир}^M$  - то же, насосов циркуляционных.

$$D = \sum_{g=1}^7 \sum_{j=1}^{20} C_d^{приоб.} \cdot l_{dg} - \text{стоимость приобретения оборудования котельных установок} \quad (7.12)$$

$$C_{\text{прис}} = C_{\text{прис}}^1 \cdot n + C_{\text{прис}}^2 + C_{\text{прис}}^3 + C_{\text{прис}}^4 + \\ + C_{\text{прис}}^5 + C_{\text{прис}}^6 + C_{\text{прис}}^7 + C_{\text{прис}}^8 \cdot n + \\ + C_{\text{прис}}^9 + C_{\text{прис}}^{10}, \quad (7.13)$$

- $C_{\text{прис}}^1$  - стоимость котлоагрегата ;  
 $C_{\text{прис}}^2$  - то же, деаэрационной питательной установки ;  
 $C_{\text{прис}}^3$  - то же, деаэратора подпиточного ;  
 $C_{\text{прис}}^4$  - то же, водоподготовительной установки ;  
 $C_{\text{прис}}^5$  - то же, редукционной установки ;  
 $C_{\text{прис}}^6$  - то же, сепаратора непрерывной продувки ;  
 $C_{\text{прис}}^7$  - то же, охладителя деаэрированной воды ;  
 $C_{\text{прис}}^8$  - то же, подогревателей сырой и умягченной воды ;  
 $C_{\text{прис}}^9$  - то же, охладителей конденсата ;  
 $C_{\text{прис}}^{10}$  - то же, сетевой установки.

$$C_{\text{прис}}^1 = C_{\text{к}}^{\text{прис}} + C_{\text{т}}^{\text{прис}} + C_{\text{возд}}^{\text{прис}} + C_{\text{эк}}^{\text{прис}} + \\ + C_{\text{вент}}^{\text{прис}} \cdot n + C_{\text{гвлч}}^{\text{прис}} \cdot n + C_{\text{зсл}}^{\text{прис}} \cdot n, \quad (7.14)$$

$n$  - количество единиц.

$$C_{\text{прис}}^2 = C_{\text{зк}}^{\text{прис}} \cdot n + C_{\text{нас.цир}}^{\text{прис}} \cdot n, \quad (7.15)$$

где  $C_{\text{зк}}^{\text{прис}}$  - стоимость деаэрационно-питательной установки, (бака-аккумулятора, охладителя выпара, вентилятора к декарбонизатору) ;

$C_{\text{нас.цир}}^{\text{прис}}$  - то же, циркуляционного насоса;

$n$  - количество единиц.

$$C_{\text{прис}}^3 = C_{\text{зк}}^{\text{прис}} \cdot n + C_{\text{нас.подп}}^{\text{прис}} \cdot n, \quad (7.16)$$

где  $C_{\text{нас.подп}}^{\text{прис}}$  - стоимость подпиточного насоса

$$C_4^{\text{приоб}} = C_{\text{ф}}^{\text{приоб}} \cdot n + C_{\text{соль}}^{\text{приоб}} \cdot n + C_{\text{гидр}}^{\text{приоб}} \cdot n + \\ + C_{\text{взр}}^{\text{приоб}} \cdot n + C_{\text{р.сер.к}}^{\text{приоб}} + C_{\text{скл.сер.к}}^{\text{приоб}} + \\ + C_{\text{нак.сыр.в}}^{\text{приоб}} \cdot n + C_{\text{нак.доз}}^{\text{приоб}} \cdot n + C_{\text{н.к.рс}}^{\text{приоб}} \cdot n, \quad (7.17)$$

где  $C_{\text{ф}}^{\text{приоб}}$  - стоимость натрий-катионитного фильтра ;

$C_{\text{соль}}^{\text{приоб}}$  - то же, солерастворителя ;

$C_{\text{гидр}}^{\text{приоб}}$  - то же, бака гидроперегрузки фильтрующих материалов катионитных фильтров ;

$C_{\text{взр}}^{\text{приоб}}$  - то же, бака взрыхляющей промывки катионитных фильтров ;

$C_{\text{р.сер.к}}^{\text{приоб}}$  - то же, блока приготовления раствора крепкой серной кислоты ;

$C_{\text{скл.сер.к}}^{\text{приоб}}$  - то же, склада крепкой серной кислоты ;

$C_{\text{нак.сыр.в}}^{\text{приоб}}$  - то же, насоса сырой воды ;

$C_{\text{н.к.рс}}^{\text{приоб}}$  - то же, насоса крепкого раствора соли ;

$C_{\text{нак.доз}}^{\text{приоб}}$  - то же, насоса-дозатора ;

$n$  - количество единиц.

$$C_{10}^{\text{приоб}} = C_{\text{теп.вод}}^{\text{приоб}} \cdot n + C_{\text{теп.пар}}^{\text{приоб}} \cdot n + \\ + C_{\text{нак.сет.в}}^{\text{приоб}} \cdot n + C_{\text{нак.цир}}^{\text{приоб}} \cdot n, \quad (7.18)$$

где  $C_{10}^{\text{приоб}}$  - стоимость сетевой установки ;

$C_{\text{теп.вод}}^{\text{приоб}}$  - то же, теплообменников водоводяных ;

$C_{\text{теп.пар}}^{\text{приоб}}$  - то же, теплообменников пароводяных ;

$C_{\text{нак.сет.в}}^{\text{приоб}}$  - то же, насосов сетевой воды ;

$C_{\text{нак.цир}}^{\text{приоб}}$  - то же, насосов циркуляционных.

$$N = \sum_{m=1}^5 \left( \sum_{p=1}^9 C_p \ell_{pm} + \sum_{j=1}^6 C_j \ell_{jm} + \sum_{q=1}^5 C_q \ell_{qm} \right), \quad (7.19)$$

где  $N$  - стоимость строительства непроходных каналов и

эстакад постоянных сетей, руб. ;

$m$  - порядковый номер участков ;

$\rho$  - разновидность сечений каналов (табл.2.I.II);

$l_{q,m}$  - длина тоннеля  $q$ -го сечения на  $m$ -ом участке, м;

$C_q$  - стоимость строительства I п.м тоннеля  $q$ -го сечения, руб. (табл.2.2.2) ;

$q$  - сечение тоннеля для инженерных коммуникаций ;

$f$  - тип эстакады и ширина траверсы эстакады (табл.2.2.5);

$C_p$  - стоимость строительства I п.м непроходных каналов  $\rho$ -го сечения, руб. (табл.2.2.2) ;

$l_{p,m}$  - длина канала  $\rho$ -го сечения на  $m$ -ом участке, м ;

$S$  - количество участков, шт;

$C_f$  - стоимость строительства I п.м эстакад, руб. (табл. 2.2.5) ;

$l_{f,m}$  - протяженность эстакад, м

$$M = \sum_{m=1}^S \sum_{k=1}^{14} \left[ (C_k^{гор.в} + C_{к.изол}) \cdot l_{k,m}^{гор.в} + (C_k^{пр.г} + C_{к.изол}) \cdot l_{k,m}^{пр.г} + (C_k^{обр.г} + C_{к.изол}) \cdot l_{k,m}^{обр.г} + (C_k^{пар} + C_{к.изол}) \cdot l_{k,m}^{пар} + (C_k^{конд} + C_{к.изол}) \cdot l_{k,m}^{изол} + (C_k^{цур} + C_{к.изол}) \cdot l_{k,m}^{цур} \right], \quad (7.20)$$

где  $M$  - общая стоимость приобретения монтажа и изоляции трубопроводов постоянных сетей, руб.;

$k$  - диаметр трубопровода (табл.2.2.3) ;

$C_k^{гор.в}$  - стоимость монтажа I п.м трубопровода горячего водоснабжения, руб. (табл.2.2.3) ;

$C_{к.изол}^{гор.в}$  - стоимость изоляции I п.м трубопровода горячей воды, руб. (табл.2.2.3) ;

- $\ell_{\kappa m}^{\text{гор.в}}$  - протяженность трубопровода горячей воды на  $m$ -ом участке  $\kappa$ -го диаметра, м ;
- $C_{\kappa}^{\text{пр.т}}$  - стоимость монтажа I п.м трубопровода прямой сетевой воды, руб (табл.2.2.3) ;
- $C_{\kappa.изол}^{\text{пр.т}}$  - стоимость изоляции I п.м. трубопровода прямой сетевой воды, руб. (табл.2.2.3) ;
- $\ell_{\kappa m}^{\text{пр.т}}$  - протяженность трубопроводов прямой сетевой воды на  $m$ -ом участке,  $\kappa$ -го диаметра, м ;
- $C_{\kappa}^{\text{обр.т}}$  - стоимость монтажа I п.м трубопровода обратной сетевой воды, руб.(табл.2.2.3) ;
- $C_{\kappa.изол}^{\text{обр.т}}$  - стоимость изоляции I п.м трубопровода обратной сетевой воды, руб. (табл.2.2.3) ;
- $\ell_{\kappa m}^{\text{обр.т}}$  - протяженность трубопровода обратной сетевой воды на  $m$ -ом участке  $\kappa$ -го диаметра, м ;
- $C_{\kappa}^{\text{пар}}$  - стоимость монтажа I п.м паропровода, руб. (табл. 2.2.3.) ;
- $C_{\kappa.изол}^{\text{пар}}$  - стоимость изоляции I п.м паропровода, руб. (табл. 2.2.3) ;
- $\ell_{\kappa m}^{\text{пар}}$  - протяженность паропровода на  $m$ -ом участке  $\kappa$ -го диаметра, м ;
- $C_{\kappa}^{\text{конд}}$  - стоимость монтажа I п.м конденсатопровода, руб. (табл.2.2.3) ;
- $C_{\kappa.изол}^{\text{конд}}$  - стоимость изоляции I п.м конденсатопровода, руб. (табл.2.2.3) ;
- $\ell_{\kappa m}^{\text{конд}}$  - протяженность конденсатопровода.

Если в сети только временные трубопроводы, расчет ведется целевой функции.

Если в канале часть временных труб, проверяем сечение канала.

Канал прошел по сечению

$$N_i = N \quad (\text{по формуле 7.19})$$

$$M_i = M \quad (\text{по формуле 7.20 с учетом всех временных и постоянных труб})$$

$$W = (N + M) \cdot 0,05$$

В формуле (7.2)  $N = 0$ ;  $\tilde{X} = 0$ ;

Канал не прошел по сечению

$$M_i = M, N_i = N; W = (N_i + M_i) \cdot 0,05,$$

В формуле (7.2)  $N = N_i$ ;  $\tilde{X}_2 = 0$ ;

$\tilde{X}_1$  - стоимость демонтажа I п.м трубопровода

$$\tilde{X}_1 = \sum_{m=1}^5 \sum_{k=1}^{14} C_{k,TP}^{дем} (\ell_{km}^{гор.в} + \ell_{km}^{гор.т} + \ell_{km}^{адр.т} + \ell_{km}^{пар} + \ell_{km}^{конд} + \ell_{km}^{чир}); \quad (7.21)$$

$\tilde{X}_2$  - стоимость демонтажа I п.м непроходных каналов и эстакад

$$\tilde{X}_2 = \sum_{m=1}^5 \left( \sum_{p=1}^9 C_p^{дем} \cdot \ell_{pm} + \sum_{f=1}^8 C_f^{дем} \cdot \ell_{fm} \right); \quad (7.22)$$

на  $m$ -ом участке  $K$ -го диаметра, м ;

$C_k^{чир}$  - стоимость монтажа I п.м трубопровода циркуляционной воды, руб. (табл.2.2.3) ;

$C_{k,изол}^{чир}$  - стоимость изоляции I п.м трубопровода циркуляционного, руб. (табл.2.2.3) ;

$\ell_{km}^{чир}$  - протяженность трубопровода циркуляционного на  $m$ -ом участке  $K$ -го диаметра, м.



## Сети временные

$N_1$  - стоимость строительства непроходных каналов и временных сетей, руб. ;

$M_1$  - общая стоимость приобретения, монтажа и изоляции трубопроводов временных сетей, руб.

Определив величины  $N, M, N_1, M_1$ , выбираем сечение канала по табл.2.2.2 по годам строительства шахты :

$$\mathcal{C} = \sum_{g=1}^7 \sum_{j=1}^{20} C_j^{экс} \cdot i_{jg} + C_{фзп}, \quad (7.23)$$

где  $\mathcal{C}$  - суммарная стоимость эксплуатации котельных за один год.

$$C_j^{экс.} = C_T + C_э + C_в + C_{а.с} + C_a + C_{т.р} + C_{од}, \quad (7.24)$$

$C_j^{экс}$  - стоимость эксплуатации котельного оборудования и здания котельной, приходящаяся на один котел, руб;

$$C_T = B_T \cdot \zeta_T, \quad (7.25)$$

$C_T$  - стоимость топлива, руб. ;

$B_T$  - годовой расход топлива, т (табл.2.2.I) ;

$\zeta_T$  - стоимость тонны условного топлива, руб.

Для условий Донбасса  $\zeta_T = 36,40$  руб./т

$$C_э = B_{кВа} \times \zeta_{кВа} + B_{кВт.ч} \times \zeta_{кВт.ч}, \quad (7.26)$$

$C_э$  - стоимость электроэнергии, руб.

$B_{кВа}$  - присоединенная мощность трансформаторов, кВа  
(табл.2.2.I) ;

$B_{кВт.ч}$  - годовой расход электроэнергии, кВт.ч (табл.2.2.I);

$U_{\text{кВа}}$  - цена 1 кВа присоединенной мощности трансформаторов, руб.;

$U_{\text{кВт.ч}}$  - цена одного кВт.ч потребляемой электроэнергии, руб.

Для условий Донбасса  $U_{\text{кВт.ч}} = 0,19$  руб./кВт.ч.

$$C_B = B_B \cdot U_B, \quad (7.27)$$

$C_B$  - стоимость воды для питания котлов и подпитки системы ;

$B_B$  - годовой расход воды, м<sup>3</sup> (табл.2.2.I) ;

$U_B$  - цена 1 м<sup>3</sup> воды, руб.

Для условий Донбасса  $U_B = 0,1$  руб/м<sup>3</sup>.

$$U_{\text{о.с}} = B_{\text{кВт.ч}} \times 0,003, \text{ руб}, \quad (7.28)$$

$C_{\text{ас}}$  - годовые расходы на обтирочные и смазочные материалы, руб. ;

$B_{\text{кВт.ч}}$  - годовой расход электроэнергии, кВт.ч см.(7.26),  
(табл.2.2.I) ;

$$C_a = K_o \cdot A_3 + A \cdot A_o, \quad (7.29)$$

$C_a$  - амортизационные отчисления, руб.;

$A$  - капитальные затраты по зданиям и сооружениям, руб.  
см. (7.3) ;

$A_3, A_o$  - норма амортизационных отчислений по зданию и оборудованию, % ;

$K_o$  - капитальные затраты по оборудованию

$$K_o = B + D, \quad (7.30)$$

$B$  - стоимость монтажа оборудования, см. (7.5) ;

$D$  - стоимость приобретения оборудования, см. (7.12);

$$C_{т.р} = C_a \cdot Q_2, \quad (7.31)$$

$C_{т.р}$  - годовые отчисления на текущий ремонт (на один котел), руб. ;

$C_a$  - см. (7.29)

$$C_{од} = (C_{зн} + C_a + C_{т.р}) \times 0.3, \quad (7.32)$$

$C_{од}$  - величина отчислений на общекотельные и прочие расходы, руб. ;

$$C_{фзн} = C_{зн} \cdot P, \quad (7.33)$$

$C_{фзн}$  - годовой фонд заработной платы ;

$C_{зн}$  - годовой фонд заработной платы одного работающего, руб. (табл.2.2.I) ;

$P$  - количество работающих, обслуживающих котельную, чел. (табл.2.2.I)

$$W = (N + M) \cdot 0.05, \quad (7.34)$$

$N$  - см. (7.19) ;  $M$  - см. (7.20) ;

$W$  - стоимость эксплуатации теплосети за I год ;

0,05 - норматив 5% от полной сметной стоимости сети с учетом стоимости стройконструкции,

$$L = \sum_{g=1}^7 \sum_{j=1}^{20} C_d^{гем} \cdot i_{jg}, \quad (7.35)$$

где  $L$  - стоимость демонтажа оборудования котельной

$$C_d^{гем} = C_1^{гем} \cdot n + C_2^{гем} + C_3^{гем} + C_4^{гем} + C_5^{гем} + C_6^{гем} + C_7^{гем} + C_8^{гем} \cdot n + C_9^{гем} + C_{10}^{гем}, \quad (7.36)$$

где  $C_d^{гем}$  - стоимость демонтажа котельного оборудования ;

$C_1$  - то же, котлоагрегата ;

- $C_2^{гем}$  - то же, деаэрационно-питательной установки ;  
 $C_3^{гем}$  - то же, деаэрата подпиточного ;  
 $C_4^{гем}$  - то же, водоподготовительной установки ;  
 $C_5^{гем}$  - то же, блока сепаратора непрерывной продувки ;  
 $C_6^{гем}$  - то же, редукционной установки ;  
 $C_7^{гем}$  - то же, охладителя деаэрированной воды ;  
 $C_8^{гем}$  - то же, подогревателей сырой, умягченной воды ;  
 $C_9^{гем}$  - то же, охладителей конденсата ;  
 $C_{10}^{гем}$  - то же, сетевой установки ;  
 $n$  - количество единиц.

$$\begin{aligned}
 C_1^{гем} = & C_K^{гем} + C_T^{гем} + C_{возг}^{гем} + C_{эк}^{гем} + C_{вент}^{гем} \cdot n + \\
 & + C_{гнм}^{гем} \cdot n + C_{зэл}^{гем} \cdot n,
 \end{aligned} \quad (7.37)$$

- где  $C_K^{гем}$  - стоимость демонтажа котла ;  
 $C_T^{гем}$  - то же, топки ;  
 $C_{возг}^{гем}$  - то же, воздухоподогревателя ;  
 $C_{эк}^{гем}$  - то же, экономайзера ;  
 $C_{вент}^{гем}$  - то же, вентилятора ;  
 $C_{гнм}^{гем}$  - то же, дымососа ;  
 $C_{зэл}^{гем}$  - то же, золоуловителя ;  
 $n$  - количество единиц.

$$C_2^{гем} = C_{гк}^{гем} \cdot n + C_{нас.цир}^{гем} \cdot n, \quad (7.38)$$

- где  $C_{гк}^{гем}$  - стоимость демонтажа деаэрационно-питательной установки; бака-аккумулятора, охладителя выпара; вентилятора к декарбонизатору ;  
 $C_{нас.цир}^{гем}$  - то же, циркуляционного насоса ;  
 $n$  - количество единиц.

$$C_3^{\text{дем}} = C_{\text{дк}}^{\text{дем}} \cdot n + C_{\text{нас. подп}}^{\text{дем}} \cdot n, \quad (7.39)$$

где  $C_{\text{нас. подп}}^{\text{дем}}$  — стоимость демонтажа насоса подпиточного

$$C_4^{\text{дем}} = C_{\text{ф}}^{\text{дем}} \cdot n + C_{\text{соль}}^{\text{дем}} \cdot n + C_{\text{гидр}}^{\text{дем}} \cdot n + C_{\text{взр}}^{\text{дем}} \cdot n + \\ + C_{\text{р.сер.к}}^{\text{дем}} + C_{\text{скл.сер.к}}^{\text{дем}} + C_{\text{нас.сыр.в}}^{\text{дем}} \cdot n + \\ + C_{\text{нас.доз}}^{\text{дем}} \cdot n + C_{\text{н.к.р.с}}^{\text{дем}} \cdot n, \quad (7.40)$$

где  $C_{\text{ф}}^{\text{дем}}$  — стоимость демонтажа  $\text{Na}$  или  $\text{H}$ -катионитного фильтра;

$C_{\text{соль}}^{\text{дем}}$  — то же, солерастворителя ;

$C_{\text{гидр}}^{\text{дем}}$  — то же, бака гидроперегрузки фильтрующих материалов катионитных фильтров ;

$C_{\text{взр}}^{\text{дем}}$  — то же, бака взрыхляющей промывки катионитных фильтров ;

$C_{\text{р.сер.к}}^{\text{дем}}$  — то же, блока приготовления раствора крепкой серной кислоты ;

$C_{\text{скл.сер.к}}^{\text{дем}}$  — то же, склада крепкой серной кислоты ;

$C_{\text{нас.сыр.в}}^{\text{дем}}$  — стоимость демонтажа насоса сырой воды ;

$C_{\text{нас.доз}}^{\text{дем}}$  — то же, насоса-дозатора ;

$n$  — количество единиц.

$$C_{10}^{\text{дем}} = C_{\text{теп.вод}}^{\text{дем}} \cdot n + C_{\text{теп.пар}}^{\text{дем}} \cdot n + \\ + C_{\text{нас.сет.в}}^{\text{дем}} \cdot n + C_{\text{нас.цир}}^{\text{дем}} \cdot n, \quad (7.41)$$

где  $C_{10}^{\text{дем}}$  — стоимость демонтажа сетевой установки ;

$C_{\text{теп.вод}}^{\text{дем}}$  — то же, теплообменников водоводяных ;

$C_{\text{теп.пар}}^{\text{дем}}$  — то же, теплообменников пароводяных ;

$C_{\text{нас.сет.в}}^{\text{дем}}$  — то же, насосов сетевой воды ;

$C_{\text{нас.цир}}^{\text{дем}}$  — то же, насосов циркуляционных ;

$n$  — количество единиц.

$$\mathcal{Z} = \sum_{g=1}^7 \sum_{j=1}^{20} C_j^{гем. 1м^3} \cdot V_j \cdot l_{jg} - \text{стоимость} \quad (7.42)$$

демонтажа  
здания временной  
котельной,

где  $C_j^{гем. 1м^3}$  — стоимость демонтажа I м<sup>3</sup> здания временной котельной ;

$$\mathcal{Z}_1 = \sum_{g=1}^7 C_{гем.тр}^{гем} \cdot g, \quad (7.43)$$

$$C_B = C_1 + C_2 + C_3 - \text{возвратная} \quad (7.44)$$

сумма по  
зданию и  
оборудованию,

$C_1$  — возвратная сумма по оборудованию.

$$C_1 = \sum_{g=1}^7 \sum_{j=1}^{20} C_j \cdot l_{jg} \left[ 1 - \left( \frac{\lambda_1}{100} + \frac{\gamma_1}{100} \right) (\mathcal{C}_2 - \mathcal{C}_2) \right], \quad (7.45)$$

$$C_j = B + D,$$

где  $C_j$  — стоимость основных фондов по оборудованию ;

$\lambda_1$  — процент отчислений на полное восстановление оборудования котельной установки, принимается по действующим нормам амортизационных отчислений — 4,2% (шифр 40000  $\lambda_1 = 3,5 \times K_1 = 3,5 \times 1,2 = 4,2\%$ ,  $K_1 = 1,2$  — коэффициент, учитывающий 3-сменный режим работы котельной) ;

$\gamma_1$  — процент отчислений на капитальный ремонт котельного оборудования, принимается по действующим нормам амортизационных отчислений — 6,0% (шифр 40000  $\gamma_1 = 5,0 \times K_1 = 5,0 \times 1,2 = 6,0\%$ ) ;

$\mathcal{C}_2$  — год, в котором начинаются отчисления на капитальный ремонт и полное восстановление ;

$\tau_3$  - год, в котором производятся возвратные начисления суммы по зданиям и сооружениям ;

$C_2$  - возвратная сумма по всей сети теплоснабжения.

$$C_2 = [(N + M) + (N_1 + M_1)] \times \left[ 1 - \left( \frac{\lambda_2}{100} + \frac{\gamma_2}{100} \right) (\tau_3 - \tau_2) \right], \quad (7.46)$$

$\lambda_2$  - процент отчислений на полное восстановление трубопроводов тепловых сетей, принимается по действующим нормам амортизационных отчислений - 4% (шифр 30I2I) ;

$\gamma_2$  - процент отчислений на капитальный ремонт тепловых сетей, принимается по действующим нормам амортизационных отчислений - 0,8% (шифр 30I2I) ;

$C_3$  - возвратная сумма по зданию котельной.

$$C_3 = \sum_{g=1}^7 \sum_{j=1}^{20} C_j^{fM^3} \cdot V_j \cdot i_{jg} \left[ 1 - \left( \frac{\lambda_3}{100} + \frac{\gamma_3}{100} \right) (\tau_3 - \tau_2) \right], \quad (7.47)$$

$C_j^{fM^3}$  - стоимость основных фондов по зданию ;

$\lambda_3$  - процент отчислений на полное восстановление здания котельной установки, принимается по действующим нормам амортизационных отчислений :

для временных сборно-разборных (шифр I0008)  $\lambda_3 = 9,8\%$  ;

для постоянных зданий (шифр I0000)  $\lambda_3 = 1,0\%$  ;

для временных не разборных (шифр I0009)  $\lambda_3 = 5,0\%$  ;

$\gamma_3$  - процент отчислений на капитальный ремонт здания, принимается по действующим нормам амортизационных отчислений :

для постоянных зданий (шифр I0000)  $\gamma_3 = 1,4\%$  ;

для временных сборно-разборных зданий (шифр I0008)

$\gamma_3 = 2,8\%$  ;

для временных не разборных зданий (шифр I0009)  $\gamma_3 = 2,1\%$ .

## 8. ВРЕМЕННАЯ ЛИНЕЙКА

Временная линейка (рис.2) – графическое изображение фактора времени, учитываемого в задаче выбора оптимальных схем тепло-снабжения при строительстве шахт.

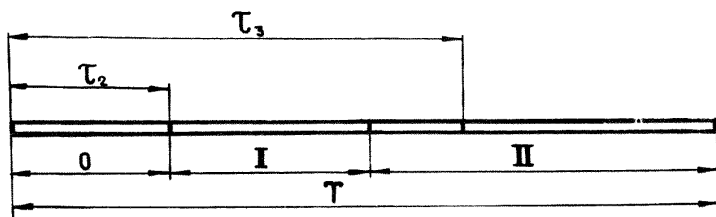


Рис. 2. Временная линейка :  $T$  – продолжительность строительства шахты ;  $\tau_2$  – период от начала строительства шахты до начала эксплуатации котельной ;  $\tau_3$  – период от начала строительства шахты до начала демонтажа котельной

Период 0 (подготовительный) – освоение промплощадки строительства, возведение зданий и сооружений для проходки стволов.

Период I (основной) – проходка стволов, приствольных камер, сопряжений, армирование стволов, переход от проходки стволов к проведению горизонтальных и наклонных горных выработок.

Период II (основной) – проходка горизонтальных и наклонных горных выработок, строительство зданий и сооружений, монтаж оборудования технологической цепи ; окончание общестроительных и горнопроходческих работ, подготовка шахты к сдаче в эксплуатацию.



## 9. ВЛИЯНИЕ СМЕЖНЫХ КОМПЛЕКСОВ

Оптимизация комплекса "теплоснабжение" рассматривается как локальная задача. Локальными являются также и другие комплексы, оптимизируемые по соответствующим методикам, разработанным ВНИИОМНСом.

Все комплексы технологически связаны между собой, взаимно обуславливая друг друга. Часть исходных данных для локальной задачи зависит от смежных локальных задач. Поэтому выбор оптимальной схемы теплоснабжения при строительстве шахт зависит от выбора оптимальных решений в задачах, близких к рассматриваемой.

В табл. I.9.I приведена совокупность технологических комплексов и взаимосвязи ее с рассматриваемыми в настоящей методике вопросами.

Таблица I.9.I

Влияние смежных комплексов и связь с рассматриваемым  
комплексом при строительстве шахты

Входные данные рассматриваемого комплекса	: Наименование смежных комплексов				
	: Горные : работы	: Транспорт: : на поверх:	Вспомога- тельные	: Админбыт- : комбинат	: Строитель- : ные работы
	:	: ности	: цехи	:	:
Теплоснабжение					
График движения рабочей силы по периодам строительства	+				+
Конструктивные решения по зданиям			+	+	
Временные показатели (продолжи- тельность строительства шахты, время начала эксплуатации и де- монтажа здания)	+	+			+

## ЛИТЕРАТУРА

1. Строительные нормы и правила СНиП 2.01.01-82. М.: Стройиздат.
2. Рекомендации по расчету и выбору основного и вспомогательного оборудования котельных установок. Вып. 2 и 3. Серия ЖЗ-41. М.: ГПИ Союзсантахпроект, 1970.
3. Указания по проектированию котельных установок СН 350-66. М.: Стройиздат, 1967.
4. Рекомендации по проектированию установок "натрий-катионирования". Серия ЖЗ-104. М.: ГПИ Сантахпроект, 1975.
5. Методика расчета установки, работающей по схеме *NaCl*-ионирования. Информационное письмо № 10-71. М.: ГПИ Сантахпроект, 1971.
6. Указания по расчету рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий СНЗ69-74, М.: Стройиздат, 1975.
7. Лифшиц О.В. Справочник по водоподготовке котельных установок малой мощности. М.: Энергия, 1969.
8. Кутателадзе С.С. Основы теории теплообмена. 2-е изд. М.: Машгиз, 1962.

## ΓΛΑΦΑ Π

## І. ИНСТРУКЦИЯ ПО ПОЛЬЗОВАНИЮ МЕТОДИКОЙ

### І.І. Стратегия поиска оптимального варианта данного комплекса с учетом смежных комплексов

Оптимальный вариант строительства и использования объектов теплоснабжения шахты определяется путем сравнения суммарных, приведенных на конец строительства шахты, затрат по вариантам решения задачи выбора оптимальной схемы теплоснабжения при строительстве шахты.

Подготавливаются входные данные, независимые от рассматриваемых комплексов – нормативно-справочная информация.

В решениях рассматриваемых вариантов выбора оптимальных схем теплоснабжения при строительстве шахт по действующим номенклатурам оборудования и типовым проектам принимаются определенные типы зданий котельных, каналов и эстакад, оборудования котельных и котлы.

Разрабатываются решения и выбираются оптимальные схемы сетей и котельной.

Сроки начала эксплуатации участков сетей и котельных на отдельных промплощадках принимаются по смежным комплексам.

Программой для ЭВМ предусмотрен перебор вариантов теплоснабжения строящейся шахты по схеме рис.І и выдача на печать основных экономических характеристик оптимального варианта.

### І.2. Порядок выполнения оптимизационных расчетов на ЭВМ

Последовательность выполнения оптимизационных расчетов и их исполнители представлены на рис.3.

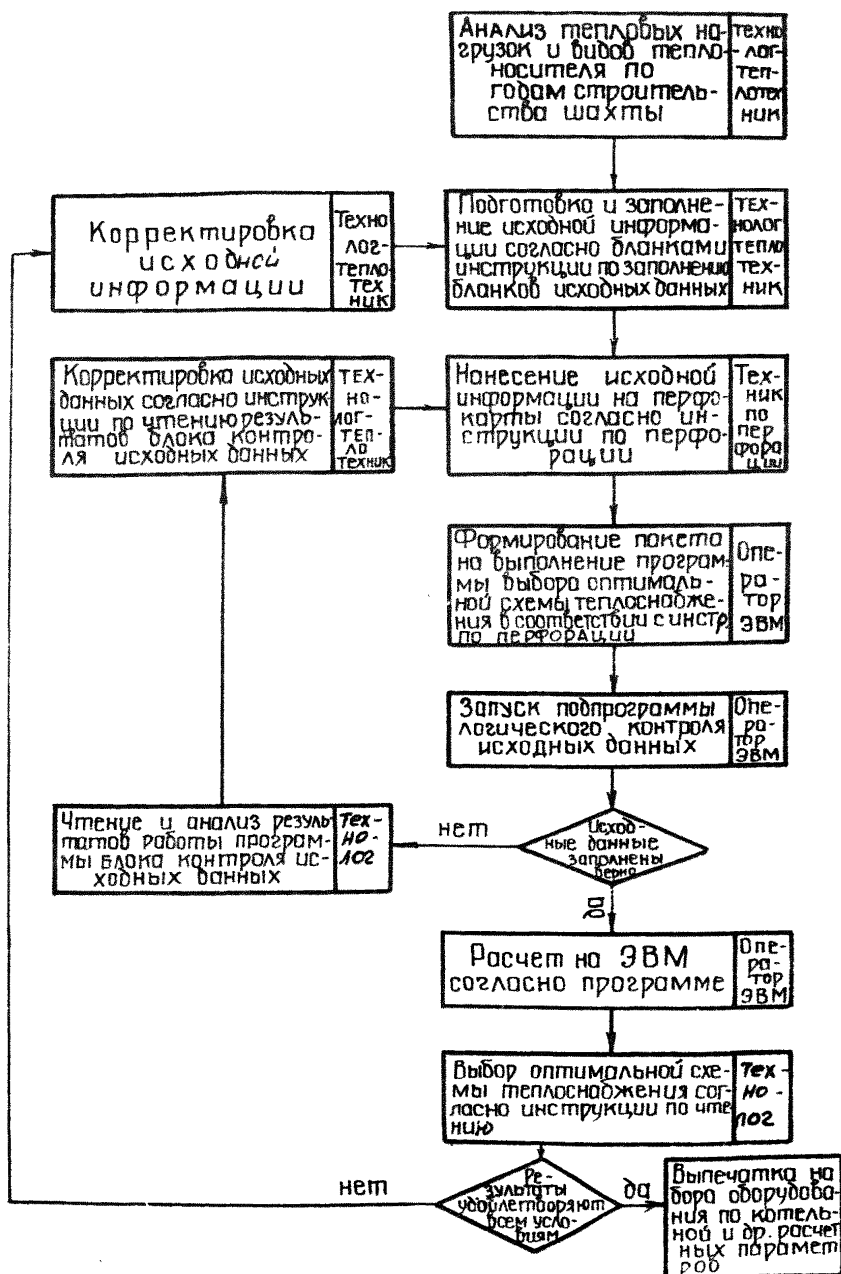


Рис.3. Последовательность выполнения оптимизационных расчетов и их исполнители

1.2.1. Анализируются входные параметры схемы расположения котельных на шахтной поверхности для каждого варианта, их характеристики (сечение постоянных каналов, протяженность сетей), календарный график начала использования тепла по объектам, количество стволов.

1.2.2. Заполняются бланки исходных данных с учетом календарного графика.

1.2.3. Заполненные бланки исходных данных передаются на вычислительный центр, где в соответствии с инструкцией для перфорации информация с бланков набивается на перфокарты.

1.2.4. Оператор на ЕС ЭВМ формирует пакет на выполнение программы расчета и выбора оптимальной схемы теплоснабжения в соответствии с инструкцией оператору.

1.2.5. Перед проведением расчета запускается подпрограмма логического контроля исходных данных.

Если бланки исходных данных заполнены неверно или такие данные отсутствуют в информационной базе программы, то ЭВМ выдает сообщение о необходимости внесения соответствующих коррективов согласно инструкции по чтению результатов работы подпрограммы логического контроля исходных данных.

1.2.6. Выполняются расчетные операции на ЭВМ. Программа расчета на ЭВМ с инструкциями по перфорации и оператору представлены в приложении к программе.

1.2.7. Последовательно оснащая котельную различными видами оборудования и меняя схемы сетей и расположения котельных на шахтной поверхности, можно получить ряд вариантов расчета,

среди которых выбирается вариант, обеспечивающий минимум затрат на I ГДж произведенного тепла за весь период строительства шахты.

I.2.8. Для выбранного варианта на ЭВМ в соответствии с инструкцией по чтению результатов расчета строятся выходные параметры, основными из которых являются :

- спецификация на основное оборудование котельной ;
- сечение каналов, ширина траверс по участкам схемы ;
- затраты на сооружение котельной и тепловых сетей ;
- теплопроизводительность котельной в каждый год строительства котельной и оптимальные диаметры теплопроводов.





## **2. Информационная база для реализации алгоритма**

## 2.1. Инженерная часть

Таблица 2.1.1

Расчетные характеристики слоевых топок с неподвижной решеткой и ручным забросом топлива

Показатели	Донецкий: Каменные		Бурые		
	антрацит:	типа	типа	типа	типа
	АС, АМ, АК:	Кузнец- ких Д и	Донец- ких Д и	Артемов- ских	Веселов- кого
	: $A^n = 2$	: $\Gamma^n = 1,4$	: $\Gamma^n = 3,2$	: $w^n = 7,4$	: $w^n = 8,4$
Потеря тепла от механического недожога $q_4$ , %	II	4	6	6	8
Доля золы топлива в уносе $\alpha_{ун}$ , %	10	7	6	7	5,5

Таблица 2.1.2

Расчетные характеристики топок чугунных секционных котлов

Показатели	Ручные топки с неподвижными решетками и опрокидными колосниками		Шахтные топки с наклонными неподвижными колосниками
	: <u>грохоченый уголь</u>		: кусковой торф
	: типа Подмос-ковного бу-рого $A^n = 8$		: антрациты : АК, АС, АМ : $A^n = 2$
			: $w^p \geq 40\%$ : $A^c = 10\%$
Потери от механической неполноты сгорания $q_4$ , %	9,5	3-10	2,5

Таблица 2.1.3

Расчетные характеристики топок вертикально-цилиндрических котлов

Показатели	: Ручные внутренние топки с неподвижными : решетками и опрокидными колосниками	
	: грохоченные каменные угли $\frac{V^r}{A^r} \leq 25\%$ : $A^r \leq 4$	: грохоченные антрациты : АС и АМ : $A^r \leq 2$
Потеря от механической неполноты сгорания $q_4$ , %	8-10	8-10

Таблица 2.1.4

Расчетные характеристики слоевых механизированных топок

Показатели	:Топки с цепной решеткой	:Топки с пневматическими забрасывателями и цепной решеткой прямого хода	: каменные угли	: бурые угли	
	:Донецкий антрацит АС, АМ	: типа Кузнецких Д и Г	: типа До-нецких Д и Г	: типа Артемьевского темовского	
	: $A^r = 2$	: $A^r = 1,4$	: $A^r = 3,2$	: $W^r = 7,4$ ; $W^r = 8,4$ : $A^r = 4,2$ ; $A^r = 6,5$	
Суммарная потеря от механической неполноты сгорания $q_4$ , %	13,5	6	6	5,5	7
Доля золы топлива в уносе $\alpha_{ун}$ , %	10	20	16	19	15

Продолжение табл.2.1.4

Показатели	:Топки с пневматическими забрасывателями и цепной решеткой обратного хода									
	: каменные угли					: бурые угли				
	: типа	: типа	: типа	: типа	: типа	: типа	: типа	: типа	: типа	: типа
	: Куз- нец- ких и Г А <sup>n</sup> = I,4	: Донец- ких Д и Г А <sup>n</sup> = 3,2	: Сучан- ского А <sup>n</sup> = 5,7	: Куз- нец- кого ГСС А <sup>n</sup> = I,69	: Арте- мовс- кого А <sup>n</sup> = 4,2	: Весе- ловс- кого А <sup>n</sup> = 6,5	: Хоран- орско го А <sup>n</sup> = I3,6	: Под- мос- ного А <sup>n</sup> = 2,9	: Ирша- боро ков- кого А <sup>n</sup> = I2,8	: Ирма- боро динс- кого А <sup>n</sup> = 4,6
Суммарная потеря от механичес- кой непол- ноты сго- рания $q_4, \%$	6	6	7,5	12	5,5	7	6,5	8	6	
Доля золы топлива в уносе $\alpha_{ун}, \%$	20	16	11	20	19	15	19	11	27	

Окончание табл.2.1.4

Показа- тели	:Топки с пневматическими забрасывателями и неподвиж- ной решеткой									
	: Донец: каменные угли					: бурые угли				
	: антра- цит АМ и АС А <sup>n</sup> =2	: Куз- нецко го Д и Г А <sup>n</sup> =I,4	: Донец- кого Д и Г А <sup>n</sup> =3	: Куз- нец- кого ГСС А <sup>n</sup> = I,69	: Ирша- боро динс- кого А <sup>n</sup> = I,6	: Арте- мовс- кого А <sup>n</sup> = 4,2	: Весе- ловс- кого А <sup>n</sup> = 6,5	: Хора- норс- кого А <sup>n</sup> = I3,6	: Подмос- ковно- го А <sup>n</sup> = 8,9	: Ирша- боро динс- кого А <sup>n</sup> = 2,9
	: типа	: типа	: типа	: типа	: типа	: типа	: типа	: типа	: типа	: типа
Суммарная потеря от механичес- кой непол- ноты сгора- ния $q_4, \%$	13,5	5,5	6,5	10,5	5,5	5,5	8	6,5	10	
Доля золы топлива в уносе $\alpha_{ун}, \%$	10	16	13	16	22	15	12	15	10	

Таблица 2.1.5

Норма качества питательной воды для паровых котлов  
при ее докотловой обработке

Тип котлов	:Жест- кость общая, :мг-экв/ : кг	:Растворенный кислород : мг/кг	Содержа- ние же-	Содержа- ние мас-
	: для котлов без эконо- майзеров или с чу- гунными экономай- зерами	: для котлов со сталь- ными экономайзе- рами	:мг/кг	:мг/кг
Газотрубные и жаротрубные	0,03-0,5	Не нормируется	-	-
Чугунные секционные	0,3	Не нормируется	-	-
Водотрубные неэкранированные при давлении менее 14 ата	0,03	0,1	0,03	0,2
Водотрубные экранированные при давлении 14 ата	0,02	0,1	0,03	0,2
Водотрубные с газомазутными полками при давлении 14 ата	0,02	0,1	0,03	0,2
Водотрубные с естественной циркуляцией при давлении менее 14 ата	0,01	0,03	0,03	0,05

Таблица 2.1.6.

Расчетный сухой остаток котловой (продувочной) воды  
для котлов типов ДКВР, ДКВ и КРШ

Сепарационные устройства	: Сухой остаток, мг/л
Механические внутрибарабанные сепараторы	до 3000
То же, с внутрибарабанными циклонами	до 4000
Механические внутрибарабанные сепараторы с двухступенчатым испарением	до 6000
Выносные циклоны при двух-ступенчатом испарении	до 10000



## Нормы качества воды для подпитки тепловых сетей

Показатели	: Открытая система теплоснаб- жения				: Закрытая система теплоснабже- ния			
	:при подогрева- телях с латун- ными трубками		:при стальных во- догрейных кот- лах		:при подогрева- телях с латун- ными трубками		:при стальных водо- грейных котлах	
	: Температура подогрева воды, °C							
	:до I00	: I50	:до I00	: I50	:до I00	:до I50	:до I00	: I50
Растворенный кислород, мг/кг	0,05	0,05	0,05	0,05	0,1	0,1	0,05	0,05
Концентрация водородных ионов рН	7-8,5	7-8,5	7-8,5	7-8,5	7-9	7-9	7-9	7-9
Взвешенные вещества, мг/кг	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Жесткость карбонатная, мг-экв/кг	0,7-1,5	0,7	0,7-0,9	0,4-0,5	0,7-1,5	0,7	0,7-0,9	0,4-0,5
Жесткость общая при ис- пользовании непрерывной продувки котлов, мг-экв/кг	ж	ж	ж	ж	0,1	0,05	0,05	0,05

\* Использование воды непрерывной продувки котлов не допускается.

Таблица 2.1.8

Коэффициент эффективности регенерации  
катионита

Удельный расход : соли на регене- рацию катионита обменной способ- ности, г/г-экв	:	:	:	:	:	:	:	:	:
	:100	:110	:120	:130	:140	:150	:160	:170	:180

$\alpha_3$	0,62	0,64	0,67	0,69	0,72	0,74	0,75	0,77	0,78
------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

190	: 200	: 210	: 220	: 230	: 240	: 250	: 260	: 270	: 280	: 290	: 300
-----	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

0,8	0,81	0,82	0,83	0,84	0,85	0,87	0,87	0,88	0,88	0,89	0,90
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

310	: 320	: 330	: 340	: 350
-----	-------	-------	-------	-------

0,91	0,92	0,92	0,93	0,94
------	------	------	------	------

Таблица 2.1.9

Разложение  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  в зависимости от давления

Рабочее : давление : котла	4 :	5 :	6 :	7 :	8 :	9 :	10 :	11 :	12 :	13 :	14 :
Разложе- ние в до лях еди- ницы	0,18	0,35	0,42	0,5	0,54	0,58	0,60	0,63	0,68	0,7	0,72

15 :	16 :	17 :	18 :	19 :	20 :	21 :	22 :	23 :
0,73	0,75	0,77	0,79	0,8	0,81	0,83	0,84	0,85

Таблица 2.1.10

Коэффициент снижения обменной способности катионита

$C_{Na}^2/H_0$	:0,01	: 0,02	: 0,03	: 0,04	: 0,05	: 0,06	: 0,07	: 0,08	: 0,09
$\beta_{Na}$	: 0,93	0,92	0,91	0,89	0,88	0,87	0,86	0,85	0,84

0,1	: 0,2	: 0,3	: 0,4	: 0,5	: 0,6	: 0,7	: 0,8	: 0,9	: 1
0,83	0,8	0,77	0,73	0,70	0,69	0,68	0,67	0,66	0,65

2	: 3	: 4	: 5	: 6	: 7	: 8	: 9	: 10	:
0,62	0,60	0,57	0,54	0,53	0,52	0,52	0,51	0,5	

Выбор сечения канала и ширины траверсы эстакады или тоннеля

Условный диаметр $d_y$ , мм	Нормативные каналы				Нормативная прокладка, тоннели			
	Расстояние до стен конструк- тивного канала $a$ , мм	Расстояние между изоляци- онными слоя- ми конструк- ции $b$ , мм	Расстояние от изоляции до канала $c$ , мм	Расстояние от изоляции до верха канала $f$ , мм	Расстояние от края конструк- ции до изоляции $a$ , мм	Расстояние между соседними изоляци- онными конструк- циями $b$ , мм	Толщина изоляции паропровода, $e$ , мм	Толщина про- кладки трубо- провода воды и конденсата $e$ , мм
40	70	100	100	50	150	100	70	60
50	70	100	100	50	150	100	100	80
70	70	100	100	50	150	100	100	80
80	70	100	100	50	150	100	100	80
100	80	140	150	50	170	140	150	90
125	80	140	150	50	170	140	150	90
150	80	140	150	50	170	140	160	100
200	80	140	150	50	170	140	160	100
250	80	140	150	50	170	140	180	100
300	100	160	150	70	200	160	190	100
350	100	160	150	70	200	160	200	100
400	100	200	180	70	200	200	200	110
450	100	200	180	70	200	200	200	120
500	110	200	180	100	200	200	200	120

Ширина канала или траверсы определяется по формуле

$$l = [2a + (h-1)b + (d_1 + 2e_1) + (d_2 + 2e_2) + \dots + (d_n + 2e_n)] : 1000, \text{ м}$$

$$\text{Высота канала } H = (d + c + 2e_n + f) : 1000, \text{ м}$$

Величины  $a, e, c, f$  выбираются по наибольшему диаметру трубопровода

Ширина траверсы эстакады, ширина и высота канала определяются по табл. 2.2.2; 2.2.5, причем берется больший размер.

Основание : СНиП II-36-73 пп 9.47; 9.48; 9.49.

Таблица 2.1.12

Температурные множители в формулах для определения  
коэффициентов теплоотдачи

$\tau_n$	Конденсирующий пар					: Вода при турбу- : летном движении	
$C^0$	$A_1$	$A_2$	$A_3$	$A_4 \cdot 10^3$	темпе- : ратура, $C^0$	$A_5$	
	: I/м.град			: м·ч/ккал			
I	2	3	4	5	6	7	
10.	5,16	-	-	-	10	1509	
11.	5,16	-	-	-	11	1532,7	
12.	5,16	-	-	-	12	1556,4	
13.	5,16	-	-	-	13	1580,1	
14.	5,16	-	-	-	14	1603,8	
15.	5,16	-	-	-	15	1627,5	
16.	5,16	-	-	-	16	1651,2	
17.	5,16	-	-	-	17	1674,9	
18.	5,16	-	-	-	18	1693,6	
19.	5,16	-	-	-	19	1722,3	
20.	5,16	-	-	1,88	20	1746	
21.	5,432	-	-	1,931	21	1762,3	
22.	5,704	-	-	1,982	22	1778,6	
23.	5,976	-	-	2,033	23	1794,9	
24.	6,248	-	-	2,084	24	1811,2	
25.	6,520	-	-	2,135	25	1827,5	
26.	6,792	-	-	2,186	26	1843,8	
27.	7,064	-	-	2,237	27	1860,1	
28.	7,336	-	-	2,288	28	1876,4	
29.	7,608	-	-	2,339	29	1892,7	
30.	7,88	-	-	2,39	30	1909	
31.	8,232	-	-	2,447	31	1924,5	
32.	8,584	-	-	2,504	32	1940	
33.	8,936	-	-	2,561	33	1955,5	
34.	9,289	-	-	2,618	34	1971,0	
35.	9,640	-	-	2,675	35	1986,5	
36.	9,992	-	-	2,732	36	2002,0	

Продолжение табл.2.1.12

I	:	2	:	3	:	4	:	5	:	6	:	7
37.		10,344		-		-		2,789		37		20175
38.		10,696		-		-		2,846		38		2033,0
39.		11,048		-		-		2,903		39		2048,5
40.		11,4		-		-		2,96		40		2064
41.		11,82		-		-		3,02		41		2078,9
42.		12,24		-		-		3,08		42		2093,8
43.		12,66		-		-		3,14		43		2108,7
44.		13,08		-		-		3,20		44		2123,6
45.		13,50		-		-		3,26		45		2138,5
46.		13,92		-		-		3,32		46		2153,4
47.		14,34		-		-		3,38		47		2168,3
48.		14,76		-		-		3,44		48		2183,2
49.		15,18		-		-		3,50		49		2198,1
50.		15,6		-		-		3,56		50		2213
51.		16,13		-		-		3,625		51		2226,7
52.		16,66		-		-		3,690		52		2240,4
53.		17,19		-		-		3,755		53		2254,1
54.		17,72		-		-		3,820		54		2267,8
55.		18,25		-		-		3,885		55		2281,5
56.		18,78		-		-		3,950		56		2295,2
57.		19,31		-		-		4,015		57		2308,9
58.		19,84		-		-		4,080		58		2322,6
59.		20,37		-		-		4,145		59		2336,3
60.		20,9		-		-		4,21		60		2350
61.		21,52		-		-		4,28		61		2364
62.		22,14		-		-		4,35		62		2378
63.		22,76		-		-		4,42		63		2392
64.		23,38		-		-		4,49		64		2406
65.		24,00		-		-		4,56		65		2420
66.		24,62		-		-		4,63		66		2434
67.		25,24		-		-		4,70		67		2448
68.		25,86		-		-		4,77		68		2462

## Продолжение табл.2.1.12

I	:	2	:	3	:	4	:	5	:	6	:	7
69.		26,48		-		-		4,84		69		2476
70.		27,1		-		-		4,91		70		2490
71.		27,84		-		-		4,987		71		2502,6
72.		28,58		-		-		5,064		72		2515,2
73.		29,32		-		-		5,141		73		2527,8
74.		30,06		-		-		5,218		74		2540,4
75.		30,80		-		-		5,295		75		2553,0
76.		31,54		-		-		5,372		76		2565,6
77.		32,28		-		-		5,449		77		2578,2
78.		33,02		-		-		5,526		78		2590,8
79.		33,76		-		-		5,603		79		2603,4
80.		34,5		7225		10439		5,68		80		2616
81.		35,32		7249,5		10478,6		5,76		81		2628,4
82.		36,14		7274,0		10518,2		5,84		82		2640,8
83.		36,96		7298,5		10557,8		5,92		83		2653,2
84.		37,78		7323,0		10597,4		6,00		84		2665,6
85.		38,60		7347,5		10637,0		6,08		85		2678,0
86.		39,42		7372,0		10676,6		6,16		86		2690,4
87.		40,24		7396,5		10716,2		6,24		87		2702,8
88.		41,06		7421,0		10755,8		6,32		88		2715,2
89.		41,88		7445,5		10795,4		6,40		89		2727,6
90.		42,7		7470		10835		6,48		90		2740
91.		43,58		7490,4		10872		6,562		91		2751
92.		44,46		7510,8		10909		6,644		92		2762
93.		45,34		7531,2		10946		6,726		93		2773
94.		46,22		7551,5		10983		6,808		94		2784
95.		47,10		7572,0		11020		6,890		95		2795
96.		47,98		7592,4		11057		6,972		96		2806
97.		48,85		7612,8		11094		7,054		97		2817
98.		49,74		7633,2		11131		7,136		98		2828
99.		50,62		7653,6		11168		7,218		99		2839
100.		51,5		7674		11205		7,30		100		2850
101.		52,42		7692,1		11236,9		7,378		101		2860,7



Продолжение табл.2.1.12

I	:	2	:	3	:	4	:	5	:	6	:	7
I02.		53,34		7710,2		11268,8		7,456		I02		2871,4
I03.		54,26		7728,3		11300,7		7,534		I03		2882,1
I04.		55,18		7746,4		11332,6		7,612		I04		2892,8
I05.		56,10		7764,5		11364,5		7,690		I05		2903,5
I06.		57,02		7782,6		11396,4		7,768		I06		2914,2
I07.		57,94		7800,7		11428,3		7,846		I07		2924,9
I08.		58,86		7818,8		11460,2		7,924		I08		2935,6
I09.		59,78		7836,9		11492,1		8,002		I09		2946,3
II0.		60,7		7855		11524		8,08		II0		2957
III.		61,66		7871,5		11552,5		8,162		III		2966,9
II2.		62,62		7888,0		11581,0		8,244		II2		2976,8
II3.		63,58		7904,5		11609,5		8,326		II3		2986,7
II4.		64,54		7921,0		11638,0		8,408		II4		2996,6
II5.		65,50		7937,5		11666,5		8,490		II5		3006,5
II6.		66,46		7954,0		11695,0		8,572		II6		3016,4
II7.		67,42		7970,5		11723,5		8,654		II7		3026,3
II8.		68,38		7987,0		11752,0		8,736		II8		3036,2
II9.		69,34		8003,5		11780,5		8,818		II9		3046,1
I20.		70,3		8020		11809		8,90		I20		3056
I21.		71,47		8032		11832		8,995		I21		3065,4
I22.		72,64		8044		11855		9,090		I22		3078,8
I23.		73,81		8056		11878		9,185		I23		3084,2
I24.		74,98		8068		11901		9,280		I24		3093,6
I25.		76,15		8080		11924		9,375		I25		3103,0
I26.		77,32		8092		11947		9,470		I26		3112,4
I27.		78,49		8104		11970		9,565		I27		3121,8
I28.		79,66		8116		11993		9,660		I28		3131,2
I29.		80,83		8128		12016		9,755		I29		3140,6
I30.		82,0		8140		12039		9,85		I30		3150
I31.		83,2		8148		12060		9,945		I31		3158,5
I32.		84,4		8156		12081		10,04		I32		3167,0
I33.		85,6		8164		12102		10,136		I33		3175,5
I34.		86,8		8172		12123		10,23		I34		3184,0

Продолжение табл.2.1.12

1	2	3	4	5	6	7
I35.	88,0	8180	I2144	I0,325	I35	3192,5
I36.	89,2	8188	I2165	I0,42	I36	3201,0
I37.	90,4	8196	I2186	I0,515	I37	3209,5
I38.	91,6	8204	I2207	I0,61	I38	3218,0
I39.	92,8	8212	I2228	I0,705	I39	3226,5
I40.	94,0	8220	I2249	I0,8	I40	3235
I41.	95,3	8228	I2261,6	I0,9	I41	3242,7
I42.	96,6	8236	I2274,2	II,0	I42	3250,4
I43.	97,9	8244	I2286,8	II,1	I43	3258,1
I44.	99,2	8252	I2299,4	II,2	I44	3265,8
I45.	100,5	8260	I2312,0	II,3	I45	3273,5
I46.	101,8	8268	I2324,6	II,4	I46	3281,2
I47.	103,1	8276	I2337,2	II,5	I47	3288,9
I48.	104,4	8284	I2349,8	II,6	I48	3296,6
I49.	105,7	8292	I2362,4	II,7	I49	3304,3
I50.	107	8300	I2375	II,8	I50	3312
I51.	108,5	8304	I2383,8	II,91	I51	3319,3
I52.	110,0	8308	I2392,6	I2,02	I52	3326,6
I53.	111,5	8312	I2401,4	I2,13	I53	3333,9
I54.	113,0	8316	I2410,2	I2,24	I54	3341,2
I55.	114,5	8320	I2419,0	I2,35	I55	3348,5
I56.	116,0	8324	I2427,8	I2,46	I56	3355,8
I57.	117,5	8328	I2436,6	I2,57	I57	3363,1
I58.	119,0	8332	I2445,4	I2,68	I58	3370,4
I59.	120,5	8336	I2454,2	I2,79	I59	3377,7
I60.	122	8340	I2463	I2,9	I60	3385
I61.	123,4	8346	I2472,1	I3,01	I61	3391,5
I62.	124,8	8352	I2481,2	I3,12	I62	3398,0
I63.	126,2	8358	I2490,3	I3,23	I63	3404,5
I64.	127,6	8364	I2499,4	I3,34	I64	3411,0
I65.	129,0	8370	I2508,5	I3,45	I65	3417,5
I66.	130,4	8376	I2517,6	I3,56	I66	3424,0
I67.	131,8	8382	I2526,7	I4,67	I67	3430,5

## Окончание табл.2.1.12

I	:	2	:	3	:	4	:	5	:	6	:	7
I68.		I33,2		8388		I2535,8		I3,78		I68		3437,0
I69.		I34,6		8394		I2544,9		I3,89		I69		3443,5
I70.		I36		8400		I2554		I4,0		I70		3450
I71.		I37,4		8394		I2556,5		I4,1		I71		3455,5
I72.		I38,8		8388		I2559,0		I4,2		I72		3461,0
I73.		I40,2		8382		I2561,5		I4,3		I73		3466,5
I74.		I41,6		8376		I2564,0		I4,4		I74		3472,0
I75.		I43,0		8370		I2566,5		I4,5		I75		3477,5
I76.		I44,4		8364		I2569,0		I4,6		I76		3483,0
I77.		I45,8		8358		I2571,5		I4,7		I77		3488,5
I78.		I47,2		8352		I2574,0		I4,8		I78		3494,0
I79.		I48,6		8346		I2576,5		I4,9		I79		3599,5
I80.		I50		8340		I2579		I5,0		I80		3505

Физические константы воды  
( на линии насыщения )

Темпера- тура, °C	$\lambda \cdot 10^2$ , ккал/м.ч. град.	$\eta \cdot 10^6$ , м <sup>2</sup> /с	$\beta \cdot 10^4$ , град. <sup>-1</sup>	$\rho_l$
1	2	3	4	5
0	47,4	1,79	-0,63	13,7
1	47,6	1,74	-0,50	13,282
2	47,8	1,69	-0,36	12,864
3	48,0	1,65	-0,23	12,446
4	48,2	1,60	-0,10	12,028
5	48,4	1,55	+0,04	11,610
6	48,6	1,50	0,17	11,192
7	48,8	1,45	0,30	10,774
8	49,0	1,41	0,43	10,356
9	49,2	1,36	0,57	9,938
10	49,4	1,31	0,70	9,52
11	49,6	1,28	0,81	9,27
12	49,8	1,25	0,92	9,02
13	50,0	1,22	1,04	8,77
14	50,2	1,19	1,15	8,52
15	50,5	1,16	1,26	8,27
16	50,7	1,13	1,37	8,02
17	50,9	1,10	1,48	7,77
18	51,1	1,07	1,60	7,52
19	51,3	1,04	1,71	7,27
20	51,5	1,01	1,82	7,02
21	51,7	0,99	1,959	6,86
22	51,8	0,97	2,098	6,70
23	52,0	0,95	2,237	6,54
24	52,1	0,93	2,376	6,38
25	52,3	0,91	2,515	6,22
26	52,5	0,89	2,654	6,06
27	52,6	0,87	2,793	5,90
28	52,8	0,85	2,932	5,74

Продолжение табл.2.1.13

I	:	2	:	3	:	4	:	5
29		52,9		0,83		3,071		5,58
30		53,1		0,81		3,21		5,42
31		53,2		0,80		3,28		5,31
32		53,4		0,78		3,34		5,20
33		53,5		0,77		3,41		5,09
34		53,7		0,75		3,47		4,98
35		53,8		0,74		3,54		4,87
36		53,9		0,72		3,61		4,75
37		54,1		0,71		3,67		4,64
38		54,2		0,69		3,74		4,53
39		54,4		0,68		3,80		4,42
40		54,5		0,66		3,87		4,31
41		54,6		0,650		3,93		4,23
42		54,7		0,639		3,99		4,16
43		54,9		0,629		4,06		4,08
44		55,0		0,618		4,12		4,00
45		55,1		0,608		4,18		3,93
46		55,2		0,598		4,24		3,85
47		55,3		0,587		4,30		3,77
48		55,5		0,577		4,37		3,69
49		55,6		0,566		4,43		3,62
50		55,7		0,556		4,49		3,54
51		55,8		0,548		4,55		3,48
52		55,9		0,540		4,61		3,43
53		56,0		0,533		4,68		3,37
54		56,1		0,525		4,74		3,32
55		56,2		0,517		4,80		3,26
56		56,3		0,502		4,86		3,20
57		56,4		0,501		4,92		3,15
58		56,5		0,494		4,99		3,09
59		56,6		0,486		5,05		3,04
60		56,7		0,478		5,11		2,98

Продолжение табл.2.1.13

1	:	2	:	3	:	4	:	5
61		56,8		0,472		5,17		2,94
62		56,8		0,465		5,23		2,89
63		56,9		0,459		5,29		2,85
64		57,0		0,453		5,35		2,81
65		57,1		0,467		5,41		2,77
66		57,1		0,440		5,46		2,72
67		57,2		0,434		5,52		2,68
68		57,3		0,428		5,58		2,64
69		57,3		0,421		5,64		2,59
70		57,4		0,415		5,70		2,55
71		57,5		0,410		5,76		2,52
72		57,5		0,405		5,82		2,48
73		57,6		0,400		5,89		2,45
74		57,6		0,395		5,95		2,42
75		57,7		0,390		6,01		2,38
76		57,8		0,385		6,07		2,35
77		57,8		0,380		6,13		2,31
78		57,9		0,375		6,20		2,28
79		57,9		0,370		6,26		2,24
80		58,0		0,365		6,32		2,21
81		58,1		0,361		6,38		2,18
82		58,1		0,357		6,45		2,16
83		58,2		0,353		6,51		2,13
84		58,2		0,349		6,57		2,11
85		58,3		0,346		6,64		2,08
86		58,3		0,342		6,70		2,05
87		58,4		0,338		6,76		2,03
88		58,4		0,334		6,82		2,00
89		58,5		0,330		6,89		1,98
90		58,5		0,326		6,95		1,95
91		58,5		0,323		7,01		1,93
92		58,5		0,320		7,06		1,91
93		58,6		0,317		7,12		1,89

Продолжение табл.2.I.I3

I	:	2	:	3	:	4	:	5
94		58,6		0,314		7,17		1,87
95		58,6		0,311		7,23		1,85
96		58,6		0,307		7,28		1,83
97		58,6		0,304		7,34		1,81
98		58,7		0,301		7,39		1,79
99		58,7		0,298		7,45		1,77
100		58,7		0,295		7,5		1,75
101		58,7		0,292		7,55		1,73
102		58,7		0,290		7,60		1,72
103		58,8		0,287		7,65		1,70
104		58,8		0,284		7,70		1,68
105		58,8		0,282		7,75		1,67
106		58,8		0,279		7,80		1,65
107		58,8		0,276		7,85		1,63
108		58,9		0,273		7,90		1,61
109		58,9		0,271		7,95		1,60
110		58,9		0,268		8,00		1,58
111		58,9		0,266		8,06		1,57
112		58,9		0,263		8,12		1,55
113		58,9		0,261		8,18		1,54
114		58,9		0,258		8,24		1,52
115		58,9		0,256		8,30		1,51
116		59,0		0,254		8,36		1,49
117		59,0		0,251		8,42		1,48
118		59,0		0,249		8,48		1,46
119		59,0		0,246		8,54		1,45
120		59,0		0,244		8,6		1,43
121		59,0		0,242		8,66		1,42
122		59,0		0,240		8,72		1,41
123		59,0		0,239		8,78		1,40
124		59,0		0,237		8,84		1,39
125		59,0		0,235		8,90		1,38
126		59,0		0,233		8,96		1,36

## Продолжение табл.2.1.13

I	:	2	:	3	:	4	:	5
I27		59,0		0,231		9,02		I,35
I28		59,0		0,230		9,08		I,34
I29		59,0		0,228		9,14		I,33
I30		59,0		0,226		9,2		I,32
I31		59,0		0,225		9,25		I,31
I32		59,0		0,223		9,30		I,30
I33		59,0		0,222		9,35		I,29
I34		59,0		0,220		9,40		I,28
I35		58,9		0,219		9,45		I,28
I36		58,9		0,218		9,50		I,27
I37		58,9		0,216		9,55		I,26
I38		58,9		0,215		9,60		I,25
I39		58,9		0,213		9,65		I,24
I40		58,9		0,212		9,70		I,23
I41		58,9		0,211		9,76		I,22
I42		58,9		0,210		9,82		I,22
I43		58,9		0,209		9,88		I,21
I44		58,9		0,208		9,94		I,21
I45		58,9		0,207		10,00		I,20
I46		58,8		0,206		10,06		I,19
I47		58,8		0,205		10,12		I,19
I48		58,8		0,204		10,18		I,18
I49		58,8		0,203		10,24		I,18
I50		58,8		0,202		10,3		I,17
I51		58,8		0,201		10,35		I,16
I52		58,8		0,200		10,40		I,16
I53		58,8		0,199		10,45		I,15
I54		58,8		0,198		10,50		I,14
I55		58,8		0,197		10,55		I,14
I56		58,7		0,195		10,60		I,13
I57		58,7		0,194		10,65		I,12
I58		58,7		0,193		10,70		I,11
I59		58,7		0,192		10,75		I,11



Окончание табл.2.1.13

I	:	2	:	3	:	4	:	5
I60		58,7		0,191		10,80		1,10
I61		58,7		0,190		10,87		1,10
I62		58,6		0,189		10,94		1,09
I63		58,6		0,188		11,01		1,09
I64		58,6		0,187		11,08		1,08
I65		58,6		0,186		11,15		1,08
I66		58,5		0,185		11,22		1,07
I67		58,5		0,184		11,29		1,07
I68		58,5		0,183		11,36		1,06
I69		58,4		0,182		11,43		1,06
I70		58,4		0,181		11,50		1,05
I71		58,4		0,180		11,57		1,05
I72		58,3		0,179		11,64		1,04
I73		58,3		0,179		11,71		1,04
I74		58,2		0,178		11,78		1,03
I75		58,2		0,177		11,85		1,03
I76		58,2		0,176		11,92		1,03
I77		58,1		0,175		11,99		1,02
I78		58,1		0,175		12,06		1,02
I79		58,0		0,174		12,13		1,01
I80		58,0		0,173		12,20		1,01

## **2.2. Экономическая часть**

Таблица 2.2.1

## Экономические характеристики типовых котельных

Тип котельной	Объем здания на I котел, м <sup>3</sup>	Стоимость: I м <sup>3</sup> зда- ния, руб.	Расход на I котел в год				Ср. зарпла- та на од- ного рабо- тающего, руб.	Численность обслуживающ. персонала на котель- ную
			топлива, т	воды, тыс. м <sup>3</sup>	электро- энергии, тыс. кВтч	установл. мощность, кВт		
I	2	3	4	5	6	7	8	9
3 котла Е-2,5 I4	2020	32,74	363	9,85	166	65,96	2340	30
3 котла Е-4-I4	2020	27,28	587	14,4	357	92,3	2340	
3 котла Е-6,5 I4	4090	11,72	964	120	453	152,3	2340	27
3 котла Е-10-I4	4436	10,82	1110	173,3	577	198	2340	30
4 котла Е-25-I4	7424	11,49	2545	69,3	896	420	3180	
3 котла Е-1-9/I	573	16,6	96,3	2,8	49	11,1	1070	12
2 котла "Универ- сал-6м"	308	35,2	55	1,0	39,9	26,6	1070	4
3 котла КВ-ТС-10	3850	17,09	5706	186,0	883	252	3180	
3 котла КВ-ТС-20	3618	20,07	10900	100,6	1247	360,6	3180	50
3 котла ПТВМ-30М	6378	11,33	3457	98,0	1617	468,3	3180	

Таблица 2.2.2.

## Характеристики каналов и тоннелей

Номенклатура	:Стоимость I м непроходного канала, руб. : :	:Стоимость мон- тажа I м непро- ходного канала, руб. : :	:Стоимость I м:Стоимость I м: проходного :проходного тоннеля для :тоннеля для инженерных :инженерных коммуникаций, :коммуникаций, руб. :руб.	:Демонтаж (разборка) I п.м канала (тон- неля), руб : :
Непроходные каналы сече- нием :				
0,6 x 0,3 м		21,29		4,06
0,6 x 0,45 м		26,19		5,10
0,9 x 0,45		35,75		6,45
1,2 x 0,6		50,50		9,62
кл 0,9 x 0,6		50,40		9,71
- " 1,5 x 0,6		96,0		18,5
клас 1,5 x 0,9		108,0		20,8
ксс 1,5 x 1,2		139,2		26,8
- " 2,1 x 1,2		171,6		33,05
Проходные тоннели сече- нием :				
2,1 x 2,4 м			296,92	0
2,4 x 2,4			313,15	0
3,0 x 3,0			467,44	0
3,6 x 3,6			449,52	0
4,8 x 3,0			492,46	0

Таблица 2.2.3

Стоимость одиночного теплопровода при различных видах прокладки, руб.

Диаметр Ду, мм	Подземная прокладка трубопроводов, I п.м								Прокладка на эстакадах на низких опорах, I п.м								
	Приобретение		Монтаж		Изоляция (приобретение)				Приобретение		Изоляция						
	Трубопроводы отопл. гор. вод, конденсатные		Трубопроводы пара		Прокладка в непроходных каналах		Прокладка в тоннелях		Трубопроводы сетевой воды		Трубопроводы пара		Стоимость демонтажа трубопроводов в каналах и на эстакадах				
	Трубопроводы пара		Прокладка в непроходных каналах		Прокладка в тоннелях		Трубопроводы сетевой воды		Трубопроводы пара		Трубопроводы сетевой воды, гор. водоснабжения, канализация, пар		Внутренний диаметр трубопровода				
40	0,47	0,78	0,22	-	27,74	27,74	20,27	-	0,29	0,47	0,78	28,90	22,71	0,108	40	2,66	45 x 2,5
50	0,72	1,03	0,252	-	27,74	27,74	20,27	-	0,325	0,72	1,03	28,90	22,71	0,119	51	4,00	57 x 3,0
70	0,97	1,28	0,335	-	27,74	27,74	20,27	-	0,368	0,97	1,28	25,96	21,50	0,138	70	5,4	76 x 3,0
80	1,29	1,63	0,458	-	27,74	27,74	18,96	-	0,503	1,29	1,63	25,96	20,89	0,189	82	7,38	89 x 3,5
100	1,78	2,2	0,432	-	27,74	27,74	17,74	-	0,573	1,78	2,2	25,96	20,89	0,215	100	10,26	108 x 4
125	2,2	2,61	0,612	-	27,74	27,74	17,74	-	0,710	2,2	2,61	24,03	20,28	0,267	125	12,73	133 x 4
150	3,03	3,52	0,825	-	27,74	27,74	17,74	-	0,957	3,03	3,52	24,03	19,75	0,360	150	17,15	159 x 4,5
200	4,62	4,66	0,874	-	27,74	27,74	17,74	-	0,982	4,62	4,66	22,71	19,45	0,360	209	26,39	219 x 5
250	5,79	5,84	1,094	-	24,80	27,74	16,52	-	1,229	5,79	5,84	22,71	19,45	0,451	268	33,04	273 x 5
300	8,07	8,13	1,582	-	24,80	27,74	16,52	-	1,778	8,07	8,13	22,71	19,45	0,652	313	47,8	325 x 6
350	9,37	9,45	1,82	-	24,80	27,74	15,79	-	2,042	9,37	9,45	22,71	19,45	0,749	365	54,89	377 x 6
400	10,6	10,7	1,541	-	24,80	27,74	15,79	-	1,71	10,6	10,7	22,71	19,45	0,630	414	62,14	426 x 6
500	16,2	19,3	1,715	-	24,80	27,74	15,79	-	2,031	16,2	19,3	22,71	19,45	0,684	516	90,28	530 x 7

Таблица 2.2.4

## Дымовые трубы

Тип оборудования	:Диаметр, : : мм	: Высота, : : мм	:Материал	:Капитальные :затраты СМР, : руб.	:Затраты на :демонтаж, руб.
I	: 2	: 3	: 4	: 5	: 6
Труба дымовая с подземным примыканием газоходов для III р-на	900	45000	кирпич	20710	6,21
Труба дымовая с надземным примыканием газоходов, для I-IV р-ов ветровой нагрузки	I200	30000	-"-	11510	3,45
То же, для I-III р-ов ветровой нагрузки	I200	30000	-"-	11090	3,33
Труба дымовая с подземным примыканием газоходов для I-III р-ов ветровой нагрузки	I200	30000	-"-	11360	3,41
То же, для IV р-на ветровой нагрузки	I200	30000	-"-	11460	3,44
Труба дымовая с надземным примыканием газоходов для I-IV р-ов ветровой нагрузки	I200	30000	-"-	17430	5,23
Труба дымовая с надземным примыканием газоходов для II р-на ветровой нагрузки	I200	45000	-"-	20860	6,25
То же, для IV р-на ветро- вой нагрузки	I200	45000	-"-	23160	6,95

I	:	2	:	3	:	4	:	5	:	6
Труба дымовая с подземным примыканием газоходов для I-II р-ов ветровой нагрузки		I200		45000		кирпич		I7370		5,2I
То же, для III р-на ветровой нагрузки		I200		45000		-"-		20630		6,19
То же, для IV р-на ветровой нагрузки		I200		45000		-"-		23110		6,93
Труба дымовая с надземным примыканием газоходов для I-IV р-ов ветровой нагрузки		I500		30000		-"-		I2790		3,84
То же, для I-III р-ов ветровой нагрузки		I500		30000		-"-		I2050		3,62
Труба дымовая с подземным примыканием газоходов для I-III р-ов ветровой нагрузки		I500		30000		-"-		I2240		3,67
То же, для IV р-на ветровой нагрузки		I500		30000		-"-		I2750		3,83
Труба дымовая с надземным примыканием газоходов для I-II р-ов ветровой нагрузки		I500		45000		-"-		I7940		5,38
То же, для III р-на ветровой нагрузки		I500		45000		-"-		22180		6,7
Труба дымовая с подземным примыканием газоходов для I-II р-ов ветровой нагрузки		I500		45000		-"-		I7530		5,3
То же, для III р-на ветровой нагрузки		I500		45000		-"-		21820		6,5

Продолжение табл.2.2.4

	: 2	: 3	: 4	: 5	: 6
Труба дымовая с надземным примыканием газоходов для I и II р-ов ветровой нагрузки	2100	30000	кирпич	12830	3,81
То же, для III-IV р-ов ветровой нагрузки	2100	30000	—"	13950	4,2
Труба дымовая с подземным примыканием газоходов для I-II р-ов ветровой нагрузки	2100	45000	—"	13610	4,1
Труба дымовая с подземным примыканием газоходов для I-II р-ов ветровой нагрузки	2100	45000	—"	29860	8,9
То же, с надземным примыканием газоходов	2100	45000	—"	19960	6,0
Труба дымовая с подземным примыканием газоходов для III-IV р-ов ветровой нагрузки	2100	45000	—"	25220	7,6
Труба дымовая с надземным примыканием газоходов для I-II р-ов ветровой нагрузки	2100	60000	—"	33340	10,0
То же, с подземным примыканием газоходов	2100	60000	—"	33740	10,01
То же, для IV р-на ветровой нагрузки	2100	60000	—"	42310	12,7
Труба дымовая с подземным примыканием газоходов для I-II ветровых районов	3000	60000	—"	43400	13,0



Окончание табл.2.2.4

I	:	2	:	3	:	4	:	5	:	6
То же, с наземным примыканием газопроводов		3000		60000		кирпич		45080		13,5
Труба дымовая с наземным примыканием газопроводов для I р-на ветровой нагрузки		2100		45000		сб.ж/б		24970		7,49
То же, для I-III р-ов ветровой нагрузки		2100		45000		-"-		25660		7,7
То же, с подземными газопроводами		2100		45000		-"-		26970		8,1

Таблица 2.2.4а

## Дымовые трубы

Тип оборудования	:	:	:	:	:	: Капитальные затраты, руб.				: Затраты на монтаж	
	: Марка:	Диаметр,	Высота,	: Масса труб при	Материал	: Приобретение		: Монтаж			
	/	: мм	: мм	: дымоходов, кг							
	:	:	:	:		: надземных	: подземных	: надзем-	: подземных	: надземных	: подземных
Металлические трубы для отвода дымовых газов с температурой до 350°С от котельных, с присоединением к трубе надземных или подземных дымоходов	400	21372	1737	1725	Сталь, бетон, кирпич	2210	2190	91,92	87,65	45,96	43,82
	400	31816	2665	2638	—"	2600	2620	130,4	128,2	65,2	64,1
	500	21372	2090	2078	—"	2410	2460	107,4	103,6	53,7	51,8
	500	31816	3151	3124	—"	2900	2950	151,8	148,0	75,9	74,0
	630	21592	2561	2548	—"	2700	2780	128,4	125,4	64,2	62,7
	630	32036	3795	3768	—"	3290	3350	181	177	90,5	88,5
	800	23334	3554	3542	—"	3170	3300	171	169,6	85,5	84,8
	800	33788	4803	4785	—"	3790	3910	345,8	341,9	172,9	170,95
	800	44222	6326	6299	—"	4420	4540	444,6	440	222,3	220
	1000	33778	5786	5768	—"	4260	4440	412	410,8	206	205,4
	1000	23334	4272	4260	—"	3530	3690	203,9	201,4	101,95	100,7
1000	44222	7576	7552	—"	5010	5170	528,4	523,4	264,2	261,7	

Таблица 2.2.5

Средняя стоимость строительных конструкций, приходящихся на I п.м трассы теплопроводов с учетом земляных и строительных работ, устройств для компенсаторов и узлов ответвлений

## Эстакадная прокладка

Эстакады одноярусные по серии ИС-01-03	:	:	:	:
	:	Высота от уровня зем- ли до верха опорной конструкции, м	Длина (ширина) : траверсы е, м	Стоимость I м : трассы, руб.
	:	:	:	:
Унифицированные сборные железобетонные	I	6,0; 7,2; 8,4	1,8	90
"-	II	6,0; 7,2; 8,4	3,0	96
"-	III	6,0; 7,2; 8,4	4,2	108
"-	IV	6,0; 7,2; 8,4	4,8	120

## ПРИЛОЖЕНИЕ

Формы входной и выходной информации

# Исходные данные

124

Входная форма №1

Срок строительства шахты, год	Количество котельных	Количество временных котельных	Тип топлива
1	2	3	4

Входная форма №2

Количество узлов сети							Давление пара после РУ(ата)							Количество потребителей						
номер сети							номер сети							номер сети						
1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5	6	7
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21

Входная форма №3

№№ п/п	Номер начала участка	Номер конца участка	Длина участка	Тип прокладки	Сечение канала, тоннеля, traversы участка пост. сети, м	
					Ширина	Высота
1	2	3	4	5	6	7
1						
2						
3						
4						

# Входная форма №4

Теплоноситель пар							Горячее водоснабжение							Отопление, вентиляция, кондиционирование							
№ п/п	Год начала эксплуатации участка	Год окончания участка	Диаметр участка по стояну	Расход теплоносителя на участке, т/ч	Коэффициент местной тепловой централизации	Давление теплоносителя на участке, МПа	Год начала эксплуатации участка	Год окончания участка	Диаметр участка по стояну	Расход теплоносителя на участке, м³/ч	Коэффициент местной тепловой централизации	Макс. отпуск тепла на горячее водоснабжение, Гкал/ч	Давление теплоносителя на участке, МПа	Год начала эксплуатации участка	Год окончания участка	Диаметр участка по стояну	Расход теплоносителя на участке, м³/ч	Коэффициент местной тепловой централизации	Давление теплоносителя на участке, МПа		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1																					
2																					
3																					
4																					

# Входная форма №5

Расход тепла на мажущее хозяйство, Гкал/ч	Часовой отпущен пар на мажущее хозяйство, т/ч	Температура конденсата возвращ. с производ., °С	Расч. тем-ра наружного воздуха, °С (с н.р.)	Тем-ра наружного воздуха (расчетный режим), °С	Возврат конденсата с производ-ства, %	Тип здания
1	2	3	4	5	6	7

## Входная форма №6

Наименование оборудования постоянной котельной	Тип оборудо- вания	кол-во, шт.
1. Паровые котлы		
1.1. Тип топлива		
1.2. Поверхность нагрева		
2. Водогрейные котлы		
3. Питательная деаэрационная установка		
4. Подпиточная деаэрационная установка		
5. Пароводяной теплообменник летней сетевой установки		
5.1. Тип теплообменника		
5.2. Индекс		
6. Водоводяной теплообменник летней сетевой установки		
7. Подогреватель сырой воды		
7.1. Тип подогревателя		
7.2. Индекс		
8. Охладитель деаэрационной воды		
9. Охладитель продувочной воды		
10. Пароводяной теплообменник сетевой установки		
10.1. Тип теплообменника		
10.2. Индекс		
1. Водоводяной теплообменник сетевой установки		

Входная форма №7

Район места рождения	Марка тепловой двигла	Температу- ра воды, °С	Температура холодных газов, °С	$Q_n$ , ккал/кг	$W^p$ , %	$A^p$ , %	$S_k^p$ , %	$S_o^p$ , %	$C^p$ , %	$H^p$ , %	$N^p$ , %	$O^p$ , %	$q_{ch}$ , %	$\alpha$	$q_{un}$ , %	Доля золоу- ловлей в уносе, %	КДП тепло- агрегата, $q$ , %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19

Входная форма №8

$\alpha_s$ , мг/кг	$H_k$ , мг-экв/л	$Cl$ , мг/кг	$SO_4$ , мг/кг	$Ca$ , мг/кг	$Mg$ , мг/кг	$Na$ , мг/кг	$K$ , мг/кг	Сухой остаток $S_{ch}$ , мг/кг	$HCO_3$ , мг/кг	$NO_3$ , мг/кг	$NH_4$ , мг/кг	Общая жесткость $H_o$ , мг-экв/л
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13



Выходная информация  
 Выходная форма №1  
 Спецификация оборудования и материалов

Наименование	Ед. изм.	Количес-тво	Вес, кг		Завод-изго-товитель
			Един.	Общ.	
1	2	3	4	5	6

Выходная форма №3  
 Экономические показатели оптимального  
 варианта

Наименование показателей	Стоимость, руб.
1	2
1 Приведенные затраты	
2 Стоимость зданий котельных и дымовых труб по всем стройплощадкам	
3 Стоимость строительства каналов, эстакад	
4 Стоимость монтажа оборудования котельной	
5 Стоимость приобретения и монтажа сетей	
6 Эксплуатация котельной и сетей	

### Выходная форма №2

Номер начала участка	Номер конца участ- ка	Т и п проклад- ки	Сечение канала на участке или ширина траверсы	Наименование трубопровода	Диаметр трубопровода Д × S (мм)		
					На период строительства	На период эксплуатации	Примен. в проек- те орг. стр-ба
				П а р			
				Конд ен са тор			
				В о д а сетевая п р я м а я			
				В о д а сетевая о б р а т н а я			
				В о д а на горячее водоснабжение			

# О Г Л А В Л Е Н И Е

## Глава I

I. Постановка задачи .....	4
I.1. Цель решаемой задачи .....	4
I.2. Логическая схема решения задачи .....	5
I.3. Внутренние ограничения .....	8
I.4. Алгоритм решения задачи .....	9
2. Алгоритм расчета параметров отопительно-производственной котельной .....	II
3. Алгоритм выбора теплообменников .....	3I
4. Алгоритм выбора дымовой трубы с учетом концентрации вредных выбросов .....	38
5. Алгоритм расчета схем химической обработки воды для паровых и водогрейных котлов .....	44
6. Алгоритм выбора оптимальных параметров тепловых сетей .....	56
7. Критерий оптимальности выбора схем теплоснабжения .....	60
8. Временная линейка .....	78
9. Влияние смежных комплексов .....	79
Литература .....	8I

## Глава II

I. Инструкция по пользованию методикой .....	84
I.1. Стратегия поиска оптимального варианта данного комплекса с учетом влияния смежных комплексов..	84
I.2. Порядок выполнения оптимизационных расчетов на ЭВМ .....	84
2. Информационная база для реализации алгоритма...	89
2.1. Инженерная часть .....	90
2.2. Экономическая часть .....	II3
Приложение	
Формы входной и выходной информации .....	I23

**Методика  
выбора оптимальных схем теплоснабжения  
при строительстве шахт**

Ответственный за выпуск  
Редактор

Т.Г. ГРИЦЕНКО  
А.Г. ЖУРОВА

---

Подписано к печати 5.07.85г. БИ 09352 от 22.08.85г. Формат  
60х84 1/16. Бумага офсетная. Офсетная печать. Усл. печ. л.  
5,4. Уч.-изд.л. 5,5. Тираж 200 экз. Заказ №85. Цена 70 коп.

---