М Е Т О Д И К А

ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНЫХ СХЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ШАХТ

РД 12.13.028-85

Харьков 1985

gost.e-ecolog.ru

Министерство угольной промышленности СССР

Производственно-техническое управление по строительству

Всесоюзный научно-исследовательский институт
организации и механизации шахтного строительства

ВНИИОМШС

Утверждена
Первым заместителем
Министра угольной
промышленности СССР

В.В.Белым

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

УДК 622.33:69.05:658.264

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 ЭВМ.

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. Грищенко Т.Г., Кушнарева Д.Б. (блок-схемы) при участии инж. Курилко В.М., Есаковой Н.И.

ГЛАВА I

I. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

I.I. 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).

I.2. Логическая схема решения задачи

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

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.

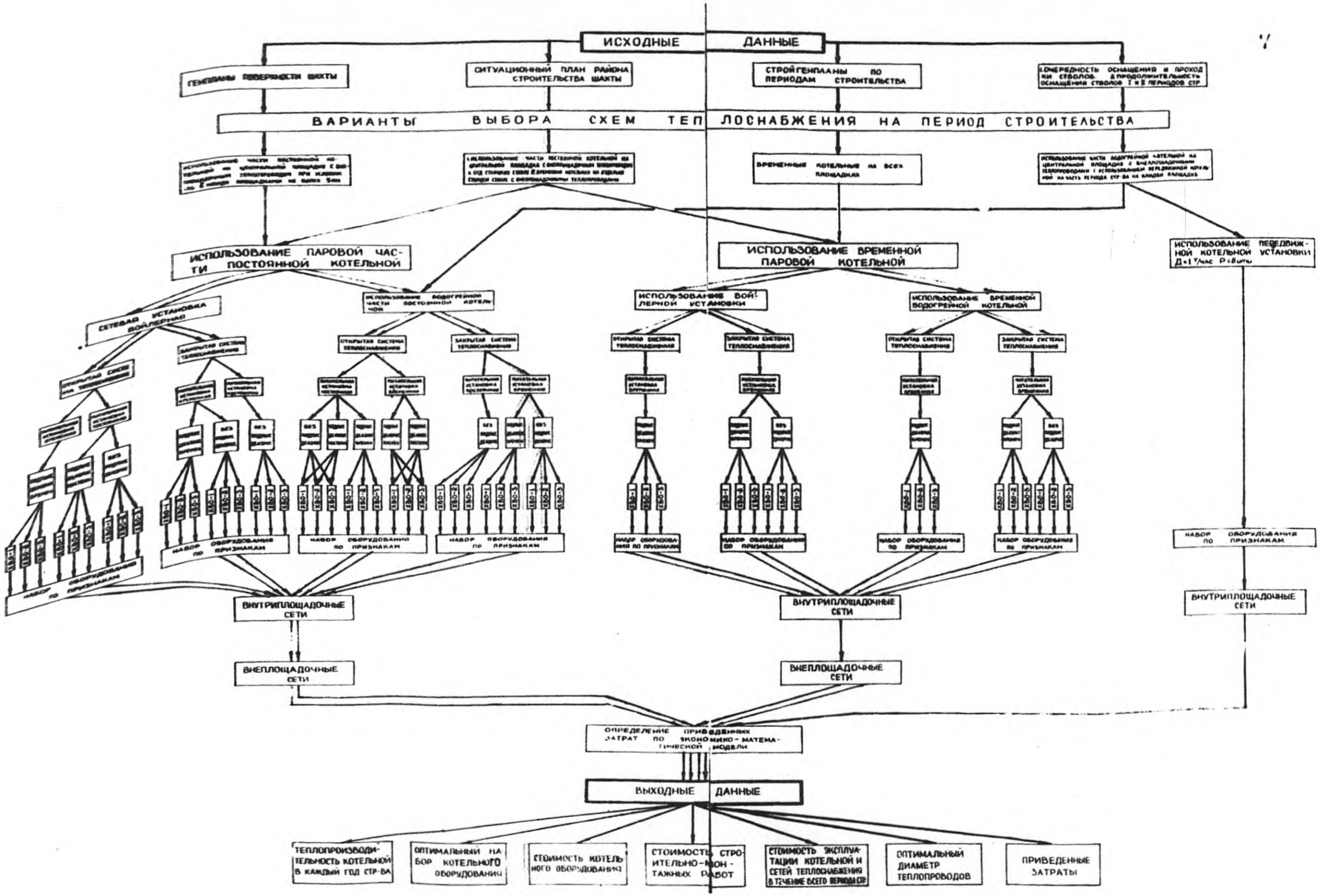

Рис.I. Структурная схема оптимизации теплоснабжения на период строительства шахт

I.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 I50-70°С ; I30-70°С;

допустимая работа котла 0,2 $Д_{ном}$- I,25 $Д_{ном}$;

скорость теплоносителя в трубном пространстве теплообменников не более I,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 $Д_{у}$ 40-500 ; предусмотрены две схемы химводоочистки Na- катионирование и $NaCl$- 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 кгс/$м^2$· м ;

для остальных участков сети не более 8 кгс/$м^2$· м.

I.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 1 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 приобритения :

единицы оборудования котельной или отдельной установки ;

1 п.м трубопроводов тепловых сетей ;

1 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 :

I. 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

$Q^{ж}_{ов.макс}$ - максимальный часовой отпуск тепла на отопление и вентиляцию жилпоселка, Гкал/ч ;

$Q^{ш}_{ов.макс}$ - 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 ;

$Q^{ср.ж.}_{г.в.}$ - среднечасовой отпуск тепла на горячее водоснабжение жилпоселка (за сутки наибольшего водопотребления), Гкал/ч ;

$Q^{ср.ш}_{г.в}$ – среднечасовой отпуск тепла на горячее водоснабжение шахты, Гкал/ч ;

$Q^{ш}_{г.в.макс}$ – максимальный часовой отпуск тепла на горячее водоснабжение объектов шахты, Гкал/ч ;

$Q_{техн.}$ – расход тепла на технологические нужды, Гкал/ч ;

$Д_{потр.}$ – часовой отпуск пара производственным потребителям, т/ч ;

$G_{потр.}$ – возврат конденсата от производственных потребителей, т/ч или процент от $Д_{потр.}$;

$Q_{м}$ – расход тепла на мазутное хозяйство (при условии подогрева мазута высокотемпературной водой), Гкал/ч ;

$Д_{м}$ – расход пара на мазутное хозяйство, т/ч ;

$t_{к.п}$ – температура конденсата, возвращаемого с производства, ^{o}C ;

P_{2} – давление пара после редуктора, ата ;

$t_{2 макс}$ – максимальная температура обратной сетевой воды, ^{o}C ;

$t_{н.р.}$ – средняя температура наиболее холодной пятидневки, ^{o}C;

$t_{н.}$ – температура наружного воздуха для данного расчетного режима, ^{o}C ;

$t_{вн.}$ – температура воздуха внутри отапливаемых зданий, ^{o}C;

$t_{г.в.}$ – расчетная температура горячей воды в местной системе горячего водоснабжения, $70^{o}C$;

T_{1} – температура сырой воды на входе в котельную (для зимнего режима $+5^{o}C$, для летнего $+15^{o}C$) ;

$K_{ут.}$ – коэффициент снижения утечек в системе теплоснабжения ;

$K^{сн.}_{хво}$ – коэффициент собственных нужд химводоочистки ;

$П$ – 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 ;

$t_{бк}$ – температура конденсата от пароводяной установки горячего водоснабжения, ^{o}C ;

$t_{вкг}$ – температура обратной сетевой воды на входе в водогрейные котлы – $70^{o}C$;

Дополнительные данные при проведении поверочного расчета:

$Q_к^{ном}$ – номинальная теплопроизводительность одного водогрейного котла, Гкал/ч ;

$D_к^{ном}$ – номинальная паропроизводительность одного парового котла, т/ч.

Выходные данные

Схема материальных потоков котельной.

Параметры материальных потоков :

G – расход воды, т/ч ;

Q – расход тепла, Гкал/ч ;

D – расход пара, т/ч ;

t – температура, ^{o}C ;

i – теплосодержание, ккал/кг ;

P – давление, ата.

Условные обозначения по алгоритму

$Q_{ов+гв}$ – 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°С ;

$t_{2изл.}$ – минимальная температура обратной сетевой воды в точке излома температурного графика – 4I,7°С ;

t_1' – температура сетевой воды в подающем трубопроводе на мазутное хозяйство (для зимнего режима – I50°С, для летнего режима – I20°С) ;

t_2' – температура сетевой воды в обратном трубопроводе от мазутного хозяйства – 70°С ;

$t_{абс.мин.}$ – абсолютная минимальная температура наружного воздуха, °С (принимается при определении расходов тепла на калориферные установки) ;

T – температура деаэрированной воды, 70°С ;

$\bar{T}$ – теплосодержание деаэрированной воды, ккал/кг ;

T' – температура подпиточной воды – 70°С ;

T_5 – температура деаэрированной воды после деаэратора подпиточной воды и температура подпиточной воды – 70°С ;

T_4 – температура умягченной воды перед деаэратором питательной воды – 68°С ;

T_5' – температура умягченной воды перед охладителем выпара к деаэратору подпиточной воды, °С ;

T_4' - температура умягченной воды за охладителем деаэрированной воды, °С ;

T_6' - температура умягченной воды перед деаэратором подпиточной воды, °С ;

T_2' - температура умягченной воды на выходе из деаэратора подпиточной воды, °С ;

T_3 - температура сырой воды перед химводоочисткой - 25°С ;

$g^{ж}_{сист.}$ - удельный объем воды в системе теплоснабжения в тоннах на I Гкал/ч суммарного отпуска тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение жилпоселка шахты - 50 т/Гкал/ч ;

$g^{ш}_{сист.}$ - 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 редукционной установки) :

T_1 - температура, °С ;

i_1 - теплосодержание, ккал/кг.

Параметры пара после редукционной установки :

T_2 - температура, °С ;

i_2 - теплосодержание, ккал/кг.

Параметры пара, образующегося в сепараторе непрерывной продувки :

τ_3 - температура, ^{o}C ;

i_3 - теплосодержание, ккал/кг.

Параметры пара, поступающего в охладители выпара из деаэраторов :

P_4 - давление, ата ;

τ_4 - температура, ^{o}C ;

i_4 - теплосодержание, ккал/кг.

Параметры конденсата после охладителей выпара :

P_4 - давление, ата ;

τ_4 - температура, ^{o}C ;

i_5 - теплосодержание, ккал/кг.

Параметры продувочной воды на входе в сепаратор непрерывной продувки :

τ_1 - температура, ^{o}C ;

i_1 - теплосодержание, ккал/кг.

Параметры продувочной воды на выходе из сепаратора непрерывной продувки :

P_3 - давление, ата ;

τ_3 - температура, ^{o}C ;

i_8 - теплосодержание, ккал/кг ;

$t_{ор.1}$ - температура продувочной воды после охладителя продувочной воды, ^{o}C ;

τ_2 - температура конденсата после пароводяного подогревателя сырой воды, °С ;

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

$t_{бк2}$ - температура обратной сетевой воды на входе в водогрейные котлы - 70°С.

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 I50-70°С)

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

При температуре сетевой воды I30-70°С

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

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

$$K_{о.в.} = \frac{t_{вн} - t_н}{t_{вн} - t_{н.р.}} . \quad (2.3)$$

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

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

При температурном режиме I50-70°С температура прямой сетевой воды на выходе из котельной

$$t_1 = 18 + 64{,}5K_{ов}^{о.в} + 67{,}5K_{ов}\ ,\ ^{\circ}C. \qquad (2.5)$$

Температура обратной сетевой воды на входе в котельную

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

При температурном режиме I30–70°С температура прямой сетевой воды на выходе из котельной

$$t_1 = 18 + 64{,}5K_{ов}^{о.в} + 47{,}5K_{ов}\ ,\ ^{\circ}C. \qquad (2.7)$$

Температура обратной сетевой воды на входе в котельную

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

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

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

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

$$Q_т' = Q_{ов} + (Q_{гв}^{ср.ж} + Q_{гв}^{ср.ш}) + Q_{кал}\ ,\ Гкал/ч. \qquad (2.10)$$

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

$$Q_т' = 1{,}3Q_{гв}^{ср.ж} + Q_{гв.макс}^{ш} + Q_{техн.}\ ,\ Гкал/ч. \qquad (2.11)$$

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

$$G_{гв} = \frac{(Q_{гв}^{ср.ж} + Q_{гв}^{ср.ш}) \cdot 10^3}{t_{гв} - T_{1зим}}\ ,\ т/ч. \qquad (2.12)$$

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

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

Расчетный часовой расход сетевой воды в летнем режиме

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

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

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

в летнем режиме

$$q_{сет} = q_{гв}, \text{ т/ч.} \quad (2.16)$$

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

$$q_м = \frac{Q_м \cdot 10^3}{t_1' - t_2'}, \text{ т/ч.} \quad (2.17)$$

Расход подпиточной воды на восполнение утечек в тепловой сети

$$q_{ут.1} = \frac{0{,}5}{100}\left[\left(Q^{ж}_{ов.макс} + Q^{ср.ж}_{гв} + Q_{техн}\right) \cdot g^{ж}_{сист} + \right.$$

$$\left. + \left(Q^{ш}_{ов.макс} + Q^{ср.ш}_{гв} + Q_{кал\,макс}\right) \cdot g^{ш}_{сист}\right] \cdot K_{ут}, \text{ т/ч.} \quad (2.18)$$

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

$$q_{ут.2} = \frac{0{,}5}{100} \cdot Q_м \cdot g^{ш}_{сист} \cdot K_{ут}, \text{ т/ч.} \quad (2.19)$$

Суммарное количество подпиточной воды на восполнение утечек

$$G_{подп} = G_{ут.1} + G_{ут.2}, \ т/ч. \qquad (2.20)$$

Средний часовой расход подпиточной воды

$$G^{ср}_{подп} = G_{ГВ} + G_{подп}, \ т/ч. \qquad (2.21)$$

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

$$G_{сет.обр.} = G_{сет} - G_{ут.1}, \ т/ч. \qquad (2.22)$$

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

$$G_{сет.обр} = G_{сет} - G_{ГВ} - G_{ут.1}, \ т/ч. \qquad (2.23)$$

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

$$G_{сет.обр.м} = G_{м} - G_{ут.2}, \ т/ч. \qquad (2.24)$$

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

$$t_g = t_{вк.1}, \ °. \qquad (2.25)$$

Количество греющей воды, поступающей в деаэратор подпиточной воды,

$$G'_g = \frac{1{,}002\, G_{подп}(T_1 - T'_6)}{0{,}98(T_{вк1} - 1{,}002T - 0{,}002T'_6)}, \ т/ч. \qquad (2.26)$$

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

$$G_д = G_{подп} + G'_д \text{ , т/ч.} \qquad (2.27)$$

Выпар из деаэратора

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

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

Количество умягченной воды, поступающей в деаэратор подпиточной воды,

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

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

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

Расход тепла на подогрев сырой воды перед водоподготовкой

$$Q_с = \frac{G'_{св}\,(T_з - T_с)\cdot 10^{-3}}{0{,}98} \text{ , Гкал/ч.} \qquad (2.31)$$

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

$$Q_у = \frac{G'_{хво}\,(T'_5 - T'_4)\cdot 10^{-3}}{0{,}98} \text{ , Гкал/ч.} \qquad (2.32)$$

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

$$Q_o = Q_c + Q_y + \varphi_g' (t_{вкт}^{пост} - t_{гмакс}) \cdot 10^3, \text{ ккал/ч}. \quad (2.33)$$

Суммарный отпуск тепла водогрейными котлами при закрытой системе теплоснабжения

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

Суммарный отпуск тепла водогрейными котлами при открытой системе теплоснабжения

$$Q_m = Q_{ов} + Q_o + Q_м + Q_{кал}, \text{ ккал/ч}. \quad (2.35)$$

Количество работающих водогрейных котлов (с округлением до ближайшего целого)

$$N_{кр}^в = \frac{Q_m}{Q_к^{ном}}. \quad (2.36)$$

Процент загрузки работающих водогрейных котлов

$$K_{заг}^в = \frac{Q_m \cdot 100}{N_{кр}^в \cdot Q_к^{ном}}. \quad (2.37)$$

Количество отключенных водогрейных котлов

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

Количество воды, пропускаемое через один водогрейный котел,

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

При открытой системе теплоснабжения в летнем режиме

$$G_{вк} = G_{вк}^{лет}, \ т/ч. \qquad (2.40)$$

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

Количество воды, пропускаемое через работающие водогрейные котлы,

$$G_{вк\Sigma} = G_{вк} \cdot N_{кр}^{в}, \ т/ч. \qquad (2.41)$$

При открытой системе теплоснабжения в летнем режиме

$$G_{вк\Sigma} = G_{вк}^{лет}, \ т/ч. \qquad (2.42)$$

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

$$\Delta G_{гв} = G_{сет} - G_{сет(режим\,I)}, \ т/ч. \qquad (2.43)$$

Количество воды, пропускаемое через нерегулируемый перепуск

при закрытой системе теплоснабжения

$$G_{нп} = N_{ко}^{в} \cdot G_{вк} + \Delta G_{гв}, \ т/ч; \qquad (2.44)$$

при открытой системе теплоснабжения для зимнего режима

$$G_{нп} = N_{ко}^{в} \cdot G_{вк} + G_{св} \cdot \frac{t_{гв} - t_2}{t_1 - t_2}, \ т/ч; \qquad (2.45)$$

для летнего режима $G_{нп} = 0$.

Температура сетевой воды на выходе из водогрейных котлов

$$t_{вк1} = t_{вк2} + \frac{Q_m \cdot 10^3}{\varphi_{вк\Sigma}}, \ ^\circ C. \qquad (2.46)$$

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

$$\varphi_c = \frac{Q_c \cdot 10^3}{t_{вк1} - t_{гв}}, \ м/ч. \qquad (2.47)$$

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

$$\varphi_y = \frac{Q_y \cdot 10^3}{t_{вк1} - t_{гв}}, \ м/ч. \qquad (2.48)$$

Температура обратной сетевой воды перед сетевыми насосами

при закрытой системе теплоснабжения

$$t_3 = \frac{t_2 \cdot \varphi_{сет.обр} + T' \cdot \varphi_{ут}}{\varphi_{сет}}, \ ^\circ C; \qquad (2.49)$$

при открытой системе теплоснабжения для зимнего режима

$$t_3 = \frac{t_2 \cdot \varphi_{сет.обр} + T' \cdot \varphi_{подп}^{ср} + t_{гв} \cdot (\varphi_c + \varphi_y)}{\varphi_{сет} + \varphi_c + \varphi_y}, \ ^\circ C; \qquad (2.50)$$

для летнего режима

$$t_3 = t_{гв}, \ ^\circ C,$$

t_3 – используется в алгоритме паровой части.

Количество воды на рециркуляцию

$$\varphi_{рц} = \varphi_{вк\Sigma} \cdot \frac{t_{вк2} - t_3}{t_{вк1} - t_3}, \ м/ч. \qquad (2.51)$$

Паровая часть котельной

Часовой отпуск пара производственным потребителям

$$D_{потр} = D_{техн} + D_{гв}, \ т/ч. \qquad (2.52)$$

Выпар из деаэратора подпиточной воды

при закрытой системе теплоснабжения

$$D'_{вып} = 0,002 \, \varphi_{ут}, \ т/ч; \qquad (2.53)$$

при открытой системе теплоснабжения

$$D'_{вып} = 0,002 \, \varphi^{ср}_{подп}, \ т/ч; \qquad (2.54)$$

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

Расход пара на деаэратор подпиточной воды

при закрытой системе теплоснабжения

$$D'_{д} = \frac{0,98^2 \cdot T' - 0,98 T_3 + (1 - 0,98^2) \cdot T}{(i_2 - T'_6) \cdot 0,98} \cdot \varphi_{ут}, \ т/ч; \qquad (2.55)$$

при открытой системе теплоснабжения

$$D'_{д} = \frac{\varphi^{ср}_{подп} \cdot (T - T'_6 \cdot 0,98) + D'_{вып} (i_4 - T'_6 \cdot 0,98)}{(i_2 - T'_6) \cdot 0,98}, \ т/ч. \qquad (2.56)$$

Расход умягченной воды, поступающей в деаэратор подпиточной воды,

при закрытой системе теплоснабжения

$$\varphi'_{хво} = \varphi_{ут} + D'_{вып} - D'_{д}, \ т/ч; \qquad (2.57)$$

при открытой системе теплоснабжения

$$\varphi'_{хво} = \varphi^{ср}_{подп} + D'_{вып} - D'_{д}, \ т/ч. \qquad (2.58)$$

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

$$\mathcal{D}_{б}^{лет} = \mathcal{G}_{сет}^{лет} \cdot \frac{t_{1изл} - t_{3}^{лет}}{(i_{2} - t_{б.к.}) \cdot 0{,}98}, \ т/ч. \qquad (2.59)$$

Количество конденсата от подогревателей горячего водоснабжения

$$\mathcal{G}_{б}^{лет} = \mathcal{D}_{б}^{лет}, \ т/ч. \qquad (2.60)$$

Температура умягченной воды за охладителем деаэрированной воды

при закрытой системе теплоснабжения

$$T_{4}' = T_{3} + \frac{\mathcal{G}_{ут}}{\mathcal{G}_{хво}'} \cdot (T - T') \cdot 0{,}98, \ ^{\circ}C; \qquad (2.61)$$

при открытой системе теплоснабжения

$$T_{4}' = T_{3} + \frac{\mathcal{G}_{подп}^{ср}}{\mathcal{G}_{хво}'} (T - T') \cdot 0{,}98, \ ^{\circ}C. \qquad (2.62)$$

Температура умягченной воды, поступающей в деаэратор подпиточной воды,

при закрытой системе теплоснабжения

$$T_{5}' = T_{4}' + \frac{\mathcal{D}_{вып}'}{\mathcal{G}_{хво}'} \cdot (i_{4} - i_{5}) \cdot 0{,}98, \ ^{\circ}C; \qquad (2.63)$$

при открытой системе теплоснабжения

$$T_{5}' = T_{6}' - \frac{\mathcal{D}_{вып}'}{\mathcal{G}_{хво}'} \cdot (i_{4} - i_{5}) \cdot 0{,}98, \ ^{\circ}C. \qquad (2.64)$$

Расход сырой воды, соответствующий расходу умягченной воды $\mathcal{G}_{хво}'$, поступающей в деаэратор подпиточной воды,

$$\mathcal{G}_{св}' = K_{хво}^{сн} \cdot \mathcal{G}_{хво}', \ т/ч. \qquad (2.65)$$

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

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

$$D_c = \mathcal{G}'_{св} \cdot \frac{T_3 - T_1}{(i_2 - i_6)\cdot 0{,}98}, \ т/ч. \qquad (2.66)$$

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

$$D = D_{потр} + D'_g + D'_c + D^{дет}_б + D_{маз}, \ т/ч. \qquad (2.67)$$

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

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

Внутрикотельные потери пара при закрытой и открытой системах теплоснабжения :

предварительное значение – $D_{потр} = K_{пот} \cdot D, \ т/ч;$

уточненное значение – $D_{потр} = K_{пот} \cdot D_\Sigma, \ т/ч.$ (2.69)

Количество продувочной воды, поступающей в сепаратор непрерывной продувки,

предварительное значение – $\mathcal{G}_{пр} = \frac{\Pi}{100} \cdot D$, т/ч;

уточненное значение – $\mathcal{G}_{пр} = \frac{\Pi}{100} \cdot D\Sigma$, т/ч. (2.70)

Количество пара на выходе из сепаратора непрерывной продувки:

предварительное значение – $D_{пр} = 0{,}148\, \mathcal{G}_{пр}$, т/ч; (2.71)

уточненное значение – $D_{пр} = \frac{(i_з \cdot 0{,}98 - i_в) \cdot \mathcal{G}_{пр}}{i_з - i_в}$, т/ч. (2.72)

Количество продувочной воды на выходе из сепаратора непрерывной продувки

$$\mathcal{G}'_{пр} = \mathcal{G}_{пр} - D_{пр}, \quad т/ч. \tag{2.73}$$

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

предварительное значение – $\mathcal{G}_{пит} = D + \mathcal{G}_{пр}$, т/ч;

уточненное значение – $\mathcal{G}_{пит} = D\Sigma + \mathcal{G}_{пр}$, т/ч. (2.74)

Выпар из деаэратора питательной воды

$$D_{вып} = \alpha_{вып} \cdot \mathcal{G}_{пит}, \quad т/ч. \tag{2.75}$$

Количество умягченной воды, поступающей в деаэратор питательной воды,

$$\mathcal{G}_{хво} = (D_{потр} - \mathcal{G}_{потр}) + \mathcal{G}'_{пр} + D_{потр} + D'_{д} + D_{маз}, \quad т/ч. \tag{2.76}$$

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

$$\mathcal{G}_{св} = K^{сн}_{хво} \cdot \mathcal{G}_{хво}, \quad т/ч. \tag{2.77}$$

Общее количество сырой воды, поступающей на химводоочистку,

$$G_{св\Sigma} = G'_{св} + G_{св}, \ т/ч. \qquad (2.78)$$

Расход пара для подогрева сырой воды в количестве $G_{св}$ при закрытой системе теплоснабжения

$$D_c = G_{св} \cdot \frac{T_3 - T_1}{(i_2 - i_6) \cdot 0{,}98}, \ т/ч. \qquad (2.79)$$

При открытой системе теплоснабжения подогрев сырой воды осуществляется перегретой водой; в этом случае формула (2.3I) принимает вид

$$Q = \frac{G_{св} \cdot (T_3 - T_1) \cdot 10^3}{0{,}98}, \ ккал/ч. \qquad (2.80)$$

Общий расход пара для подогрева сырой воды при закрытой системе теплоснабжения

$$D_{c\Sigma} = D'_c + D_c, \ т/ч. \qquad (2.8I)$$

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

$$G_{c\Sigma} = D_{c\Sigma}, \ т/ч. \qquad (2.82)$$

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

$$G_к = G_б^{лет} + G_{потр}, \ т/ч. \qquad (2.83)$$

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

при закрытой системе теплоснабжения

$$\mathcal{G}_{\Sigma} = \mathcal{G}_{K} + \mathcal{G}_{XBO} + \mathcal{G}_{C\Sigma} + D_{пр} - D_{вып}, \ т/ч; \qquad (2.84)$$

при открытой системе теплоснабжения

$$\mathcal{G}_{\Sigma} = \mathcal{G}_{K} + \mathcal{G}_{XBO} + D_{пр} - D_{вып}, \ т/ч. \qquad (2.85)$$

Температура умягченной воды на выходе из охладителя продувочной воды

$$T_4 = T_3 + \frac{\mathcal{G}'_{пр}}{\mathcal{G}_{XBO}} \cdot (i_8 - t_{пр}) \cdot 0{,}98, \ ^{\circ}C. \qquad (2.86)$$

Температура умягченной воды на выходе из охладителя выпара равняется

$$T_5 = T_4 + \frac{D_{вып}}{\mathcal{G}_{XBO}} \cdot (i_4 - i_5) \cdot 0{,}98, \ ^{\circ}C. \qquad (2.87)$$

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

при закрытой системе теплоснабжения

$$t_{ср.вз} = \frac{\mathcal{G}_{потр}}{\mathcal{G}_{\Sigma}} \cdot \bar{t}_{кп} + \frac{\mathcal{G}_{\Sigma}^{дет}}{\mathcal{G}_{\Sigma}} \cdot t_{бк} + \frac{\mathcal{G}_{C\Sigma}}{\mathcal{G}_{\Sigma}} \cdot i_6 + \frac{\mathcal{G}_{XBO}}{\mathcal{G}_{\Sigma}} \cdot T_5 + \frac{D_{вып}}{\mathcal{G}_{\Sigma}} \cdot i_3 - \frac{D_{вып}}{\mathcal{G}_{\Sigma}} \cdot i_4, \ ^{\circ}C; \qquad (2.88)$$

при открытой системе теплоснабжения

$$t_{ср.вз} = \frac{\mathcal{G}_{потр}}{\mathcal{G}_{\Sigma}} \cdot \bar{t}_{кп} + \frac{\mathcal{G}_{XBO}}{\mathcal{G}_{\Sigma}} \cdot T_5 + \frac{D_{пр}}{\mathcal{G}_{\Sigma}} \cdot i_3 - \frac{D_{вып}}{\mathcal{G}_{\Sigma}} \cdot i_4, \ ^{\circ}C. \qquad (2.89)$$

Расход пара на деаэрацию питательной воды

$$D_д = \frac{(\bar{T} - t_{ср.вз} \cdot 0{,}98) \cdot \mathcal{G}_{\Sigma}}{i_2 \cdot 0{,}98 - \bar{T}}, \ т/ч. \qquad (2.90)$$

Паровая нагрузка на котельную без учета внутрикотельных потерь

при закрытой системе теплоснабжения

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

при открытой системе теплоснабжения

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

Внутрикотельные потери пара

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

Суммарная паровая нагрузка на котельную

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

Количество работающих паровых котлов (с округлением до ближайшего целого)

$$N^{п}_{к.раб} = \frac{D_{сум}}{D} . \qquad (2.95)$$

Процент нагрузки работающих паровых котлов

$$K^{п}_{загр} = \frac{D_{сум} \cdot 100}{D^{макс}_{к.расч} \cdot N^{п}_{к.раб}} \text{ , \%.} \qquad (2.96)$$

3. АЛГОРИТМ ВЫБОРА ТЕПЛООБМЕННИКОВ

Из теплового расчета котельной

Входные данные

$G_{тр}$ - расход воды, проходящей по трубкам, т/ч ;

$G_м$ - расход теплоносителя в межтрубном пространстве, т/ч ;

T_1 - температура теплоносителя на входе в межтрубное простанство, ^{o}C ;

Из теплового расчета котельной

T_2 – то же, на выходе из водоподогревателя, °С ;

t_1 – температура теплоносителя на выходе из трубного пространства водоподогревателя, °С;

t_2 – то же, на входе, °С ;

P – давление пара после редуктора, ата ;

n – число ходов по трубному пространству ;

$\tau_н$ – температура насыщенного пара, °С.

Тип теплообменника принимается как для расчета постоянной котельной, величины $\mathcal{D}_в$; z; 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

$$\Delta t_{ср} = \frac{(\tau_н - t_2) - (\tau_н - t_1)}{2{,}3 \lg \frac{\tau_н - t_2}{\tau_н - t_1}}, \ °C. \qquad (3.1)$$

Средняя температура стенок трубок

$$t_{ст} = \frac{\tau_н + \Delta t_{ср}}{2}, \ °C. \qquad (3.2)$$

Средняя температура воды в трубном пространстве

$$t = 0{,}5(t_1 + t_2), \ °C. \qquad (3.3)$$

Критерий Григуля

$$z = A_1(t_н) \cdot m \cdot d_н \cdot (t_н - t_{cm}), \qquad (3.4)$$

A_I, A_2, A_5 см. в табл. 2.I.I2 x)

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

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

При $z > 3900$ теплообменник не проходит; выбрать следующий.

Площадь сечения трубного пространства

$$f_{mp} = \frac{\pi \cdot d_в^2}{4} \cdot z, \text{ м}^2. \qquad (3.6)$$

Скорость воды в трубках

$$w_{mp} = \frac{Q_{mp}}{3600 \cdot f_{mp}}, \text{ м/с.} \qquad (3.7)$$

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

Коэффициент теплоотдачи со стороны трубного пространства

$$\alpha_2 = (1400 + 18t - 0,035t^2) \cdot \frac{w_{mp}^{0.8}}{d_в^{0.2}}, \text{ ккал/м}^2 \text{ ч град.} \qquad (3.8)$$

Поверхность нагрева теплообменника

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

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

Если $F \leq F_{табл} \leq I,3 \cdot F$, теплообменник проходит.

---

x) 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

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

Расчетная разность температур между теплоносителями и нагреваемой водой

$$\Delta t = \tau_н - \frac{\tau_н - T}{2},\ ^\circ C. \qquad (3.11)$$

Необходимая поверхность нагрева змеевиковых емких подогревателей

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

Алгоритм расчета водоводяных подогревателей

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

Средняя температура теплоносителя в трубном пространстве

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

Скорость воды в трубном пространстве

$$W_{тр} = \frac{G_{тр}}{3600 \cdot f_{тр}},\ м/с. \qquad (3.14)$$

Площадь сечения трубного простанства

$$f_{тр} = \frac{\pi \cdot d_{вн}^2}{4} \cdot z \quad , м^2. \qquad (3.15)$$

Критерий Рейнольдса

$$Re = \frac{w \cdot d_{вн}}{\nu}. \qquad (3.16)$$

Эквивалентный диаметр межтрубного пространства

$$d_{экв} = \frac{D_в^2 - z \cdot d_н^2}{D_в - z \cdot d_н} \quad , м. \qquad (3.17)$$

Средняя температура в межтрубном пространстве

$$T = 0{,}5(T_1 + T_2) \quad ,°C. \qquad (3.18)$$

I. Если Re =2300 - I0000, расчет ведется как показано ниже:

Коэффициент теплоотдачи трубного пространства

$$\alpha_1 = (1400 + 18t - 0{,}035t^2) \cdot \frac{w_{тр}^{0,8}}{d_{вн}^{0,2}} \quad , ккал/м^2 ч град. \qquad (3.19)$$

Коэффициент теплоотдачи со стороны межтрубного пространства

$$\alpha_2 = (1400 + 18T - 0{,}035T^2) \cdot \frac{w_м^{0,8}}{d_{экв}^{0,2}}, \text{ ккал/м}^2 \text{ ч град.} \qquad (3.20)$$

Коэффициент теплопередачи

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2} + 0{,}000008} \quad , ккал/м^2 град. \qquad (3,21)$$

Средняя разность температур

$$\Delta t_{ср} = \frac{\Delta t_б - \Delta t_м}{2{,}3 lg \frac{\Delta t_б}{\Delta t_м}} \quad , °C. \qquad (3.22)$$

Поверхность нагрева

$$F = \frac{G_{тр}(t_1 - t_2) \cdot 1000}{K \cdot \Delta t_{ср} \cdot \mu} \quad , м^2. \qquad (3.23)$$

Количество секций водоподогревателя

$$n = \frac{\mathcal{F}}{\mathcal{F}_{табл}}$$, 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 $Re \geqslant 10000$:

Коэффициент теплоотдачи трубного пространства

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

Остальное, как в п.I.

3. Если $Re \leqslant 2300$:

Критерий Грасгофа

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

Величины β и ν выбираются по табл. 2.I.I3 по средней температуре трубного пространства.

Критерий Нуссельта

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

Коэффициент теплоотдачи по стороны трубного пространства

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

$$D_{\delta}^{лет} = G_{сет}^{лет} \cdot \frac{t_1^{изл} - t_3^{лет}}{(i_2 - t_{\delta.к.}) \cdot 0{,}98}, \text{ т/ч (из расчета котельной).} \quad (3.28)$$

Расход тепла на пароводяные подогреватели

$$Q_I = D_{\delta}^{лет} \cdot (i_2 - \tau_2) \cdot 1000 \text{ , ккал/кг.} \quad (3.29)$$

Расход тепла на водоводяные подогреватели

$$Q_{II} = D_{\delta}^{лет} \cdot (\tau_2 - 80) \cdot 1000 \text{ , ккал/кг.} \quad (3.30)$$

Расход гр-ющей воды (конденсата)

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

Расход нагреваемой воды

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

Температура воды на выходе из теплообменника

$$t_1 = \frac{D_{\delta}^{лет} \cdot (\tau_2 - 80) + G_{сет}^{лет} \cdot t_2}{G_{сет}^{лет}} \text{ , °С.} \quad (3.33)$$

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

$$G_{тр} = G_{сет}^{лет}, \ т/ч.$$

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

Поверхность нагрева водоподогревателя

$$F = \frac{Q_I}{K \cdot \Delta t_{ср} \cdot \mu}, \ м^2. \qquad (3.34)$$

4. АЛГОРИТМ ВЫБОРА ДЫМОВОЙ ТРУБЫ С УЧЕТОМ КОНЦЕНТРАЦИИ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ

Входные данные

Район месторождения
Марка топлива
Тип топки
Тип топлива
Низшая теплота сгорания $Q_н^р$, ккал/кг
Состав массы топлива :
влажность $W^р$, %
зольность $A^р$, %
сера колчеданная $S_к^р$, %
сера органическая $S_о^р$, %
углерод $C^р$, %
водород $H^р$, %

азот N^p, %

кислород O^p, %.

Потеря тепла от механической неполноты сгорания q_4, %.

Коэффициент избытка воздуха в топке α

Потеря тепла с уносом $q^{ун}$, %

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

к.п.д. котлоагрегата, $\eta_{к.а}$, %

Присосы :

котельный пучок

экономайзер

золоуловитель

борова

к.п.д. золоуловителя, $\eta_{зол}$, %

Температура наружного воздуха $t_в$, °С

Температура уходящих газов t_2, °С

Если проверяется существующая труба, требуются дополнительные входные данные.

Высота трубы Н,м

Диаметр трубы, м

Количество труб, шт

Материал трубы

Район расположения котельной

Тип газохода

Выходные данные

Высота трубы Н,м

Диаметр устья трубы $d_{тр}$,м

Расход топлива, сгоревшего в топке,

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

Приведенная зольность топлива

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

Расчетный расход топлива при номинальной производительности котельной

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

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

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

$$V^о = 0{,}0889\left(C^р + 0{,}375 S^р_{о+к}\right) + 0{,}265 H^р - 0{,}0333 O^р \quad , \text{ нм}^3\text{/кг.} \qquad (4.4)$$

Теоретический объем азота

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

Объем трехатомных газов

$$V_{RO_2} = 1{,}866 \frac{C^р + 0{,}375 S^р_{о+к}}{100} \quad , \text{ нм}^3\text{/кг.} \qquad (4.6)$$

Теоретический объем водяных паров

$$V^о_{H_2O} = 0{,}111 H^р + 0{,}0124 W^р + 0{,}0161 V^о \quad , \text{ нм}^3\text{/ кг.}$$

При паровом дутье или распылении мазута с расходом пара $G_ф$ кг/кг в величину $V^о_{H_2O}$ включается член $1{,}24 G_ф$.

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

формулам :

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

Объем дымовых газов

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

Объем дымовых газов на выходе из дымовой трубы

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

Скорость газов на выходе из дымовой трубы

$$w = \frac{V}{0{,}785 \cdot d^2_{mp} \cdot N} \quad , \text{м/с}, \qquad (4.10)$$

где d_{mp} - диаметр выбранной трубы ;

N - количество дымовых труб.

Параметр

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

где t_r - температура уходящих газов.

Выброс золы

$$M_3 = \frac{B \cdot 10^3}{3600} \cdot \left[\left(1 - \frac{q_4}{100}\right)\frac{A^P}{100} \cdot \alpha_{yH} + \frac{q^{yH}_4}{100}\right] \cdot \left(1 - \frac{\eta_{зол}}{100}\right), \qquad (4.12)$$

где α_{yH} - доля золы топлива в уносе принимается по табл. 2.1.1. ; 2.1.4 ;

q^{yH}_4 - потери.

Максимальная приземная концентрация выбросов золы

$$C_{M_3} = \frac{A \cdot M_3 \cdot F_3 \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot (t_r - t_B)}} \quad , \text{мг/м}^3, \qquad (4.13)$$

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 $v_м$,

$$v_м = 0{,}65\sqrt[3]{\frac{V_1 \cdot (t_г - t_в)}{H}} \quad (4.15)$$

при $v_м \leq 0{,}3$; $n = 3$,

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

при $v_м > 2$; $n = 1$;

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 40^0 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$_з$ $\frac{мг}{м^3}$, берется

согласно СН 369-67 п.I.4, если $C_{м_3} > ПДК_3$, необходимо изменить параметры дымовой трубы либо увеличить количество труб.

Суммарный выброс серы

$$M_{SO_2} = 5{,}56 \times B \times S^{p}. \qquad (4.I7)$$

Максимальная приземная концентрация выбросов

$$C_{SO_2} = \frac{A \cdot M_{SO_2} \cdot F \cdot m}{H^2 \cdot \sqrt{V} \cdot (t_r - t_в)}, \text{ мг/м}^3, \qquad (4.I8)$$

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

Выброс NO_2

$$M_{NO_2} = q \cdot b. \qquad (4.I9)$$

Максимальная приземная концентрация NO_2

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

где n - коэффициент, учитывающий условия выхода газа.

При

$$\frac{C_{SO_2}}{ПДК_{SO_2}} + \frac{C_{NO_2}}{ПДК_{NO_2}} > 1, \qquad (4.2I)$$

где $ПДК_{SO_2}$ и $ПДК_{NO_2}$ - 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

$P_п$ – величина продувки котлов, % ;

$S_х$ – 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 ;

$S_{ив}$ – сухой остаток исходной воды, мг/кг ;

$Щ^{кв}_{от}$ – относительная щелочность котловой воды, % ;

$Щ^{х}_{от}$ – относительная щелочность химически очищенной воды, %;

$Щ_{ов}$ – щелочность химически очищенной воды, мг-экв/л ;

$Щ_{ив}$ – щелочность исходной воды, мг-экв/л ;

G – доля разложения Na_2CO_3 в котле при соответствующем давлении, принимается по табл. 2.I.9 ;

$C_{уг}$ – концентрация углекислоты в паре, мг/кг ;

$H_о$ – общая жесткость воды, поступающей на натрий-катионитный фильтр, г-экв/ $м^3$;

$i_{кв}; i_{св}; i_п$ – теплосодержание котловой, отсепарированной воды и пара при заданном давлении, ккал/кг ;

$\gamma_{р\cdot р}$ – удельный вес регенерационного раствора, т/$м^3$;

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;

$\alpha_э$ - коэффициент эффективности, учитывающий неполноту регенераций катионита в зависимости от удельного расхода соли на регенерацию, принимается по табл. 2.I.8 ;

β_{Na} - коэффициент, учитывающий снижение обменной способности катионита по Ca^{2+} и Mg^{2+} за счет частичного задержания катионов Na^{+} , принимается по табл.2.I.I0 в зависимости от отношения $\frac{C_{Na}^{2+}}{Ho}$;

C_{Na} - концентрация натрия в умягчаемой воде, мг-экв/кг ;

E_n - полная обменная способность катионита, г-экв/м^3 ;

$q_в$ - удельный расход воды на отмывку катионита, м^3/ м^3;

q_c - удельный расход соли на регенерацию г/г-экв обменной способности катионита ;

$q_{в.отм}$ - удельный расход воды на отмывку катионита, м^3/м^3 ;

i - интенсивность взрыхляющей промывки фильтров, л/с м^2;

Q_c - расход поваренной соли на одну регенерацию фильтра, кг ;

$Q_{с.с}$ - расход технической соли на регенерацию фильтров, кг/сут. ;

$Q_{р.с}$ - расход воды на приготовление регенерационного раствора соли, м^3 ;

$Q_c^{сl}$ - расход соли на одну регенерацию хлор-ионитного фильтра, кг ;

$Q_{взр}$ - количество воды на одну взрыхляющую промывку фильтра, м^3 ;

F_{Na} - площадь фильтрования натрий-катионитового фильтра, м^2 ;

h - высота слоя сульфоугля, м ;

$t_{взр}$ - продолжительность взрыхляющей промывки, мин ;

$в$ - 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.I.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, снижаю-

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 аминированием 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.I.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

$$P_п = \frac{S_x \cdot \alpha_x \cdot 100}{S_{кв} - S_x \cdot \alpha_x} \quad , \%, \qquad (5.I)$$

$S_{кв}$ - для котлов типа ДКВР, ДКВ и КРШ в зависимости от типа сепарационного устройства принимается по табл. 2.I.6.

При наличии деаэратора подпиточной воды

$$\alpha_x = \frac{G_{хво}}{G_{пит}} . \qquad (5.2)$$

При отсутствии деаэратора

$$\alpha_x = \frac{G_{хв} + G_{хво}}{G_{свх}} . \qquad (5.3)$$

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 I т/ч рекомендуется использование тепла продувочной воды путем установки сепаратора непрерывной продувки и теплообменника.

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

Величина непрерывной продувки рассчитывается по формуле

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

где β - доля пара, отсепарированного в сепараторе непрерывной продувки,

$$\beta = \frac{i'_{кв} - i_{св}}{i_п - i_{св}} . \qquad (5.5)$$

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

$$Щ_{от}^{кв} = Щ_{от}^{х} = \frac{40 \cdot Щ_{х} \cdot 100}{Sк}, \%. \qquad (5.6)$$

Щелочность химически очищенной воды равна для схем :

натрий-катионирования-щелочности исходной воды

$$Щ_{х} = Щ_{ив}, \text{ мг-экв/л}; \qquad (5.7)$$

натрий-хлор-ионирования

$$Щ_{х} = 1, \text{ мг-экв/л}. \qquad (5.8)$$

Концентрация углекислоты в паре при отсутствии деаэрации питательной воды и обработке питательной воды по схеме Na-катионирования определяется по формуле

$$Суг = 22 Щ_{ов} \cdot \alpha_{х} \cdot (1 + \delta), \text{ мг/кг}. \qquad (5.9)$$

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

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

$$Суг = 22 Щ_{ов} \cdot \alpha_{х} \cdot (\delta_{1} + \delta), \text{ мг/кг}, \qquad (5.10)$$

где δ_{1} - доля разложения $NaHCO_3$ в котле, равная $\delta_{1} = 1 - \delta_{д}$;

$\delta_{д}$ - доля разложения $NaHCO_3$ в барботажном деаэраторе, ориентировочно можно принять $\delta_{д} = 0{,}6$.

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

щелочность исходной воды.

Когда источником водоснабжения является хозпитьевой 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 I4 ата не более I0% паропроизводительности котлов, I4-20 ата - 7% и 20-39 ата - 5% чаще всего применяется натрий-катионирование.

Обычно для получения воды с остаточной жесткостью 0,I мг-экв/кг применяют одноступенчатое катионирование с удельным расходом соли I00-I50 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

$$S_X = S_{ИВ} + 2{,}96\frac{Ca}{20{,}04} + 10{,}84\frac{Mg}{12{,}16}\text{, мг/кг.} \qquad (5.II)$$

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

$$N = 16 Щ_{ив}, \ г/м^3 \qquad (5.12)$$

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

$$S_x = S_{ив} + 2{,}96\frac{Ca}{20{,}04} + 10{,}84\frac{Mg}{12{,}16} + 4{,}97(Щ_{ив} - 1) + 12{,}55\underset{мг/кг}{SO_4}, \qquad (5.13)$$

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 Na - катионирования; для сетей, требующих снижения карбонатной жесткости до 0,6 мг-экв/л достаточно одноступенчатого натрий-катионирования.

Количество натрий-катионитных фильтров первой ступени a 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 :

$$w_н = \frac{Q}{F \cdot a}, \text{ м/ч}, \qquad (5.14)$$

$$w_м = \frac{Q}{F \cdot (a-1)}, \text{ м/ч}, \qquad (5.15)$$

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

F - площадь фильтрования Na- катионитного фильтра, $м^2$;

Q - производительность химводоочистки ;

a - количество работающих фильтров.

При жесткости	$w_н$	$w_м$
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

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

Число регенераций каждого фильтра в сутки определяется

по формуле

$$n = \frac{A}{F \cdot h \cdot E_{pNa} \cdot (a \cdot a_{пос})}, \qquad (5.17)$$

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;

a – число параллельно работающих фильтров ;

$a_{пос}$ – число последовательно работающих фильтров ;

E_{pNa} – рабочая обменная способность катионита при натрий-катионировании, г-экв/м^3.

Рабочую способность катионита при Na – катионировании определяют по формуле

$$E_{pNa} = \alpha_э \cdot \beta_{Na} \cdot E_п - 0{,}5q \cdot H_o, \quad \text{г-экв/м}^3, \qquad (5.18)$$

где $E_п$ – полная обменная способность катионита, г-экв/м^3, для сульфоугля при крупности зерен 0,3–0,8 мм ;

$E_п$ = 550 г-экв/м^3, при крупности зерен 0,5–1,1 мм ;

$E_п$ = 500 г-экв/м^3 ;

q – принимают обычно равным 4 м^3/м^3 ;

0,5 – доля умягчения отмывочной воды.

Межрегерационный период работы фильтра определяют по формуле

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

Расход 100% соли на одну регенерацию определяют по формуле

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

q_c принимается в зависимости от H_0

H_0 мг-экв/кг	г/г-экв
до 5	до I20-I50
I0	I20-I50
I5	I70-250
20	200-250

Для фильтра II ступени q_c = 300-400.

Суточный расход технической соли определяется по формуле

$$Q_{c.c} = \frac{Q_c \cdot a \cdot n \cdot 100}{96,5}, \text{ кг/сут,} \qquad (5.2I)$$

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

Расход воды на приготовление регенерационного раствора соли

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

I ступень β = 7, II ступень β = I0

I ступень $\gamma_{p.p}$ = I,048 т/м^3, II ступень $\gamma_{p.p}$ = I,07I т/м^3.

Расход воды на взрыхляющую промывку фильтров

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

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

крупность зерен катионита 0,5-I,I i = 4 л/м^{2}с

$t_{взр}$ = I5 мин.

Расход воды на отмывку катионита от продуктов регенерации

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

$q_{от} = 4$ м^3/м^3.

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

$$Q_{с.н} = Q_{взр} + Q_{р.с} + Q_{от}, \ м^3 \qquad (5.25)$$

с учетом использования отмывочной воды

$$Q'_{с.н} = Q_{р.с} + Q_{от}, \ м^3. \qquad (5.26)$$

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

$$A = (Щ_{ив} - Щ_{ов}) Q_{се} \cdot 24 \quad , \text{ г-экв/сут.} \qquad (5.27)$$

Число регенераций для хлор-ионитных фильтров определяется по формуле (5.I7), но в этом случае $E_р$ = 300,

h – высота слоя анионита.

Расход соли на одну регенерацию

$$Q_c^{се} = 65 \cdot F \cdot h \ , \ кг, \qquad (5.28)$$

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

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 концевых 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 $\Sigma G_i = 0$, (6.1)

G_i - расходы потока по узлу ;,

б) условия гидравлической увязки

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

$$P_{н.в} - \Sigma P_{i,j} - P_{к.в,j} \geqslant 0, \qquad (6.3)$$

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

$$v_i < v_{max}. \tag{6.5}$$

Потери давления вследствие трения

$$P_т = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{v^2}{2g} \cdot \gamma \cdot \ell, \tag{6.6}$$

где λ - коэффициент сопротивления трения ;

d - внутренний диаметр трубопровода на участке ;

v - скорость теплоносителя на участке ;

g - ускорение силы тяжести, равное 9,81 м/с^2 ;

γ - средний удельный вес теплоносителя на участке трубопровода ;

ℓ - длина участка.

Коэффициент сопротивления трения

$$\lambda = \frac{1}{\left(1{,}14 + 2\lg\frac{d}{k_э}\right)^2} \tag{6.7}$$

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

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

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

где Re - число Рейнольдса,

$$Re = \frac{d \cdot v}{\nu}, \tag{6.9}$$

ν - кинематическая вязкость теплоносителя ;

$$Re_{пр} = 560 \frac{d}{K_э}, \qquad (6.10)$$

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

d - внутренний диаметр трубопровода ;

$K_э$ - эквивалентная шероховатость внутренней поверхности стальных труб.

Потери давления за счет местных сопротивлений

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

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

Насыщенный пар

Описанные ниже пункты выполняются для всех участков.

За начальное приближение принимаем

I. $$\Delta G_у = 0, \qquad (6.12)$$

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

2. Диаметры всех участков принимаются минимальными.

3. По диаметрам участков выбирается максимальная скорость теплоносителя.

4. Полагаем $P_{ку} = P_{ну}$ (6.13)

5. Определяем среднее значение давления на участке :

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

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

7. Определяется скорость газов на участке :

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

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 :

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

$P_{ну}$ - 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 :

$$\Delta G' = \frac{Q_н(T_н, d)}{1000\cdot \gamma(P_{ср})}, \qquad (6.18)$$

γ (Pср) - 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 Ду, 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 γ 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

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

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,

d = 40 мм v = 0,7 м/с

d = 350 мм v = 3,5 м/с

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

$$C^{прив(т)}_{1ГДж} = \frac{\sum_{\eta=\tau_1}^{T} K_{кап}(1+E)^{T-\eta} + \sum_{\eta=\tau_2}^{T} C_{тек}(1+E)^{T-\eta}}{V_{расч} \cdot t \cdot 4{,}2} \longrightarrow min, \quad (7.1)$$

где $K_{кап}$ – капитальные затраты, руб. ;

$C_{тек}$ – эксплуатационные (текущие) затраты, руб. ;

$V_{расч}$ – 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

$$C^{прив(т)} = (1+E)^{T-\eta} \cdot (A+B+D+N+M+J) + \sum_{\eta=\tau_2}^{\tau_3} (1+E)^{T-\eta}_{x}$$
$$x\,(\mathcal{G}+W) + \sum_{\eta=\tau_3}^{T} (1+E)^{T-\eta} \cdot (\mathcal{L}+Z+Z_1+Z_2) - \quad (7.2)$$
$$- \sum_{\eta=\tau_3}^{T} (1+E)^{T-\eta} \cdot C_в \longrightarrow min,$$

где $C^{прив(т)}$ 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 ;

η - 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 капвложений, E= 0,006434 ;

τ_1 - время начала :

строительства здания котельной и прокладки теплосети ;

приобретения оборудования ;

монтажных работ ;

τ_2 - время начала :

эксплуатации котельной и теплосети ;

отчисления на полное восстановление и капитальный ремонт здания и оборудования ;

τ_3 - время начала демонтажа здания и оборудования котельной ;

возвратные суммы по зданиям и сооружениям ;

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

$C_j^{1м^3}$ - стоимость I м^3 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.I) ;

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

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

$$\mathcal{J} = \sum_{g=1}^{7} C_{дым.тр} \cdot g \ , \ руб, \qquad (7.4)$$

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

$$B = \sum_{g=1}^{7} \sum_{j=1}^{20} C_j^{кот} \cdot i_{jg} \ - \qquad (7.5)$$

стоимость монтажных работ по оборудованию котельной

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

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.

$$C_1^м = C_к^м + C_т^м + C_{возд}^м + C_{эк}^м + C_{вен}^м \cdot n + C_{дым}^м \cdot n + C_{зол}^м \cdot n, \quad (7.7)$$

где $C_к^м$ – стоимость монтажа котла ;

$C_т^м$ – стоимость монтажа топки ;

$C_{возд}^м$ – стоимость монтажа воздухоподогревателя ;

$C_{эк}^м$ – стоимость монтажа экономайзера ;

$C_{вен}^м$ – стоимость монтажа вентилятора ;

$C_{дым}^м$ – стоимость монтажа дымососа ;

$C_{зол}^м$ – стоимость монтажа золоуловителей ;

n – количество единиц.

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

где $C_{дк}^м$ – стоимость монтажа деаэрационно-питательной установки.

В состав установки входят :

деаэраторная колонка ;

бак-аккумулятор ;

охладитель выпара.

$C_{нас.цир}^м$ – стоимость монтажа насоса циркуляционного ;

n – количество единиц.

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

где $C_{нас.подп.}^м$ – стоимость монтажа насоса подпиточного ;

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

$$+ C^{м}_{р.сер.к} + C^{м}_{скл.сер.к} + C^{м}_{нас.сыр.в} \cdot n + C^{м}_{нас.доз.} \cdot n + + C^{м}_{н.к.р.с} \cdot n,$$

где $C^{м}_{ф}$ – стоимость монтажа натрий-катионитного фильтра;

$C^{м}_{соль}$ – то же, солерастворителя ;

$C^{м}_{гидр}$ – то же, бака гидроперегрузки фильтрующих материалов катионитных фильтров ;

$C^{м}_{взр}$ – то же, бака взрыхляющей промывки катионитных фильтров ;

$C^{м}_{р.сер.к}$ – то же, блока приготовления раствора крепкой серной кислоты ;

$C^{м}_{скл.сер.к}$ – то же склада крепкой серной кислоты ;

$C^{м}_{нас.с.в.}$ – то же, насоса сырой воды ;

$C^{м}_{насдоз}$ – то же, насоса-дозатора ;

n – количество единиц ;

$C_{н.к.р.с}$ – насос крепкого раствора соли.

$$C^{м}_{10} = C^{м}_{теп.вод} \cdot n + C^{м}_{теп.пар} \cdot n + C^{м}_{нас.сет.в} \cdot n + + C^{м}_{нас.цир} \cdot n, \qquad (7.11)$$

где $C^{м}_{10}$ – стоимость монтажа сетевой установки ;

$C^{м}_{теп.вод.}$ – то же, теплообменников водоводяных ;

$C^{м}_{теп.пар}$ – то же, теплообменников пароводяных ;

$C^{м}_{нас.сет.в}$ – то же, насосов сетевой воды ;

$C^{м}_{нас.цир}$ – то же, насосов циркуляционных.

$$Д = \sum_{g=1}^{7} \sum_{j=1}^{20} C^{прио6.}_{j} \cdot i_{jg} \qquad (7.12)$$

– стоимость приобретения оборудования котельных установок

$$C_0^{прил} = C_1^{прил} \cdot n + C_2^{прил} + C_3^{прил} + C_4^{прил} + C_5^{прил} + C_6^{прил} + C_7^{прил} + C_8^{прил} \cdot n + C_9^{прил} + C_{10}^{прил}, \quad (7.13)$$

$C_1^{прил}$ – стоимость котлоагрегата ;

$C_2^{прил}$ – то же, деаэрационной питательной установки ;

$C_3^{прил}$ – то же, деаэратора подпиточного ;

$C_4^{прил}$ – то же,водоподготовительной установки ;

$C_5^{прил}$ – то же, редукционной установки ;

$C_6^{прил}$ – то же,сепаратора непрерывной продувки ;

$C_7^{прил}$ – то же, охладителя деаэрированной воды ;

$C_8^{прил}$ – то же, подогревателей сырой и умягченной воды ;

$C_9^{прил}$ – то же,охладителей конденсата ;

$C_{10}^{прил}$ – то же, сетевой установки.

$$C_1^{прил} = C_к^{прил} + C_т^{прил} + C_{возд}^{прил} + C_{эк}^{прил} + C_{вент}^{прил} \cdot n + C_{дым}^{прил} \cdot n + C_{зол}^{прил} \cdot n, \quad (7.14)$$

n – количество единиц.

$$C_2^{прил} = C_{дк}^{прил} \cdot n + C_{нас.цир}^{прил} \cdot n, \quad (7.15)$$

где $C_{дк}^{прил}$ – стоимость деаэрационно-питательной установки, (бака-аккумулятора, охладителя выпара, вентилятора к декарбонизатору) ;

$C_{нас.цир}^{прил}$ – то же, циркуляционного насоса;

n – количество единиц.

$$C_3^{прил} = C_{дк}^{прил} \cdot n + C_{нас.подп}^{прил} \cdot n, \quad (7.16)$$

где $C_{нас.подп}^{прил}$ – стоимость подпиточного насоса

$$C_{ч}^{прибор} = C_{ф}^{прибор} \cdot n + C_{соль}^{прибор} \cdot n + C_{гидр}^{прибор} \cdot n + C_{взр}^{прибор} \cdot n + C_{р.сер.к}^{прибор} + C_{скл.сер.к}^{прибор} + C_{нас.сыр.в}^{прибор} \cdot n + C_{нас.доз}^{прибор} \cdot n + C_{н.к.р.с}^{прибор} \cdot n, \quad (7.17)$$

где $C_{ф}^{прибор}$ – стоимость натрий-катионитного фильтра ;

$C_{соль}^{прибор}$ – то же, солерастворителя ;

$C_{гидр}^{прибор}$ – то же, бака гидроперегрузки фильтрующих материалов катионитных фильтров ;

$C_{взр}^{прибор}$ – то же, бака взрыхляющей промывки катионитных фильтров ;

$C_{р.сер.к}^{прибор}$ – то же, блока приготовления раствора крепкой серной кислоты ;

$C_{скл.сер.к.}^{прибор}$ – то же, склада крепкой серной кислоты ;

$C_{нас.сыр.в.}^{прибор}$ – то же, насоса сырой воды ;

$C_{н.к.р.с}^{прибор}$ – то же, насоса крепкого раствора соли ;

$C_{нас.доз}^{прибор}$ – то же, насоса-дозатора ;

n – количество единиц.

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

где $C_{10}^{прибор}$ – стоимость сетевой установки ;

$C_{теп.вод}^{прибор}$ – то же, теплообменников водоводяных ;

$C_{теп.пар}^{прибор}$ – то же, теплообменников пароводяных ;

$C_{нас.сет.в}^{прибор}$ – то же, насосов сетевой воды ;

$C_{нас.цир}^{прибор}$ – то же, насосов циркуляционных.

$$N = \sum_{m=1}^{5} \left(\sum_{p=1}^{9} C_p l_{pm} + \sum_{f=1}^{8} C_f l_{fm} + \sum_{q=1}^{5} C_q l_{qm} \right), \quad (7.19)$$

где N – стоимость строительства непроходных каналов и

эстакад постоянных сетей, руб. ;

m - порядковый номер участков ;

p - разновидность сечений каналов (табл.2.I.II);

ℓ_{qm} - 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 p -го сечения, руб. (табл.2.2.2) ;

ℓ_{pm} - длина канала p -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_{fm} - протяженность эстакад,м

$$M = \sum_{m=1}^{S}\sum_{K=1}^{14}\Big[\big(C_к^{гор.в}+C_{к.изол}^{гор.в}\big)\cdot\ell_{km}^{гор.в}+\big(C_к^{пр.т}+C_{к.изол}^{пр.т}\big)\cdot\ell_{km}^{пр.т}+$$
$$+\big(C_к^{обр.т}+C_{к.изол}^{обр.т}\big)\cdot\ell_{к.m}^{обр.т}+\big(C_к^{пар}+C_{к.изол}^{пар}\big)\cdot\ell_{km}^{пар}+ \qquad (7.20)$$
$$+\big(C_к^{конд}+C_{к.изол}^{конд}\big)\ell_{к.m}^{изол}+\big(C_к^{цир}+C_{к.изол}^{цир}\big)\cdot\ell_{km}^{цир}\Big],$$

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

K - диаметр трубопровода (табл.2.2.3) ;

$C_к^{гор.в}$ - 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) ;

$\ell^{гор.в}_{km}$ - протяженность трубопровода горячей воды на m-ом участке k-го диаметра, м ;

$C^{пр.т}_{k}$ - стоимость монтажа I п.м трубопровода прямой сетевой воды, руб (табл.2.2.3) ;

$C^{пр.т}_{к.изол}$ - стоимость изоляции I п.м. трубопровода прямой сетевой воды, руб. (табл.2.2.3) ;

$\ell^{пр.т}_{km}$ - протяженность трубопроводов прямой сетевой воды на m-ом участке, k-го диаметра, м ;

$C^{обр.т}_{k}$ - стоимость монтажа I п.м трубопровода обратной сетевой воды, руб.(табл.2.2.3) ;

$C^{обр.т}_{к.изол}$ - стоимость изоляции I п.м трубопровода обратной сетевой воды, руб. (табл.2.2.3) ;

$\ell^{обр.т}_{km}$ - протяженность трубопровода обратной сетевой воды на m-ом участке k-го диаметра, м ;

$C^{пар}_{k}$ - стоимость монтажа I п.м паропровода, руб. (табл. 2.2.3.) ;

$C^{пар}_{к.изол}$ - стоимость изоляции I п.м паропровода, руб. (табл. 2.2.3) ;

$\ell^{пар}_{km}$ - протяженность паропровода на m-ом участке k-го диаметра, м ;

$C^{конд}_{k}$ - стоимость монтажа I п.м конденсатопровода,руб. (табл.2.2.3) ;

$C^{конд}_{к.изол}$ - стоимость изоляции I п.м конденсатопровода, руб. (табл.2.2.3) ;

$\ell^{конд}_{km}$ - 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

$N_1 = N$ (по формуле 7.19)

$M_1 = M$ (по формуле 7.20 с учетом всех временных и постоянных труб)

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

В формуле (7.2) $N = 0$; $Z = 0$;

Канал не прошел по сечению

$M_1 = M$, $N_1 = N$; $W = (N_1 + M_1) \cdot 0{,}05$,

В формуле (7.2) $N = N_1$; $Z_2 = 0$;

Z_1 – стоимость демонтажа I п.м трубопровода

$$Z_1 = \sum_{m=1}^{S} \sum_{K=1}^{14} C_{K.TP}^{дем} \left(\ell_{Km}^{гор.в} + \ell_{Km}^{пр.т} + \ell_{Km}^{обр.т} + \ell_{Km}^{пар} + \ell_{Km}^{конд} + \ell_{Km}^{цир} \right); \quad (7.21)$$

Z_2 – стоимость демонтажа I п.м непроходных каналов и эстакад

$$Z_2 = \sum_{m=1}^{S} \left(\sum_{p=1}^{9} C_p^{дем} \cdot \ell_{pm} + \sum_{f=1}^{8} C_f^{дем} \cdot \ell_{fm} \right); \quad (7.22)$$

на m –ом участке K –го диаметра, м ;

$C_K^{цир}$ – стоимость монтажа I п.м трубопровода циркуляционной воды, руб. (табл.2.2.3) ;

$C_{K.изол}^{цир}$ – стоимость изоляции I п.м трубопровода циркуляционного, руб. (табл.2.2.3) ;

$\ell_{Km}^{цир}$ – 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 :

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

где $\mathcal{Y}$ – суммарная стоимость эксплуатации котельных за один год.

$$C_j^{экс.} = C_т + C_э + C_в + C_{о.с} + C_а + C_{тр} + C_{об}, \qquad (7.24)$$

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

$$C_т = B_т \cdot Ц_т, \qquad (7.25)$$

$C_т$ – стоимость топлива, руб. ;

$B_т$ – годовой расход топлива, т (табл.2.2.I) ;

$Ц_т$ – стоимость тонны условного топлива, руб.

Для условий Донбасса Цт = 36,40 руб./т

$$C_э = B_{кВа} \times Ц_{кВа} + B_{кВтч} \times Ц_{кВтч}, \qquad (7.26)$$

$C_э$ – стоимость электроэнергии, руб.

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

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

$Ц_{кВа}$ – цена 1 кВа присоединенной мощности трансформаторов, руб.;

$Ц_{кВт.ч}$ – цена одного кВт.ч потребляемой электроэнергии, руб. Для условий Донбасса ЦкВт.ч=0,19 руб./кВт.ч.

$$С_В = В_В \cdot Ц_В, \qquad (7.27)$$

$С_В$ – стоимость воды для питания котлов и подпитки системы ;

$В_В$ – годовой расход воды, $м^3$ (табл.2.2.I) ;

$Ц_в$ – цена I $м^3$ воды, руб.
Для условий Донбасса Цв=0,I руб/$м^3$.

$$Ц_{о.с} = В_{кВт \cdot ч} \times 0{,}003, руб, \qquad (7.28)$$

$С_{ас}$ – годовые расходы на обтирочные и смазочные материалы, руб. ;

$В_{кВт.ч}$ – годовой расход электроэнергии, кВт.ч см.(7.26), (табл.2.2.I) ;

$$Са = К_о \cdot А_з + А \cdot А_о, \qquad (7.29)$$

$Са$ – амортизационные отчисления, руб.;

$А$ – капитальные затраты по зданиям и сооружениям, руб. см. (7.3) ;

$А_з, А_о$ – норма амортизационных отчислений по зданию и оборудованию, % ;

$К_о$ – капитальные затраты по оборудованию

$$К_о = В + Д, \qquad (7.30)$$

$В$ – стоимость монтажа оборудования, см. (7.5) ;

$Д$ – стоимость приобретения оборудования, см. (7.I2);

$$C_{т.р} = Ca \cdot 0{,}2, \qquad (7.31)$$

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

Ca – см. (7.29)

$$C_{об} = (C_{зп} + Ca + C_{т.р}) \times 0{,}3, \qquad (7.32)$$

$C_{об}$ – величина отчислений на общекотельные и прочие расходы, руб. ;

$$C_{фзп} = C_{зп} \cdot P, \qquad (7.33)$$

$C_{фзп}$ – годовой фонд заработной платы ;

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

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

$$W = (N + M) \cdot 0{,}05, \qquad (7.34)$$

N – см. (7.I9) ; M – см. (7.20) ;

W – стоимость эксплуатации теплосети за I год ;

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

$$\mathcal{L} = \sum_{g=1}^{7} \sum_{j=1}^{20} C_j^{дем} \cdot i_{jg}, \qquad (7.35)$$

где $\mathcal{L}$ – стоимость демонтажа оборудования котельной

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

где $C_j^{дем}$ – стоимость демонтажа котельного оборудования ;

$C_1^{дем}$ – то же, котлоагрегата ;

$C_2^{дем}$ – то же, деаэрационно-питательной установки ;

$C_3^{дем}$ – то же, деаэратора подпиточного ;

$C_4^{дем}$ – то же, водоподготовительной установки ;

$C_5^{дем}$ – то же, блока сепаратора непрерывной продувки ;

$C_6^{дем}$ – то же, редукционной установки ;

$C_7^{дем}$ – то же, охладителя деаэрированной воды ;

$C_8^{дем}$ – то же, подогревателей сырой, умягченной воды ;

$C_9^{дем}$ – то же, охладителей конденсата ;

$C_{10}^{дем}$ – то же, сетевой установки ;

n – количество единиц.

$$C_1^{дем} = C_к^{дем} + C_т^{дем} + C_{возд}^{дем} + C_{эк}^{дем} + C_{вен}^{дем} \cdot n + C_{дым}^{дем} \cdot n + C_{зол}^{дем} \cdot n, \quad (7.37)$$

где $C_к^{дем}$ – стоимость демонтажа котла ;

$C_т^{дем}$ – то же, топки ;

$C_{возд}^{дем}$ – то же, воздухоподогревателя ;

$C_{эк}^{дем}$ – то же, экономайзера ;

$C_{вен}^{дем}$ – то же, вентилятора ;

$C_{дым}^{дем}$ – то же, дымососа ;

$C_{зол}^{дем}$ – то же, золоуловителя ;

n – количество единиц.

$$C_2^{дем} = C_{дк}^{дем} \cdot n + C_{нас.цирк}^{дем} \cdot n, \quad (7.38)$$

где $C_{дк}^{дем}$ – стоимость демонтажа деаэрационно-питательной установки; бака-аккумулятора, охладителя выпара; вентилятора к декарбонизатору ;

$C_{нас.цирк}^{дем}$ – то же, циркуляционного насоса ;

n – количество единиц.

$$C_{э}^{дем} = C_{дк}^{дем} \cdot n + C_{нас.подп}^{дем} \cdot n, \qquad (7.39)$$

где $C_{нас.подп}^{дем}$ – стоимость демонтажа насоса подпиточного

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

где $C_{ф}^{дем}$ – стоимость демонтажа Na или Н-катионитного фильтра;

$C_{соль}^{дем}$ – то же, солерастворителя ;

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

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

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

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

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

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

n – количество единиц.

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

где $C_{10}^{дем}$ – стоимость демонтажа сетевой установки ;

$C_{теп.вод}^{дем}$ – то же, теплообменников водоводяных ;

$C_{теп.пар}^{дем}$ – то же, теплообменников пароводяных ;

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

$C_{нас.цир}^{дем}$ – то же, насосов циркуляционных ;

n – количество единиц.

$$Z = \sum_{g=1}^{7} \sum_{j=1}^{20} C_j^{дем.1м^3} \cdot V_j \cdot i_{jg} \quad (7.42)$$

стоимость демонтажа здания временной котельной,

где $C_j^{дем.1м^3}$ – стоимость демонтажа I м³ здания временной котельной ;

$$Z_1 = \sum_{g=1}^{7} C_{дым.тр}^{дем} \cdot g, \quad (7.43)$$

$$C_в = C_1 + C_2 + C_3 \quad (7.44)$$

возвратная сумма по зданию и оборудованию,

C_1 – возвратная сумма по оборудованию.

$$C_1 = \sum_{g=1}^{7} \sum_{j=1}^{20} C_j \cdot i_{jg} \left[1 - \left(\frac{\lambda_1}{100} + \frac{\gamma_1}{100}\right)(\tau_3 - \tau_2)\right], \quad (7.45)$$

$$C_j = B + D,$$

где C_j – стоимость основных фондов по оборудованию ;

λ_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) ;

γ_1 – процент отчислений на капитальный ремонт котельного оборудования, принимается по действующим нормам амортизационных отчислений – 6,0% (шифр 40000 $\gamma_1 = 5{,}0 \times K_1 = 5{,}0 \times 1{,}2 = 6{,}0\%$) ;

τ_2 – год, в котором начинаются отчисления на капитальный ремонт и полное восстановление ;

τ_3 - год, в котором производятся возвратные начисления суммы по зданиям и сооружениям ;

C_2 - возвратная сумма по всей сети теплоснабжения.

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

λ_2 - процент отчислений на полное восстановление трубопроводов тепловых сетей, принимается по действующим нормам амортизационных отчислений - 4% (шифр 30I2I);

γ_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.

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

$C_j^{1м^3}$ - стоимость основных фондов по зданию ;

λ_3 - процент отчислений на полное восстановление здания котельной установки, принимается по действующим нормам амортизационных отчислений :

для временных сборно-разборных (шифр I0008) λ_3 =9,8% ;

для постоянных зданий (шифр I0000) λ_3 =I,0% ;

для временных не разборных (шифр I0009) λ_3 =5,0% ;

γ_3 - процент отчислений на капитальный ремонт здания, принимается по действующим нормам амортизационных отчислений :

для постоянных зданий (шифр I0000) γ_3 =I,4% ;

для временных сборно-разборных зданий (шифр I0008) γ_3 =2,8% ;

для временных не разборных зданий (шифр I0009) γ_3 =2,I%.

8. ВРЕМЕННАЯ ЛИНЕЙКА

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

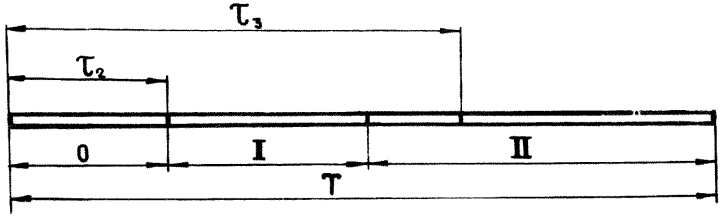

Рис. 2. Временная линейка : T - продолжительность строительства шахты ; τ_2 - период от начала строительства шахты до начала эксплуатации котельной ; τ_3 - период от начала строительства шахты до начала демонтажа котельной

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 ВНИИОМШСом.

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 поверхности	Вспомогательные цехи	Административно-бытовой комбинат	Строительные работы
Теплоснабжение					
График движения рабочей силы по периодам строительства	+				+
Конструктивные решения по зданиям			+	+	
Временные показатели (продолжительность строительства шахты, время начала эксплуатации и демонтажа 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 3-41.М.: ГПИ Сантехпроект, 1970.
3. Указания по проектированию котельных установок СН 350-66. М.:Стройиздат, 1967.
4. Рекомендации по проектированию установок "натрий-катионирования". Серия 3-104. М.: ГПИ Сантехпроект, 1975.
5. Методика расчета установки, работающей по схеме $Na Cl$- ионирования. Информационное письмо № 10-71. М.: ГПИ Сантехпроект, 1971.
6. Указания по расчету рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий СН369-74, 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.

ГЛАВА II

I. ИНСТРУКЦИЯ ПО ПОЛЬЗОВАНИЮ МЕТОДИКОЙ

I.I. 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.I и выдача на печать основных экономических характеристик оптимального варианта.

I.2. Порядок выполнения оптимизационных расчетов на ЭВМ

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

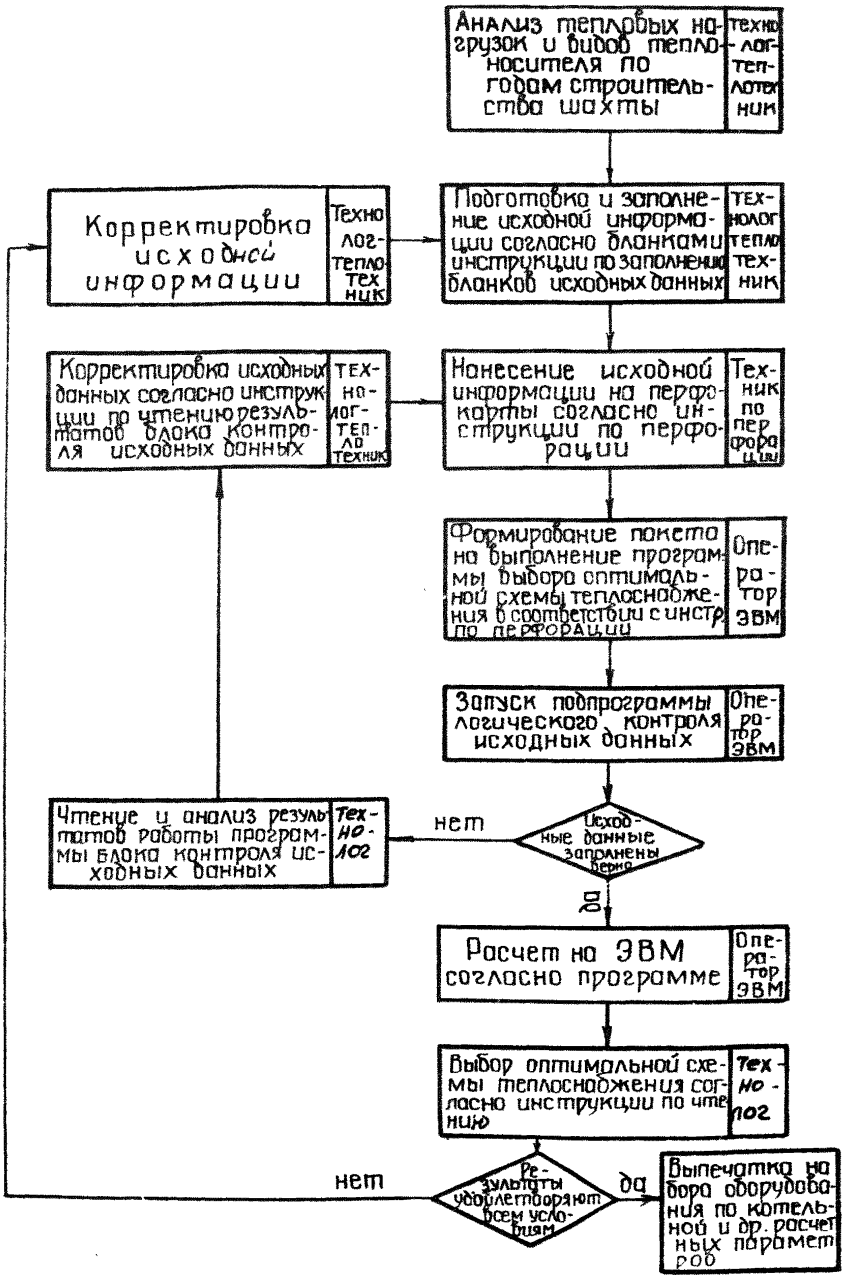

Рис.3. Последовательность выполнения оптимизационных расчетов и их исполнители

I.2.I. 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.

I.2.2. Заполняются бланки исходных данных с учетом календарного графика.

I.2.3. Заполненные бланки исходных данных передаются на вычислительный центр, где в соответствии с инструкцией для перфорации информация с бланков набивается на перфокарты.

I.2.4. Оператор на ЕС ЭВМ формирует пакет на выполнение программы расчета и выбора оптимальной схемы теплоснабжения в соответствии с инструкцией оператору.

I.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.

I.2.6. Выполняются расчетные операции на ЭВМ. Программа расчета на ЭВМ с инструкциями по перфорации и оператору представлены в приложении к программе.

I.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 1 ГДж произведенного тепла за весь период строительства шахты.

1.2.8. 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.I. Инженерная часть

Таблица 2.I.I

Расчетные характеристики слоевых топок с неподвижной решеткой и ручным забросом топлива

Показатели	Донецкий антрацит АС, АМ, АК: $A^{п} = 2$	Каменные: типа Кузнецких Д и Г: $A^{п} = 1,4$	Каменные: типа Донецких Д и Г: $A^{п} = 3,2$	Бурые: типа Артемовских: $W^{г} = 7,4$; $A^{п} = 4,2$	Бурые: типа Веселовского: $W^{п} = 8,4$; $A^{п} = 6,5$
Потеря тепла от механического недожога q_4, %	II	4	6	6	8
Доля золы топлива в уносе $\alpha_{ун}$, %	I0	7	6	7	5,5

Таблица 2.I.2

Расчетные характеристики топок чугунных секционных котлов

Показатели	Ручные топки с неподвижными решетками и опрокидными колосниками: грохоченый уголь: типа Подмосковного бурого $A^{п} = 8$	Ручные топки с неподвижными решетками и опрокидными колосниками: грохоченый уголь: антрациты АК, АС, АМ $A^{п} = 2$	Шахтные топки с наклонными неподвижными колосниками: кусковой торф: $W^{р} \geqslant 40\%$; $A^{с} = 10\%$
Потери от механической неполноты сгорания q_4, %	9,5	3-I0	2,5

Таблица 2.I.3

Расчетные характеристики топок вертикально-цилиндрических котлов

Показатели	Ручные внутренние топки с неподвижными решетками и опрокидными колосниками	
	грохоченые каменные угли $V^r \leq 25\%$ $A^n \leq 4$	грохоченые антрациты АС и АМ $A^n \leq 2$
Потеря от механической неполноты сгорания q_4, %	8–I0	8–I0

Таблица 2.I.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 $A^n = 2$	типа Кузнецких Д и Г $A^n = I,4$	типа Донецких Д и Г $A^n = 3,2$	типа Артемовского $W^n = 7,4$; $A^n = 4,2$	типа Весьегонского $W^n = 8,4$; $A^n = 6,5$	
Суммарная потеря от механической неполноты сгорания q_4, %	I3,5	6	6	5,5	7	
Доля золы топлива в уносе $\alpha_{ун}$, %	I0	20	I6	I9	I5	

Продолжение табл.2.I.4

Показатели	Топки с пневматическими забрасывателями и цепной решеткой обратного хода								
	каменные угли				бурые угли				
	типа Кузнецких Д и Г: $A^{п}$ = I,4	типа Донецких: $A^{п}$ = 3,2	типа Сучанского: $A^{п}$ = 5,7	типа Кузнецкого ГСС: $A^{п}$ = I,69	типа Артемовского: $W^{п}$=7,4; $A^{п}$=4,2	типа Веселовского: $W^{п}$=8,4; $A^{п}$=6,5	типа Хоранорского: $W^{п}$ = I3,6; $A^{п}$ =2,9	типа Подмосковного: $W^{п}$= I2,8; $A^{п}$ =8,9	типа Ирша-боро-динского: $W^{п}$= 8,8; $A^{п}$= =4,6
Суммарная потеря от механической неполноты сгорания q_4, %	6	6	7,5	I2	5,5	7	6,5	8	6
Доля золы топлива в уносе $\alpha_{ун}$, %	20	I6	II	20	I9	I5	I9	II	27

Окончание табл.2.I.4

Показатели	Топки с пневматическими забрасывателями и неподвижной решеткой								
	Донецкий антрацит АМ и АС: $A^{п}$=2	каменные угли		бурые угли					
		типа Кузнецкого Д и Г: $A^{п}$=I,4	типа Донецкого Д и Г: $A^{п}$=3	типа Кузнецкого ГСС, $A^{п}$= I,69: $W^{п}$=8,8; $A^{п}$=I,6	типа Ирша-боро-динского: $W^{п}$=7,4; $A^{п}$=4,2	типа Артемовского: $W^{п}$=8,4; $A^{п}$=6,5	типа Веселовского: $W^{п}$= I3,6; $A^{п}$=2,9	типа Хоранорского: $W^{п}$= I2,8; $A^{п}$=8,9	типа Подмосковного: $W^{п}$= I0; $A^{п}$=8,8
Суммарная потеря от механической неполноты сгорания q_4, %	I3,5	5,5	6,5	I0,5	5,5	5,5	8	6,5	I0
Доля золы топлива в уносе $\alpha_{ун}$, %	I0	I6	I3	I6	22	I5	I2	I5	I0

Таблица 2.I.5

Норма качества питательной воды для паровых котлов при ее докотловой обработке

Тип котлов	Жесткость общая, мг-экв/кг	Растворенный кислород, мг/кг		Содержание железа, мг/кг	Содержание масла, мг/кг
		для котлов без экономайзеров или с чугунными экономайзерами	для котлов со стальными экономайзерами		
Газотрубные и жаротрубные	0,03-0,5	Не нормируется	-	-	-
Чугунные секционные	0,3	Не нормируется	-	-	-
Водотрубные неэкранированные при давлении менее I4 ата	0,03	0,I	0,03	0,2	5,0
Водотрубные экранированные при давлении I4 ата	0,02	0,I	0,03	0,2	5,0
Водотрубные с газомазутными полками при давлении I4 ата	0,02	0,I	0,03	0,2	5,0
Водотрубные с естественной циркуляцией при давлении менее I4 ата	0,0I	0,03	0,03	0,05	I,0

Таблица 2.I.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 двухступенчатом испарении	до I0000

Таблица 2.I.7

Нормы качества воды для подпитки тепловых сетей

Показатели	Открытая система теплоснабжения				Закрытая система теплоснабжения			
	при подогревателях с латунными трубками		при стальных водогрейных котлах		при подогревателях с латунными трубками		при стальных водогрейных котлах	
	Температура подогрева воды, °С							
	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,I	0,I	0,05	0,05
Концентрация водородных ионов рП	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-I,5	0,7	0,7-0,9	0,4-0,5	0,7-I,5	0,7	0,7-0,9	0,4-0,5
Жесткость общая при использовании непрерывной продувки котлов, мг-экв/кг	*	*	*	*	0,I	0,05	0,05	0,05

* Использование воды непрерывной продувки котлов не допускается.

Таблица 2.I.8

Коэффициент эффективности регенерации катионита

Удельный расход соли на регенерацию катионита обменной способности, г/г-экв	I00	II0	I20	I30	I40	I50	I60	I70	I80
$\alpha_э$	0,62	0,64	0,67	0,69	0,72	0,74	0,75	0,77	0,78

I90	200	2I0	220	230	240	250	260	270	280	290	300
0,8	0,8I	0,82	0,83	0,84	0,85	0,87	0,87	0,88	0,88	0,89	0,90

3I0	320	330	340	350
0,9I	0,92	0,92	0,93	0,94

Таблица 2.I.9

Разложение Na_2CO_3 в зависмости от давления

Рабочее давление котла	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4
Разложение в долях единицы	0,I8	0,35	0,42	0,5	0,54	0,58	0,60	0,63	0,68	0,7	0,72

I5	I6	I7	I8	I9	20	2I	22	23
0,73	0,75	0,77	0,79	0,8	0,8I	0,83	0,84	0,85

Таблица 2.I.IO

Коэффициент снижения обменной способности катионита

C^2_{Na}/H_0	:0,0I	: 0,02	: 0,03	: 0,04	: 0,05	: 0,06	: 0,07	: 0,08	: 0,09
β_{Na}	0,93	0,92	0,9I	0,89	0,88	0,87	0,86	0,85	0,84

0,I	: 0,2	: 0,3	: 0,4	: 0,5	: 0,6	: 0,7	: 0,8	: 0,9	: I
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	: I0 :
0,62	0,60	0,57	0,54	0,53	0,52	0,52	0,5I	0,5

Таблица 2.I.II

Выбор сечения канала и ширины траверсы эстакады или тоннеля

Условный диаметр d_y, мм	Расположение каналов: Расстояние до стен ближайшего канала a, мм	Расстояние между изоляцией смежных конструкций b, мм	Расстояние от изоляции до дна канала c, мм	Расстояние от изоляции до верха канала f, мм	Размещение каналов, тоннелей: Расстояние от края конструкции до изоляции a, мм	Расстояние между смежными изолированными конструкциями, b, мм	Толщина изоляции паропровода, e, мм	Толщина изоляции трубопроводов воды и конденсата e, мм
40	70	I00	I00	50	I50	I00	70	60
50	70	I00	I00	50	I50	I00	I00	80
70	70	I00	I00	50	I50	I00	I00	80
80	70	I00	I00	50	I50	I00	I00	80
I00	80	I40	I50	50	I70	I40	I50	90
I25	80	I40	I50	50	I70	I40	I50	90
I50	80	I40	I50	50	I70	I40	I60	I00
200	80	I40	I50	50	I70	I40	I60	I00
250	80	I40	I50	50	I70	I40	I80	I00
300	I00	I60	I50	70	200	I60	I90	I00
350	I00	I60	I50	70	200	I60	200	I00
400	I00	200	I80	70	200	200	200	II0
450	I00	200	I80	70	200	200	200	I20
500	II0	200	I80	I00	200	200	200	I20

Ширина канала или траверсы определяется по формуле

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

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.I.I2

Температурные множители в формулах для определения коэффициентов теплоотдачи

$t_н$, °C	Конденсирующий пар				Вода при турбулентном движении	
	A_1	A_2	A_3	$A_4 \cdot 10^3$,	температура, °C	A_5
	I/м.град			м·ч/ккал		
I	2	3	4	5	6	7
I0.	5,I6	-	-	-	I0	I509
II.	5,I6	-	-	-	II	I532,7
I2.	5,I6	-	-	-	I2	I556,4
I3.	5,I6	-	-	-	I3	I580,I
I4.	5,I6	-	-	-	I4	I603,8
I5.	5,I6	-	-	-	I5	I627,5
I6.	5,I6	-	-	-	I6	I65I,2
I7.	5,I6	-	-	-	I7	I674,9
I8.	5,I6	-	-	-	I8	I693,6
I9.	5,I6	-	-	-	I9	I722,3
20.	5,I6	-	-	I,88	20	I746
2I.	5,432	-	-	I,93I	2I	I762,3
22.	5,704	-	-	I,982	22	I778,6
23.	5,976	-	-	2,033	23	I794,9
24.	6,248	-	-	2,084	24	I8II,2
25.	6,520	-	-	2,I35	25	I827,5
26.	6,792	-	-	2,I86	26	I843,8
27.	7,064	-	-	2,237	27	I860,I
28.	7,336	-	-	2,288	28	I876,4
29.	7,608	-	-	2,339	29	I892,7
30.	7,88	-	-	2,39	30	I909
3I.	8,232	-	-	2,447	3I	I924,5
32.	8,584	-	-	2,504	32	I940
33.	8,936	-	-	2,56I	33	I955,5
34.	9,289	-	-	2,6I8	34	I97I,0
35.	9,640	-	-	2,675	35	I986,5
36.	9,992	-	-	2,732	36	2002,0

Продолжение табл.2.I.I2

I	2	3	4	5	6	7
37.	I0,344	-	-	2,789	37	20I75
38.	I0,696	-	-	2,846	38	2033,0
39.	II,048	-	-	2,903	39	2048,5
40.	II,4	-	-	2,96	40	2064
4I.	II,82	-	-	3,02	4I	2078,9
42.	I2,24	-	-	3,08	42	2093,8
43.	I2,66	-	-	3,I4	43	2I08,7
44.	I3,08	-	-	3,20	44	2I23,6
45.	I3,50	-	-	3,26	45	2I38,5
46.	I3.92	-	-	3,32	46	2I53,4
47.	I4,34	-	-	3,38	47	2I68,3
48.	I4,76	-	-	3,44	48	2I83,2
49.	I5,I8	-	-	3,50	49	2I98,I
50.	I5,6	-	-	3,56	50	22I3
5I.	I6,I3	-	-	3,625	5I	2226,7
52.	I6,66	-	-	3,690	52	2240,4
53.	I7,I9	-	-	3,755	53	2254,I
54.	I7,72	-	-	3,820	54	2267,8
55.	I8,25	-	-	3,885	55	228I,5
56.	I8,78	-	-	3,950	56	2295,2
57.	I9,3I	-	-	4,0I5	57	2308,9
58.	I9,84	-	-	4,080	58	2322,6
59.	20,37	-	-	4,I45	59	2336,3
60.	20,9	-	-	4,2I	60	2350
6I.	2I,52	-	-	4,28	6I	2364
62.	22,I4	-	-	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.I.I2

I	2	3	4	5	6	7
69.	26,48	-	-	4,84	69	2476
70.	27,I	-	-	4,9I	70	2490
7I.	27,84	-	-	4,987	7I	2502,6
72.	28,58	-	-	5,064	72	25I5,2
73.	29,32	-	-	5,I4I	73	2527,8
74.	30,06	-	-	5,2I8	74	2540,4
75.	30,80	-	-	5,295	75	2553,0
76.	3I,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	I0439	5,68	80	26I6
8I.	35,32	7249,5	I0478,6	5,76	8I	2628,4
82.	36,I4	7274,0	I05I8,2	5,84	82	2640,8
83.	36,96	7298,5	I0557,8	5,92	83	2653,2
84.	37,78	7323,0	I0597,4	6,00	84	2665,6
85.	38,60	7347,5	I0637,0	6,08	85	2678,0
86.	39,42	7372,0	I0676,6	6,I6	86	2690,4
87.	40,24	7396,5	I07I6,2	6,24	87	2702,8
88.	4I,06	742I,0	I0755,8	6,32	88	27I5,2
89.	4I,88	7445,5	I0795,4	6,40	89	2727,6
90.	42,7	7470	I0835	6,48	90	2740
9I.	43,58	7490,4	I0872	6,562	9I	275I
92.	44,46	75I0,8	I0909	6,644	92	2762
93.	45,34	753I,2	I0946	6,726	93	2773
94.	46,22	755I,5	I0983	6,808	94	2784
95.	47,I0	7572,0	II020	6,890	95	2795
96.	47,98	7592,4	II057	6,972	96	2806
97.	48,85	76I2,8	II094	7,054	97	28I7
98.	49,74	7633,2	III3I	7,I36	98	2828
99.	50,62	7653,6	II68	7,2I8	99	2839
I00.	5I,5	7674	II205	7,30	I00	2850
I0I.	52,42	7692,I	II236,9	7,378	I0I	2860,7

Продолжение табл.2.I.I2

I	2	3	4	5	6	7
I02.	53,34	77I0,2	II268,8	7,456	I02	287I,4
I03.	54,26	7728,3	II300,7	7,534	I03	2882,I
I04.	55,I8	7746,4	II332,6	7,6I2	I04	2892,8
I05.	56,I0	7764,5	II364,5	7,690	I05	2903,5
I06.	57,02	7782,6	II396,4	7,768	I06	29I4,2
I07.	57,94	7800,7	II428,3	7,846	I07	2924,9
I08.	58,86	78I8,8	II460,2	7,924	I08	2935,6
I09.	59,78	7836,9	II492,I	8,002	I09	2946,3
II0.	60,7	7855	II524	8,08	II0	2957
III.	6I,66	787I,5	II552,5	8,I62	III	2966,9
II2.	62,62	7888,0	II58I,0	8,244	II2	2976,8
II3.	63,58	7904,5	II609,5	8,326	II3	2986,7
II4.	64,54	792I,0	II638,0	8,408	II4	2996,6
II5.	65,50	7937,5	II666,5	8,490	II5	3006,5
II6.	66,46	7954,0	II695,0	8,572	II6	30I6,4
II7.	67,42	7970,5	II723,5	8,654	II7	3026,3
II8.	68,38	7987,0	II752,0	8,736	II8	3036,2
II9.	69,34	8003,5	II780,5	8,8I8	II9	3046,I
I20.	70,3	8020	II809	8,90	I20	3056
I2I.	7I,47	8032	II832	8,995	I2I	3065,4
I22.	72,64	8044	II855	9,090	I22	3078,8
I23.	73,8I	8056	II878	9,I85	I23	3084,2
I24.	74,98	8068	II90I	9,280	I24	3093,6
I25.	76,I5	8080	II924	9,375	I25	3I03,0
I26.	77,32	8092	II947	9,470	I26	3II2,4
I27.	78,49	8I04	II970	9,565	I27	3I2I,8
I28.	79,66	8II6	II993	9,660	I28	3I3I,2
I29.	80,83	8I28	I20I6	9,755	I29	3I40,6
I30.	82,0	8I40	I2039	9,85	I30	3I50
I3I.	83,2	8I48	I2060	9,945	I3I	3I58,5
I32.	84,4	8I56	I208I	I0,04	I32	3I67,0
I33.	85,6	8I64	I2I02	I0,I36	I33	3I75,5
I34.	86,8	8I72	I2I23	I0,23	I34	3I84,0

Продолжение табл.2.I.I2

I ь	2	3	4	5	6	7
I35.	88,0	8I80	I2I44	I0,325	I35	3I92,5
I36.	89,2	8I88	I2I65	I0,42	I36	320I,0
I37.	90,4	8I96	I2I86	I0,5I5	I37	3209,5
I38.	9I,6	8204	I2207	I0,6I	I38	32I8,0
I39.	92,8	82I2	I2228	I0,705	I39	3226,5
I40.	94,0	8220	I2249	I0,8	I40	3235
I4I.	95,3	8228	I226I,6	I0,9	I4I	3242,7
I42.	96,6	8236	I2274,2	II,0	I42	3250,4
I43.	97,9	8244	I2286,8	II,I	I43	3258,I
I44.	99,2	8252	I2299,4	II,2	I44	3265,8
I45.	I00,5	8260	I23I2,0	II,3	I45	3273,5
I46.	I0I,8	8268	I2324,6	II,4	I46	328I,2
I47.	I03,I	8276	I2337,2	II,5	I47	3288,9
I48.	I04,4	8284	I2349,8	II,6	I48	3296,6
I49.	I05,7	8292	I2362,4	II,7	I49	3304,3
I50.	I07	8300	I2375	II,8	I50	33I2
I5I.	I08,5	8304	I2383,8	II,9I	I5I	33I9,3
I52.	II0,0	8308	I2392,6	I2,02	I52	3326,6
I53.	III,5	83I2	I240I,4	I2,I3	I53	3333,9
I54.	II3,0	83I6	I24I0,2	I2,24	I54	334I,2
I55.	II4,5	8320	I24I9,0	I2,35	I55	3348,5
I56.	II6,0	8324	I2427,8	I2,46	I56	3355,8
I57.	II7,5	8328	I2436,6	I2,57	I57	3363,I
I58.	II9,0	8332	I2445,4	I2,68	I58	3370,4
I59.	I20,5	8336	I2454,2	I2,79	I59	3377,7
I60.	I22	8340	I2463	I2,9	I60	3385
I6I.	I23,4	8346	I2472,I	I3,0I	I6I	339I,5
I62.	I24,8	8352	I248I,2	I3,I2	I62	3398,0
I63.	I26,2	8358	I2490,3	I3,23	I63	3404,5
I64.	I27,6	8364	I2499,4	I3,34	I64	34II,0
I65.	I29,0	8370	I2508,5	I3,45	I65	34I7,5
I66.	I30,4	8376	I25I7,6	I3,56	I66	3424,0
I67.	I3I,8	8382	I2526,7	I4,67	I67	3430,5

Окончание табл.2.I.I2

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
I7I.	I37,4	8394	I2556,5	I4,I	I7I	3455,5
I72.	I38,8	8388	I2559,0	I4,2	I72	346I,0
I73.	I40,2	8382	I256I,5	I4,3	I73	3466,5
I74.	I4I,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	I257I,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

Таблица 2.I.I3

Физические константы воды (на линии насыщения)

Температура, °С	$\lambda \cdot 10^2$, ккал/м.ч. град.	$\nu \cdot 10^6$, $м^2/с$	$\beta \cdot 10^4$, град.$^{-1}$	Pr
I	2	3	4	5
0	47,4	I,79	-0,63	I3,7
I	47,6	I,74	-0,50	I3,282
2	47,8	I,69	-0,36	I2,864
3	48,0	I,65	-0,23	I2,446
4	48,2	I,60	-0,I0	I2,028
5	48,4	I,55	+0,04	II,6I0
6	48,6	I,50	0,I7	II,I92
7	48,8	I,45	0,30	I0,774
8	49,0	I,4I	0,43	I0,356
9	49,2	I,36	0,57	9,938
I0	49,4	I,3I	0,70	9,52
II	49,6	I,28	0,8I	9,27
I2	49,8	I,25	0,92	9,02
I3	50,0	I,22	I,04	8,77
I4	50,2	I,I9	I,I5	8,52
I5	50,5	I,I6	I,26	8,27
I6	50,7	I,I3	I,37	8,02
I7	50,9	I,I0	I,48	7,77
I8	5I,I	I,07	I,60	7,52
I9	5I,3	I,04	I,7I	7,27
20	5I,5	I,0I	I,82	7,02
2I	5I,7	0,99	I,959	6,86
22	5I,8	0,97	2,098	6,70
23	52,0	0,95	2,237	6,54
24	52,I	0,93	2,376	6,38
25	52,3	0,9I	2,5I5	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.I.I3

I	2	3	4	5
29	52,9	0,83	3,07I	5,58
30	53,I	0,8I	3,2I	5,42
3I	53,2	0,80	3,28	5,3I
32	53,4	0,78	3,34	5,20
33	53,5	0,77	3,4I	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	3,6I	4,75
37	54,I	0,7I	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	4,3I
4I	54,6	0,650	3,93	4,23
42	54,7	0,639	3,99	4,I6
43	54,9	0,629	4,06	4,08
44	55,0	0,6I8	4,I2	4,00
45	55,I	0,608	4,I8	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	3,6?
50	55,7	0,556	4,49	3,54
5I	55,8	0,548	4,55	3,48
52	55,9	0,540	4,6I	3,43
53	56,0	0,533	4,68	3,37
54	56,I	0,525	4,74	3,32
55	56,2	0,5I7	4,80	3,26
56	56,3	0,502	4,86	3,20
57	56,4	0,50I	4,92	3,I5
58	56,5	0,494	4,99	3,09
59	56,6	0,486	5,05	3,04
60	56,7	0,478	5,II	2,98

Продолжение табл.2.I.I3

I	2	3	4	5
6I	56,8	0,472	5,I7	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	2,8I
65	57,I	0,467	5,4I	2,77
66	57,I	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	0,42I	5,64	2,59
70	57,4	0,4I5	5,70	2,55
7I	57,5	0,4I0	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	6,0I	2,38
76	57,8	0,385	6,07	2,35
77	57,8	0,380	6,I3	2,3I
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	2,2I
8I	58,I	0,36I	6,38	2,I8
82	58,I	0,357	6,45	2,I6
83	58,2	0,353	6,5I	2,I3
84	58,2	0,349	6,57	2,II
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	I,98
90	58,5	0,326	6,95	I,95
9I	58,5	0,323	7,0I	I,93
92	58,5	0,320	7,06	I,9I
93	58,6	0,3I7	7,I2	I,89

Продолжение табл.2.I.I3

I	2	3	4	5
94	58,6	0,3I4	7,I7	I,87
95	58,6	0,3II	7,23	I,85
96	58,6	0,307	7,28	I,83
97	58,6	0,304	7,34	I,8I
98	58,7	0,30I	7,39	I,79
99	58,7	0,298	7,45	I,77
I00	58,7	0,295	7,5	I,75
I0I	58,7	0,292	7,55	I,73
I02	58,7	0,290	7,60	I,72
I03	58,8	0,287	7,65	I,70
I04	58,8	0,284	7,70	I,68
I05	58,8	0,282	7,75	I,67
I06	58,8	0,279	7,80	I,65
I07	58,8	0,276	7,85	I,63
I08	58,9	0,273	7,90	I,6I
I09	58,9	0,27I	7,95	I,60
II0	58,9	0,268	8,00	I,58
III	58,9	0,266	8,06	I,57
II2	58,9	0,263	8,I2	I,55
II3	58,9	0,26I	8,I8	I,54
II4	58,9	0,258	8,24	I,52
II5	58,9	0,256	8,30	I,5I
II6	59,0	0,254	8,36	I,49
II7	59,0	0,25I	8,42	I,48
II8	59,0	0,249	8,48	I,46
II9	59,0	0,246	8,54	I,45
I20	59,0	0,244	8,6	I,43
I2I	59,0	0,242	8,66	I,42
I22	59,0	0,240	8,72	I,4I
I23	59,0	0,239	8,78	I,40
I24	59,0	0,237	8,84	I,39
I25	59,0	0,235	8,90	I,38
I26	59,0	0,233	8,96	I,36

Продолжение табл.2.I.I3

I	2	3	4	5
I27	59,0	0,23I	9,02	I,35
I28	59,0	0,230	9,08	I,34
I29	59,0	0,228	9,I4	I,33
I30	59,0	0,226	9,2	I,32
I3I	59,0	0,225	9,25	I,3I
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	0,2I9	9,45	I,28
I36	58,9	0,2I8	9,50	I,27
I37	58,9	0,2I6	9,55	I,26
I38	58,9	0,2I5	9,60	I,25
I39	58,9	0,2I3	9,65	I,24
I40	58,9	0,2I2	9,70	I,23
I4I	58,9	0,2II	9,76	I,22
I42	58,9	0,2I0	9,82	I,22
I43	58,9	0,209	9,88	I,2I
I44	58,9	0,208	9,94	I,2I
I45	58,9	0,207	I0,00	I,20
I46	58,8	0,206	I0,06	I,I9
I47	58,8	0,205	I0,I2	I,I9
I48	58,8	0,204	I0,I8	I,I8
I49	58,8	0,203	I0,24	I,I8
I50	58,8	0,202	I0,3	I,I7
I5I	58,8	0,20I	I0,35	I,I6
I52	58,8	0,200	I0,40	I,I6
I53	58,8	0,I99	I0,45	I,I5
I54	58,8	0,I98	I0,50	I,I4
I55	58,8	0,I97	I0,55	I,I4
I56	58,7	0,I95	I0,60	I,I3
I57	58,7	0,I94	I0,65	I,I2
I58	58,7	0,I93	I0,70	I,II
I59	58,7	0,I92	I0,75	I,II

Окончание табл.2.I.I3

I	2	3	4	5
I60	58,7	0,I9I	I0,80	I,I0
I6I	58,7	0,I90	I0,87	I,I0
I62	58,6	0,I89	I0,94	I,09
I63	58,6	0,I88	II,0I	I,09
I64	58,6	0,I87	II,08	I,08
I65	58,6	0,I86	II,I5	I,08
I66	58,5	0,I85	II,22	I,07
I67	58,5	0,I84	II,29	I,07
I68	58,5	0,I83	II,36	I,06
I69	58,4	0,I82	II,43	I,06
I70	58,4	0,I8I	II,50	I,05
I7I	58,4	0,I80	II,57	I,05
I72	58,3	0,I79	II,64	I,04
I73	58,3	0,I79	II,7I	I,04
I74	58,2	0,I78	II,78	I,03
I75	58,2	0,I77	II,85	I,03
I76	58,2	0,I76	II,92	I,03
I77	58,I	0,I75	II,99	I,02
I78	58,I	0,I75	I2,06	I,02
I79	58,0	0,I74	I2,I3	I,0I
I80	58,0	0,I73	I2,20	I,0I

2.2. Экономическая часть

Таблица 2.2.I

Экономические характеристики типовых котельных

Тип котельной	Объем здания на I котел, м³	Стоимость I м³ здания, руб.	Расход на I котел в год: топлива, т	воды, тыс.м³	электроэнергии, тыс.кВтч	установл. мощность, кВт	Ср.зарплата на одного работающего, руб.	Численность обслуживающ. персонала на котельную
I	2	3	4	5	6	7	8	9
3 котла Е-2,5 I4	2020	32,74	363	9,85	I66	65,96	2340	30
3 котла Е-4-I4	2020	27,28	587	I4,4	357	92,3	2340	
3 котла Е-6,5 I4	4090	II,72	964	I20	453	I52,3	2340	27
3 котла Е-I0-I4	4436	I0,82	III0	I73,3	577	I98	2340	30
4 котла Е-25-I4	7424	II,49	2545	69,3	896	420	3I80	
3 котла Е-I-9/I	573	I6,6	96,3	2,8	49	II,I	I070	I2
2 котла "Универсал-6м"	308	35,2	55	I,0	39,9	26,6	I070	4
3 котла КВ-ТС-I0	3850	I7,09	5706	I86,0	883	252	3I80	
3 котла КВ-ТС-20	36I8	20,07	I0900	I00,6	I247	360,6	3I80	50
3 котла ПТВМ-30М	6378	II,33	3457	98,0	I6I7	468,3	3I80	

Таблица 2.2.2.

Характеристики каналов и тоннелей

Номенклатура	Стоимость I м непроходного канала, руб.	Стоимость монтажа I м непроходного канала, руб.	Стоимость I м проходного тоннеля для инженерных коммуникаций, руб.	Демонтаж (разборка) I п.м канала (тоннеля), руб
Непроходные каналы сечением :				
0,6 х 0,3 м	2I,29			4,06
0,6 х 0,45 м	26,I9			5,I0
0,9 х 0,45	35,75			6,45
I,2 х 0,6	50,50			9,62
кл 0,9 х 0,6	50,40			9,7I
-"- I,5 х 0,6	96,0			I8,5
клс I,5 х 0,9	I08,0			20,8
кс I,5 х I,2	I39,2			26,8
-"- 2,I х I,2	I7I,6			33,05
Проходные тоннели сечением :				
2,I х 2,4 м			296,92	0
2,4 х 2,4			3I3,I5	0
3,0 х 3,0			467,44	0
3,6 х 2,4			449,52	0
4,8 х 3,0			492,46	0

Таблица 2.2.3

Стоимость одиночного теплопровода при различных видах прокладки, руб.

Диаметр $D_{усл}$	Подземная прокладка трубопроводов, I п.м: Приобретение: Трубопроводы отопл. гор. вод, конденсатные	Приобретение: Трубопроводы пара	Монтаж: Прокладка в непроходных каналах	Монтаж: Прокладка в тоннелях	Изоляция (приобретение): Каналы непроходные: Трубопровод прям. сетевой воды	Каналы непроходные: Трубопровод обратной сетевой воды, гор. водоснабж., конденсата	Каналы непроходные: Трубопровод пара	Проходные каналы (тоннели): Трубопроводы сетевой воды, гор.водоснабж., конденсата	Проходные каналы (тоннели): Трубопровод пара	Прокладка на эстакадах на низких опорах, I п.м: Монтаж трубопроводов сетевой воды, гор. водоснабжения	Приобретение: Трубопроводы сетевой воды, гор. водоснабжения, конденсата	Приобретение: Трубопровод пара	Изоляция: Трубопровод сетевой воды, гор. водосн., конденс.	Изоляция: Трубопровод пара	Стоимость демонтажа трубопроводов в каналах и на эстакадах	Внутренний диаметр трубопровода	Масса I м трубопровода, кг	Действительные диаметры, мм
40	0,47	0,78	0,22	-	27,74	27,74	20,27	-	-	0,29	0,47	0,78	28,90	22,7I	0,I08	40	2,66	45 x 2,5
50	0,72	I,03	0,252	-	27,74	27,74	20,27	-	-	0,325	0,72	I,03	28,90	22,7I	0,II9	5I	4,00	57 x 3,0
70	0,97	I,28	0,335	-	27,74	27,74	20,27	-	-	0,368	0,97	I,28	25,96	2I,50	0,I38	70	5,4	76 x 3,0
80	I,29	I,63	0,458	-	27,74	27,74	I8,95	-	-	0,503	I,29	I,63	25,96	20,89	0,I89	82	7,38	89 x 3,5
I00	I,78	2,2	0,432	-	27,74	27,74	I7,74	-	-	0,573	I,78	2,2	25,96	20,89	0,2I5	I00	I0,26	I08 x 4
I25	2,2	2,6I	0,6I2	-	27,74	27,74	I7,74	-	-	0,7I0	2,2	2,6I	24,03	20,28	0,267	I25	I2,73	I33 x 4
I50	3,03	3,52	0,825	-	27,74	27,74	I7,74	-	-	0,957	3,03	3,52	24,03	I9,75	0,360	I50	I7,I5	I59 x 4,5
200	4,62	4,66	0,874	-	27,74	27,74	I7,74	-	-	0,982	4,62	4,66	22,7I	I9,45	0,360	209	26,39	2I9 x 5
250	5,79	5,84	I,094	-	24,80	27,74	I6,52	-	-	I,229	5,79	5,84	22,7I	I9,45	0,45I	263	33,04	273 x 5
300	8,07	8,I3	I,582	-	24,80	27,74	I6,52	-	-	I,778	8,07	8,I3	22,7I	I9,45	0,652	3I3	47,8	325 x 6
350	9,37	9,45	I,82	-	24,80	27,74	I5,79	-	-	2,042	9,37	9,45	22,7I	I9,45	0,749	365	54,89	377 x 6
400	I0,6	I0,7	I,54I	-	24,80	27,74	I5,79	-	-	I,7I	I0,6	I0,7	22,7I	I9,45	0,630	4I4	62,I4	426 x 6
500	I6,2	I9,3	I,7I5	-	24,80	27,74	I5,79	-	-	2,03I	I6,2	I9,3	22,7I	I9,45	0,684	5I6	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 Ш р-на	900	45000	кирпич	207I0	6,2I
Труба дымовая с надземным примыканием газоходов, для I-IУ р-ов ветровой нагрузки	I200	30000	-"-	II5I0	3,45
То же, для I-Ш р-ов ветровой нагрузки	I200	30000	-"-	II090	3,33
Труба дымовая с подземным примыканием газоходов для I-Ш р-ов ветровой нагрузки	I200	30000	-"-	II360	3,4I
То же, для IУ р-на ветровой нагрузки	I200	30000	-"-	II460	3,44
Труба дымовая с надземным примыканием газоходов для I-IУ р-ов ветровой нагрузки	I200	30000	-"-	I7430	5,23
Труба дымовая с надземным примыканием газоходов для Ш р-на ветровой нагрузки	I200	45000	-"-	20860	6,25
То же, для IУ р-на ветровой нагрузки	I200	45000	-"-	23I60	6,95

Продолжение табл.2.2.4

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,I9
То же, для IУ р-на ветровой нагрузки	I200	45000	-"-	23II0	6,93
Труба дымовая с надземным примыканием газоходов для I-IУ 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 IУ 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	-"-	22I80	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	-"-	2I820	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	2I00	30000	кирпич	I2830	3,8I
То же, для III-IУ р-ов ветровой нагрузки	2I00	30000	-"-	I3950	4,2
Труба дымовая с подземным примыканием газоходов для I-II р-ов ветровой нагрузки	2I00	45000	-"-	I36I0	4,I
Труба дымовая с подземным примыканием газоходов для I-II р-ов ветровой нагрузки	2I00	45000	-"-	29860	8,9
То же, с надземным примыканием газоходов	2I00	45000	-"-	I9960	6,0
Труба дымовая с подземным примыканием газоходов для III-IУ р-ов ветровой нагрузки	2I00	45000	-"-	25220	7,6
Труба дымовая с надземным примыканием газоходов для I-II р-ов ветровой нагрузки	2I00	60000	-"-	33340	I0,0
То же, с подземным примыканием газоходов	2I00	60000	-"-	33740	I0,0I
То же, для IУ р-на ветровой нагрузки	2I00	60000	-"-	423I0	I2,7
Труба дымовая с подземным примыканием газоходов для I-II ветровых районов	3000	60000	-"-	43400	I3,0

Окончание табл.2.2.4

I	2	3	4	5	6
То же, с наземным примыканием газоходов	3000	60000	кирпич	45080	I3,5
Труба дымовая с наземным примыканием газоходов для I р-на ветровой нагрузки	2I00	45000	сб.ж/б	24970	7,49
То же, для I-III р-ов ветровой нагрузки	2I00	45000	-"-	25660	7,7
То же, с подземными газоходами	2I00	45000	-"-	26970	8,I

Таблица 2.2.4а

Дымовые трубы

Тип оборудования	Марка	Диаметр, мм	Высота, мм	Масса трубы при дымоходах, кг: надземных	Масса трубы при дымоходах, кг: подземных	Материал	Капитальные затраты, руб.: Приобретение при дымоходах: надземных	Капитальные затраты, руб.: Приобретение при дымоходах: подземных	Капитальные затраты, руб.: Монтаж при дымоходах: надземных	Капитальные затраты, руб.: Монтаж при дымоходах: подземных	Затраты на демонтаж: надземных	Затраты на демонтаж: 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-0I-03	Тип	Высота от уровня земли 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	I,8	90
-"-	II	6,0; 7,2; 8,4	3,0	96
-"-	III	6,0; 7,2; 8,4	4,2	I08
-"-	IУ	6,0; 7,2; 8,4	4,8	I20

ПРИЛОЖЕНИЕ

Формы входной и выходной информации

Исходные данные

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, траверсы уч-ка пост. сети, м	
					Ширина	Высота
1	2	3	4	5	6	7
1						
2						
3						
4						

Входная форма №4

№ № п/п	Теплоноситель пар						Горячее водоснабжение							Отопление, вентиляция, кондиционирование						
	Год начала эксплуатации участка	Год конца эксплуатации участка	Диаметр участка постоянной сети, м	Расход теплоносителя на участке, т/ч	Коэффициент местных сопротивлений участка	Давление теплоносителя на вводе в здание, ата	Назначение участка	Год начала эксплуатации участка	Год конца эксплуатации участка	Диаметр участка постоянной сети, м	Расход теплоносителя на участке, м³/ч	Коэффициент местных сопротивлений участка	Макс. отпуск тепла на горячее водоснабжение, гкал/ч	Давление теплоносителя на вводе в здание, ата	Назначение участка	Год начала эксплуатации участка	Год конца эксплуатации участка	Диаметр участка постоянной сети	Расход теплоносителя на участке, м³/ч	Коэффициент местных сопротивлений	Давление теплоносителя на вводе в здание, ата
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 мазутное хозяйство, гкал/ч	Часовой отпуск пара на мазутное хозяйство, т/ч	Температура конденсата возвращ. с производ., °С	Расч. тем-ра наружного воздуха, °С (t н.р.)	Тем-ра наружного воздуха (расчетный режим), °С	Возврат конденсата с производства, %	Тип здания
1	2	3	4	5	6	7

Входная форма №6

Наименование оборудования постоянной котельной	Тип оборудования	кол-во, шт.
1. Паровые котлы 1.1. Тип топлива		
1.2. Поверхность нагрева		
2. Водогрейные котлы		
3. Питательная деаэраторная установка		
4. Подпиточная деаэраторная 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 деаэраторной 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 место рождения	Марка топлива	Тип топлива	Температура воздуха, °С	Температура уходящих газов, °С	$Q_н^р$, ккал/кг	$W^р$, %	$A^р$, %	$S_к^р$, %	$S_о^р$, %	$C^р$, %	$H^р$, %	$N^р$, %	$O^р$, %	$q_ч$, %	α	$q_{ун}$, %	Доля золы топлива в уносе, %	КПД котлоагрегата, η, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19

Входная форма №8

O_2, мг/кг	$H_н$, мг-экв/л	Cl, мг/кг	SO_4, мг/кг	Ca, мг/кг	Mg, мг/кг	Na, мг/кг	K, мг/кг	Сухой остаток $S_{уб}$, мг/кг	HCO_3, мг/кг	NO_3, мг/кг	NH_4, мг/кг	Общая жесткость $H_о$, 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.	Количество	Вес, кг		Завод-изготовитель
			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 участка	Тип прокладки	Сечение канала на участке или ширина траверсы	Наименование трубопровода	Диаметр трубопровода Д × S (мм)		
					На период строительства	На период эксплуатации	Примен. в проекте орг. стр-ва
				Пар			
				Конденсатор			
				Вода сетевая прямая			
				Вода сетевая обратная			
				Вода на горячее водоснабжение			

О Г Л А В Л Е Н И Е

Глава I

I. Постановка задачи 4
I.I. 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 П

I. Инструкция по пользованию методикой 84
I.I. 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.I. 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 Т.Г. ГРИЦЕНКО
Редактор А.Г. ЖУРОВА

Подписано к печати 5.07.85г. БЦ 09352 от 22.08.85г. Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная. Офсетная печать. Усл. печ. л. 5,4. Уч.-изд.л. 5,5. Тираж 200 экз. Заказ №85. Цена 70 коп.

gost.e-ecolog.ru

)92, г. Харьков, ГСП, ул. Отакара Яроша, 18