

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

**«Санкт-Петербургский государственный университет
промышленных технологий и дизайна»
Высшая школа технологии и энергетики
Кафедра промышленной теплоэнергетики**

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В ПРОМЫШЛЕННОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ

Практические занятия

Методические указания для студентов всех форм обучения
по направлению подготовки
13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

Составители:
С. Н. Смородин
В. Н. Белоусов
А. Н. Иванов
К. Г. Мисютина

Санкт-Петербург
2022

Утверждено
на заседании кафедры ПТЭ
15.02.2022 г., протокол № 5

Рецензент В. Г. Злобин

Методические указания соответствуют программе и учебному плану дисциплины «Проектирование источников энергии в промышленной теплоэнергетике» для студентов, обучающихся по направлению подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника». В методических указаниях приведены типовые методики и примеры расчетов, необходимые при выполнении теплотехнической части проекта котельной.

Методические указания предназначены для подготовки бакалавров очной и заочной форм обучения. Отдельные разделы пособия могут быть полезны магистрам, аспирантам и специалистам, работающим в области промышленной энергетики.

Утверждено Редакционно-издательским советом ВШТЭ СПбГУПТД в качестве
методических указаний

Режим доступа: http://publish.sutd.ru/tp_get_file.php?id=202016, по паролю.

- Загл. с экрана.

Дата подписания к использованию 29.03.2022 г. Изд. № 5057/22

Высшая школа технологии и энергетики СПбГУПТД

198095, СПб., ул. Ивана Черных, 4.

СОДЕРЖАНИЕ

1. ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	4
2. РАСЧЕТ ПОТРЕБНОСТИ КОТЕЛЬНОЙ В ТОПЛИВЕ	5
2.1. Пример расчета потребности котельной в топливе.....	6
3. РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ КОТЕЛЬНОЙ.....	8
3.1. Пример расчета тепловой схемы котельной	10
4. ВЫБОР ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ..	13
5. ВОДОПОДОГРЕВАТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ.....	19
5.1. Пример расчёта водо-водяного пластинчатого теплообменника для системы отопления.....	20
6. РАСЧЕТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ ВЫБРОСАМИ.....	22
6.1. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ.....	23
6.2. Пример расчета концентраций вредных выбросов в атмосферу.....	27
7. ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЕ.....	30
8. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ КОТЕЛЬНОЙ.....	38
8.1. Методика расчета срока окупаемости строительства котельной.....	39
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	42
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	66

1. ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Котельная – здание (в том числе блок-модульного типа) или комплекс зданий и сооружений с котельными установками и вспомогательным технологическим оборудованием, предназначенными для выработки тепловой энергии.

Котельная блочно-модульная – отдельно стоящая котельная, состоящая из блоков технологического оборудования, размещенных в строительном модуле.

Котельная установка – котел (котлоагрегат) совместно с горелочными, топочными тягодутьевыми устройствами, механизмами для удаления продуктов горения и использования тепловой энергии уходящих газов и оснащенный средствами автоматики безопасности, сигнализации, контроля и автоматического регулирования процесса выработки теплоносителя заданных параметров.

Потребитель тепловой энергии – лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплопотребляющих установок либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления.

Система теплоснабжения – комплекс систем, сооружений и устройств, предназначенных для обеспечения потребителей тепловой энергией, теплоносителем.

Система теплоснабжения открытая – водяная система теплоснабжения, в которой происходит водоразбор горячей воды для нужд горячего водоснабжения потребителей непосредственно из тепловой сети.

Система теплоснабжения закрытая – водяная система теплоснабжения, в которой вода, циркулирующая в тепловой сети, используется только как теплоноситель и из сети не отбирается.

Система теплоснабжения централизованная – теплоснабжение крупного жилого массива промышленного комплекса, объединенного общей тепловой сетью от одного или нескольких источников тепловой энергии.

Система теплоснабжения децентрализованная (автономная) – теплоснабжение одного потребителя от одного источника тепловой энергии.

Территория котельной – участок земли, отведенный для строительства и эксплуатации котельной в соответствии с градостроительным законодательством Российской Федерации либо выделенный на территории земельного участка распорядительным документом собственника участка или уполномоченным им лицом.

Энергетическая эффективность системы теплоснабжения – показатель, характеризующий отношение полезно используемой потребителем физической тепловой энергии (полезно используемого энергетического ресурса) к тепловой энергии всего сжигаемого топлива (затраченному энергетическому ресурсу).

2. РАСЧЕТ ПОТРЕБНОСТИ КОТЕЛЬНОЙ В ТОПЛИВЕ

Вид топлива и его классификация (основное, резервное или аварийное) определяют по согласованию с региональными уполномоченными органами власти. Количество и способ доставки необходимо согласовывать с топливоснабжающими организациями. Проектирование котельных, для которых не определен вид топлива, не допускается. Поэтому предварительно выполняется расчет потребности котельной в топливе.

Исходные данные:

Расход тепла на отопление и вентиляцию:

$Q'_{об}$, МВт.

Расход тепла на горячее водоснабжение:

$Q'_{гвс}$, МВт.

Продолжительность отопительного периода:

$P_{от}$, суток.

Число часов работы систем отопления и вентиляции в сутки:

$P_{об} = 24$ часа.

Расчетная температура воздуха внутри помещения:

$t_{вр}$, °С.

Расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления:

$t_{нро}$, °С.

Температура наружного воздуха наиболее холодного месяца:

$t_{вх.м.}$, °С.

Средняя температура наружного воздуха за отопительный период:

$t_{вср.от.}$, °С.

Температура холодной воды в зимний и летний периоды соответственно:

$t_{х.з.} = 5$ °С, $t_{х.л.} = 15$ °С.

Температурный график котельной: $t_{пр}/t_{обр}$, °С.

Расчет:

Средний расход тепла на отопление и вентиляцию:

$$Q_{об} = Q'_{об} \cdot \frac{t_{вр} - t_{ср.от.}}{t_{вр} - t_{нро}}, \text{ МВт.}$$

Средний расход тепла на горячее водоснабжение в летний период:

$$Q'_{гвс} = Q'_{гвс} \cdot \frac{t_{гвс} - t_{х.л.}}{t_{гвс} - t_{х.з.}} \cdot \beta, \text{ МВт,}$$

где $t_{гвс}$ – температура горячей воды, °С; β – коэффициент, учитывающий снижение среднечасового расхода воды на ГВС в летний период года, $\beta = 0,8$;

Годовой расход тепла на отопление и вентиляцию:

$$Q_{\text{ов}}^{\text{год}} = Q_{\text{ов}} \cdot 24 \cdot P_{\text{от}} \cdot 3600, \text{ МДж/год},$$

где $P_{\text{от}}$ – продолжительность отопительного периода суток за год.

Годовой расход тепла на горячее водоснабжение:

$$Q_{\text{гвс}}^{\text{год}} = Q'_{\text{гвс}} \cdot 24 \cdot P_{\text{от}} \cdot 3600 + Q''_{\text{гвс}} \cdot 24 \cdot (350 - P_{\text{от}}) \cdot 3600, \text{ МДж/год},$$

где 350 – расчетное число суток в году работы системы горячего водоснабжения;

$(350 - P_{\text{от}})$ – продолжительность неотопительного периода суток за год.

Суммарный годовой отпуск тепла:

$$Q_{\text{отп}}^{\text{год}} = Q_{\text{ов}}^{\text{год}} + Q_{\text{гвс}}^{\text{год}}, \text{ МДж/год}.$$

Суммарный годовой расход тепла с учетом потерь (годовая выработка тепла котельной):

$$Q_{\text{выр}}^{\text{год}} = 1,1 \cdot Q_{\text{отп}}^{\text{год}}, \text{ МДж/год}.$$

Годовой расход условного топлива:

$$B_{\text{усл}}^{\text{год}} = \frac{Q_{\text{выр}}^{\text{год}}}{Q_{\text{иусл}}^{\text{г}} \cdot \eta_{\text{к}}}, \text{ т/год},$$

где $Q_{\text{иусл}}^{\text{г}}$ – теплота сгорания условного топлива; $Q_{\text{иусл}}^{\text{г}} = 29330 \text{ МДж/т}$; $\eta_{\text{к}}$ – КПД котлоагрегата.

Годовой расход газа:

$$B_{\text{г}}^{\text{год}} = \frac{Q_{\text{выр}}^{\text{год}}}{Q_{\text{г}}^{\text{д}} \cdot \eta_{\text{к}}}, \text{ тыс. м}^3/\text{год},$$

где $Q_{\text{г}}^{\text{д}}$ – теплота сгорания газа, МДж/тыс. м³.

2.1. Пример расчета потребности котельной в топливе

Расход тепла на отопление и вентиляцию:

$$Q'_{\text{ов}} = 21,5 \text{ МВт}.$$

Расход тепла на горячее водоснабжение:

$$Q'_{\text{гвс}} = 5,76 \text{ МВт}.$$

Продолжительность отопительного периода:

$$P_{\text{от}} = 213 \text{ суток}.$$

Число часов работы систем отопления и вентиляции в сутки:

$$P_{\text{ов}} = 24 \text{ часа}.$$

Расчетная температура воздуха внутри помещения:

$$t_{\text{вр}} = 20^{\circ}\text{C}.$$

Расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления:

$$t_{\text{нро}} = -24^{\circ}\text{C}.$$

Температура наружного воздуха наиболее холодного месяца:

$$t_{\text{вх.м.}} = -6,6^{\circ}\text{C}.$$

Средняя температура наружного воздуха за отопительный период:

$$t_{\text{всп.от.}} = -1,3^{\circ}\text{C}.$$

Температура холодной воды в зимний и летний периоды соответственно:

$$t_{\text{х.з.}} = +5^{\circ}\text{C};$$

$$t_{\text{х.л.}} = +15^{\circ}\text{C}.$$

Температурный график котельной: $t_{\text{пр}}/t_{\text{обр.}} = 95/70^{\circ}\text{C}$

Температура горячего водоснабжения: $t_{\text{ГВС}} = 65^{\circ}\text{C}$.

Расчет

Средний расход тепла на отопление и вентиляцию:

$$Q_{\text{ов}} = Q'_{\text{ов}} \cdot \frac{t_{\text{вп}} - t_{\text{сп.от.}}}{t_{\text{вп}} - t_{\text{нро}}} = 21,5 \frac{20 - (-1,3)}{20 - (-24)} = 9,14 \text{ МВт.}$$

Средний расход тепла на горячее водоснабжение в летний период:

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{л}} = Q'_{\text{ГВС}} \cdot \frac{t_{\text{гвс}} - t_{\text{х.л.}}}{t_{\text{гвс}} - t_{\text{х.з}}} \cdot \beta, \text{ МВт,}$$

где $t_{\text{г}} = 65^{\circ}\text{C}$ – температура горячей воды для открытой системы теплоснабжения;

$\beta = 0,8$ – коэффициент, учитывающий снижение среднечасового расхода воды на ГВС в летний период года.

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{л}} = 5,76 \cdot \frac{65 - 15}{65 - 5} \cdot 0,8 = 3,84 \text{ МВт.}$$

Годовой расход тепла на отопление и вентиляцию:

$$Q_{\text{ов}}^{\text{год}} = Q_{\text{ов}} \cdot 24 \cdot P_{\text{от}} \cdot 3600 = 9,14 \cdot 24 \cdot 213 \cdot 3600 = 16,8 \cdot 10^7 \text{ МДж/год.}$$

Годовой расход тепла на горячее водоснабжение:

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{год}} = Q'_{\text{ГВС}} \cdot 24 \cdot P_{\text{от}} \cdot 3600 + Q_{\text{ГВС}}^{\text{л}} \cdot 24 \cdot (350 - P_{\text{от}}) \cdot 3600, \text{ МДж/год,}$$

где 350 – расчетное число суток в году работы системы горячего водоснабжения.

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{год}} = 5,76 \cdot 24 \cdot 213 \cdot 3600 + 3,84 \cdot 24 \cdot (350 - 213) \cdot 3600 = 15,1 \cdot 10^7 \text{ МДж/год.}$$

Суммарный годовой отпуск тепла:

$$Q_{\text{отп}}^{\text{год}} = Q_{\text{от}}^{\text{год}} + Q_{\text{ГВС}}^{\text{год}} = 16,8 \cdot 10^7 + 15,1 \cdot 10^7 = 31,9 \cdot 10^7 \text{ МДж/год.}$$

Суммарный годовой расход тепла с учетом потерь (годовая выработка тепла котельной):

$$Q_{\text{отт}}^{\text{год}} = Q_{\text{ов}}^{\text{год}} + Q_{\text{ГВС}}^{\text{год}} = 1,1 \cdot 31,9 \cdot 10^7 = 35,15 \cdot 10^7 \text{ МДж/год.}$$

Годовой расход условного топлива:

$$B_{\text{усл}}^{\text{год}} = \frac{Q_{\text{выр}}^{\text{год}}}{Q_{\text{исл}}^{\text{г}} \cdot \eta_{\text{к}}}, \text{ т/год,}$$

где $Q_{\text{исл}}^{\text{г}} = 29330 \text{ кДж/кг}$ (МДж/т) – теплота сгорания условного топлива;
 $\eta_{\text{к}} = 0,92$ – КПД котлоагрегата.

$$B_{\text{усл}}^{\text{год}} = \frac{35,15 \cdot 10^7}{29330 \cdot 0,92} = 13029 \text{ т/год.}$$

Годовой расход газа:

$$B_z^{zod} = \frac{Q_{\text{выр}}^{zod}}{Q_i^d \cdot \eta_k}, \text{ тыс. м}^3/\text{год},$$

где $Q_i^d = 33500 \text{ кДж/м}^3$ (МДж/тыс.м³) – теплота сгорания газа;
 $\eta_k = 0,92$ – КПД котлоагрегата при работе на газе.

$$B_z^{zod} = \frac{35,15 \cdot 10^7}{33500 \cdot 0,92} = 11407 \text{ тыс. м}^3/\text{год}.$$

3. РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ КОТЕЛЬНОЙ

Расчет ведется для четырех характерных режимов работы системы теплоснабжения:

- для максимально-зимнего режима при температуре наружного воздуха равной расчетной для проектирования систем отопления: $t_b = t_{\text{нро}}$;
- для режима наиболее холодного месяца при температуре наружного воздуха наиболее холодного месяца: $t_b = t_{\text{вх.м.}}$;
- для средне-отопительного режима при температуре наружного воздуха средней за отопительный период: $t_b = t_{\text{ср.от.}}$;
- для летнего режима, нет нагрузки на отопление и вентиляцию.

Тепловая схема котельной представлена на рисунке 3.1.

Исходные данные:

Тепловые нагрузки котельной

- на отопление и вентиляцию:

$$Q_{\text{ов}} = Q'_{\text{ов}} \cdot \frac{t_{\text{вп}} - t_{\text{с}}}{t_{\text{вп}} - t_{\text{нро}}}, \text{ МВт},$$

где $t_{\text{вп}}$ – расчетная температура воздуха внутри помещения, °С; $t_{\text{нро}}$ – расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления, °С; $t_{\text{с}}$ – температура наружного воздуха.

- на горячее водоснабжение:

$$Q'_{\text{гвс}}, \text{ МВт}.$$

Для летнего режима:

$$Q'_{\text{гвс}} = Q'_{\text{гвс}} \cdot \frac{t_{\text{свс}} - t_{\text{х.л}}}{t_{\text{свс}} - t_{\text{х.з}}} \cdot \beta, \text{ МВт},$$

где $t_{\text{гвс}}$ – температура горячей воды °С.

Параметры теплоносителя в данном расчетном режиме следующие:

- температура прямой сетевой воды t_1 , °С;
- температура обратной сетевой воды t_2 , °С;
- температура воды для горячего водоснабжения $t_{\text{гвс}}$, °С.

Потери тепла в теплосетях на собственные нужды:

$$Q_{\text{пот}} = 0,1(Q_{\text{ов}} + Q_{\text{гвс}}), \text{ МВт.}$$

Суммарная тепловая нагрузка котельной:

$$Q_{\text{кот}} = Q_{\text{ов}} + Q_{\text{гвс}} + Q_{\text{пот}}, \text{ МВт.}$$

Расчетный расход сетевой воды для нужд отопления и вентиляции:

$$G_{\text{ов}} = 1,1 \cdot Q_{\text{ов}} \cdot 10^3 / (t_1 - t_2) \cdot C, \text{ кг/с,}$$

где C – теплоемкость воды, $\text{кДж/кг}^\circ\text{С}$.

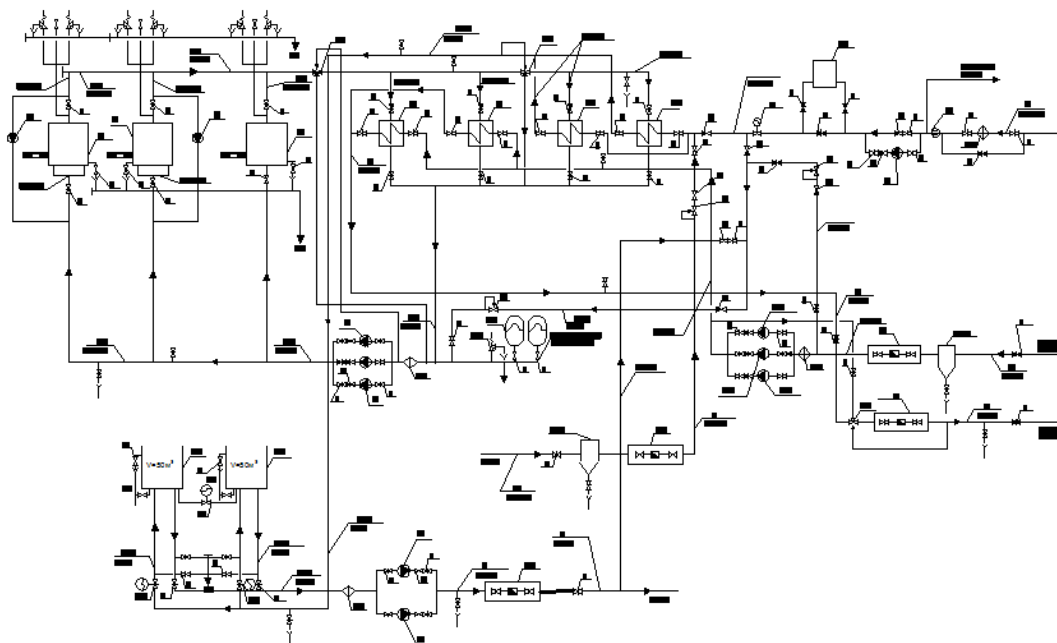


Рис. 3.1. Тепловая схема котельной

Расчетный расход воды для нужд горячего водоснабжения:

$$G_{\text{гвс}} = 1,1 \cdot Q_{\text{гвс}} \cdot 10^3 / (t_{\text{гвс}} - t_{\text{хз}}) \cdot C, \text{ кг/с.}$$

Расчетный расход воды для подпитки теплосети:

– для открытых систем теплоснабжения:

$$G_{\text{под}} = 1,2 \cdot G_{\text{гвс}} + \frac{0,75}{100} \cdot (Q_{\text{гвс}} + Q_{\text{ов}}), \text{ кг/с.}$$

– для закрытых систем теплоснабжения:

$$G_{\text{под}} = \frac{0,75}{100} \cdot (Q_{\text{гвс}} + Q_{\text{ов}}), \text{ кг/с.}$$

Температура прямой воды в циркуляционном контуре τ_1 , $^\circ\text{С}$.

Температура обратной воды в циркуляционном контуре τ_2 , $^\circ\text{С}$.

Температура исходной воды $t_{\text{хз}} = 5$ $^\circ\text{С}$.

Расход котловой воды на теплообменник ГВС:

$$G_{\text{тогвс}} = \frac{G_{\text{под}} \cdot (t_{\text{звс}} - t_{\text{хз}})}{(\tau_1 - \tau_2) \cdot \eta}, \text{ кг/с,}$$

где η – КПД теплообменника $\eta = 0,98$

Расход котловой воды на теплообменники сетевой воды:

$$G_{\text{тосв}} = \frac{1,1 \cdot Q_{\text{ов}} \cdot 10^3}{(\tau_1 - \tau_2) \cdot C \cdot \eta}, \text{ кг/с.}$$

Расход воды через котлы:

$$G_k = G_{\text{ТОГВС}} + G_{\text{ТОСВ}}, \text{ кг/с.}$$

3.1. Пример расчета тепловой схемы котельной

Максимально-зимний режим

Исходные данные

Тепловые нагрузки котельной при максимально-зимнем режиме:

- на отопление и вентиляцию: $Q'_{\text{ОВ}} = 21,5$ МВт.
- на горячее водоснабжение: $Q'_{\text{ГВС}} = 5,76$ МВт.

Параметры теплоносителя в данном расчетном режиме следующие:

- температура прямой сетевой воды: $t_1 = 95$ °С;
- температура обратной сетевой воды: $t_2 = 70$ °С;
- температура воды для горячего водоснабжения: $t_{\text{ГВС}} = 65$ °С.

Потери тепла в теплосетях на собственные нужды:

$$Q_{\text{ПОТ}} = 0,1 \cdot (Q'_{\text{ОВ}} + Q'_{\text{ГВС}}) = 0,1 \cdot (21,5 + 5,76) = 2,73 \text{ МВт.}$$

Суммарная тепловая нагрузка котельной:

$$Q_{\text{КОТ}} = Q'_{\text{ОВ}} + Q'_{\text{ГВС}} + Q_{\text{ПОТ}} = 21,5 + 5,76 + 2,73 = 29,99 \text{ МВт.}$$

Расчетный расход сетевой воды для нужд отопления и вентиляции:

$$G_{\text{ОВ}} = 1,1 \cdot Q'_{\text{ОВ}} \cdot 10^3 / (t_1 - t_2) \cdot C = 1,1 \cdot 21,5 \cdot 10^3 / (95 - 70) \cdot 4,19 = 225,8 \text{ кг/с.}$$

Расчетный расход воды для нужд горячего водоснабжения:

$$G_{\text{ГВС}} = 1,1 \cdot Q'_{\text{ГВС}} \cdot 10^3 / (t_{\text{ГВС}} - t_{\text{ХЗ}}) \cdot C = 1,1 \cdot 5,76 \cdot 10^3 / (65 - 5) \cdot 4,19 = 25,2 \text{ кг/с.}$$

Расчетный расход воды для подпитки теплосети:

$$G_{\text{ПОД}} = 1,2 \cdot G_{\text{ГВС}} + \frac{0,75}{100} \cdot (Q_{\text{ОВ}} + Q_{\text{ГВС}}) = 1,2 \cdot 25,2 + \frac{0,75}{100} \cdot (21,5 + 5,76) = 30,4 \text{ кг/с.}$$

Температура прямой воды в циркуляционном контуре $\tau_1 = 115$ °С.

Температура обратной воды в циркуляционном контуре $\tau_2 = 80$ °С.

Температура исходной воды $t_{\text{ХЗ}} = 5$ °С.

Расход горячей воды на теплообменник ГВС:

$$G_{\text{ТОГВС}} = G_{\text{ПОД}} \cdot (t_{\text{ГВС}} - t_{\text{ХВО}}) / (\tau_1 - \tau_2) \cdot \eta = \frac{30,4 \cdot (65 - 5)}{(115 - 80) \cdot 0,98} = 53,2 \text{ кг/с.}$$

Расход горячей воды на теплообменник сетевой воды:

$$G_{\text{ТОСВ}} = 1,1 \cdot Q'_{\text{ОВ}} \cdot 10^3 / 4,19 \cdot (\tau_1 - \tau_2) \cdot \eta = \frac{1,1 \cdot 21,5 \cdot 1000}{4,19 \cdot (115 - 80) \cdot 0,98} = 164,6 \text{ кг/с}$$

Расход воды через котлы:

$$G_k = G_{\text{ТОГВС}} + G_{\text{ТОСВ}} = 53,2 + 164,6 = 217,8 \text{ кг/с.}$$

Режим наиболее холодного месяца

Исходные данные

Тепловые нагрузки котельной при режиме наиболее холодного месяца:

- на отопление и вентиляцию:

$$Q_{\text{ОВ}} = Q'_{\text{ОВ}} \cdot \frac{t_{\text{сп}} - t_6}{t_{\text{сп}} - t_{\text{про}}} = 21,5 \cdot \frac{20 - (-6,6)}{20 - (-24)} = 13 \text{ МВт;}$$

- на горячее водоснабжение: $Q'_{\text{ГВС}} = 5,76$ МВт.

Параметры теплоносителя в данном расчетном режиме следующие:

- температура прямой сетевой воды: $t_1 = 66$ °С;

- температура обратной сетевой воды: $t_2 = 53 \text{ }^\circ\text{C}$;
- температура воды для горячего водоснабжения: $t_{\text{ГВС}} = 65 \text{ }^\circ\text{C}$.

Потери тепла в теплосетях на собственные нужды:

$$Q_{\text{ПОТ}} = 0,1 \cdot (Q_{\text{ОВ}} + Q_{\text{ГВС}}) = 0,1 \cdot (13 + 5,76) = 1,88 \text{ МВт.}$$

Суммарная тепловая нагрузка котельной:

$$Q_{\text{КОТ}} = Q_{\text{ОВ}} + Q'_{\text{ГВС}} + Q_{\text{ПОТ}} = 13 + 5,76 + 1,88 = 20,63 \text{ МВт.}$$

Расчетный расход сетевой воды для нужд отопления и вентиляции:

$$G_{\text{ОВ}} = 1,1 \cdot Q_{\text{ОВ}} \cdot 10^3 / (t_1 - t_2) \cdot C = 1,1 \cdot 13 \cdot 10^3 / (66 - 53) \cdot 4,19 = 255 \text{ кг/с.}$$

Расчетный расход воды для нужд горячего водоснабжения:

$$G_{\text{ГВС}} = 1,1 \cdot Q'_{\text{ГВС}} \cdot 10^3 / (t_{\text{ГВС}} - t_{\text{ХЗ}}) \cdot C = 1,1 \cdot 5,76 \cdot 10^3 / (65 - 5) \cdot 4,19 = 25,2 \text{ кг/с.}$$

Расчетный расход воды для подпитки теплосети:

$$G_{\text{ПОД}} = 1,2 \cdot G_{\text{ГВС}} + \frac{0,75}{100} \cdot (Q_{\text{ГВС}} + Q_{\text{ОВ}}) = 1,2 \cdot 25,2 + \frac{0,75}{100} \cdot (5,76 + 13) = 30,4 \text{ кг/с.}$$

Температура прямой воды в циркуляционном контуре: $\tau_1 = 115 \text{ }^\circ\text{C}$.

Температура обратной воды в циркуляционном контуре: $\tau_2 = 80 \text{ }^\circ\text{C}$.

Температура исходной воды: $t_{\text{ХЗ}} = 5 \text{ }^\circ\text{C}$.

Расход горячей воды на теплообменник ГВС:

$$G_{\text{ТОГВС}} = G_{\text{ПОД}} \cdot (t_{\text{ГВС}} - t_{\text{ХО}}) / (\tau_1 - \tau_2) \cdot \eta = \frac{30,4 \cdot (65 - 5)}{(115 - 80) \cdot 0,98} = 53,2 \text{ кг/с.}$$

Расход горячей воды на теплообменник сетевой воды:

$$G_{\text{ТОСВ}} = 1,1 \cdot Q'_{\text{ОВ}} \cdot 10^3 / 4,19 \cdot (\tau_1 - \tau_2) \cdot \eta = \frac{1,1 \cdot 13 \cdot 1000}{4,19 \cdot (115 - 80) \cdot 0,98} = 164,6 \text{ кг/с}$$

Расход воды через котлы:

$$G_{\text{К}} = G_{\text{ТОГВС}} + G_{\text{ТОСВ}} = 53,2 + 96,7 = 149,9 \text{ кг/с.}$$

Средне-отопительный режим

Исходные данные

Тепловые нагрузки котельной при средне-отопительном режиме:

- на отопление и вентиляцию:

$$Q_{\text{ОВ}} = Q'_{\text{ОВ}} \cdot \frac{t_{\text{вп}} - t_{\text{в}}}{t_{\text{вп}} - t_{\text{про}}} = 21,5 \cdot \frac{20 - (-1,3)}{20 - (-24)} = 9,14 \text{ МВт;}$$

- на горячее водоснабжение:

$$Q_{\text{ГВС}} = 5,76 \text{ МВт.}$$

Параметры теплоносителя в данном расчетном режиме следующие:

- температура прямой сетевой воды: $t_1 = 57 \text{ }^\circ\text{C}$;
- температура обратной сетевой воды: $t_2 = 47 \text{ }^\circ\text{C}$;
- температура воды для горячего водоснабжения: $t_{\text{ГВС}} = 65 \text{ }^\circ\text{C}$.

Потери тепла в теплосетях на собственные нужды:

$$Q_{\text{ПОТ}} = 0,1 \cdot (Q_{\text{ОВ}} + Q_{\text{ГВС}}) = 0,1 \cdot (9,14 + 5,76) = 1,49 \text{ МВт.}$$

Суммарная тепловая нагрузка котельной:

$$Q_{\text{КОТ}} = Q_{\text{ОВ}} + Q'_{\text{ГВС}} + Q_{\text{ПОТ}} = 9,14 + 5,76 + 1,49 = 16,39 \text{ МВт.}$$

Расчетный расход сетевой воды для нужд отопления и вентиляции:

$$G_{\text{ОВ}} = 1,1 \cdot Q_{\text{ОВ}} \cdot 10^3 / (t_1 - t_2) \cdot C = 1,1 \cdot 9,14 \cdot 10^3 / (57 - 47) \cdot 4,19 = 233 \text{ кг/с.}$$

Расчетный расход воды для нужд горячего водоснабжения:

$$G_{\text{ГВС}} = 1,1 \cdot Q'_{\text{ГВС}} \cdot 10^3 / (t_{\text{ГВС}} - t_{\text{ХЗ}}) \cdot C = 1,1 \cdot 5,76 \cdot 10^3 / (65 - 5) \cdot 4,19 = 25,2 \text{ кг/с.}$$

Расчетный расход воды для подпитки теплосети:

$$G_{\text{под}} = 1,2 \cdot G_{\text{ГВС}} + \frac{0,75}{100} \cdot (Q_{\text{ГВС}} + Q_{\text{ОВ}}) = 1,2 \cdot 25,2 + \frac{0,75}{100} \cdot (5,76 + 9,14) = 30,4 \text{ кг/с.}$$

Температура прямой воды в циркуляционном контуре: $\tau_1 = 115 \text{ }^\circ\text{C}$.

Температура обратной воды в циркуляционном контуре: $\tau_2 = 80 \text{ }^\circ\text{C}$.

Температура исходной воды: $t_{\text{хз}} = 5 \text{ }^\circ\text{C}$.

Расход горячей воды на теплообменник ГВС:

$$G_{\text{ТОГВС}} = G_{\text{под}} \cdot (t_{\text{ГВС}} - t_{\text{ХВ}}) / (\tau_1 - \tau_2) \cdot \eta = \frac{30,4 \cdot (65 - 5)}{(115 - 80) \cdot 0,98} = 53,2 \text{ кг/с.}$$

Расход горячей воды на теплообменник сетевой воды:

$$G_{\text{ТОСВ}} = 1,1 \cdot Q'_{\text{ОВ}} \cdot 10^3 / 4,19 \cdot (\tau_1 - \tau_2) \cdot \eta = \frac{1,1 \cdot 9,14 \cdot 1000}{4,19 \cdot (115 - 80) \cdot 0,98} = 68 \text{ кг/с}$$

Расход воды через котлы:

$$G_{\text{к}} = G_{\text{ТОГВС}} + G_{\text{ТОСП}} = 53,2 + 68 = 121,2 \text{ кг/с.}$$

Летний режим

Исходные данные

Тепловые нагрузки котельной при летнем режиме:

- на отопление и вентиляцию:

$$Q_{\text{ОВ}} = 0;$$

- на горячее водоснабжение:

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{л}} = Q'_{\text{ГВС}} \cdot \frac{t_{\text{звс}} - t_{\text{х.л}}}{t_{\text{звс}} - t_{\text{х.з}}} \cdot \beta = 5,76 \cdot \frac{65 - 15}{65 - 5} \cdot 0,8 = 3,84 \text{ МВт.}$$

Параметры теплоносителя в данном расчетном режиме следующие:

- температура воды для горячего водоснабжения: $t_{\text{ГВС}} = 65 \text{ }^\circ\text{C}$.

Потери тепла в теплосетях на собственные нужды:

$$Q_{\text{ПОТ}} = 0,1 \cdot (Q_{\text{ОВ}} + Q_{\text{ГВС}}) = 0,1 \cdot (0 + 3,84) = 0,38 \text{ МВт.}$$

Суммарная тепловая нагрузка котельной:

$$Q_{\text{КОТ}} = Q_{\text{ОВ}} + Q'_{\text{ГВС}} + Q_{\text{ПОТ}} = 0 + 3,84 + 0,38 = 4,22 \text{ МВт.}$$

Расчетный расход сетевой воды для нужд отопления и вентиляции:

$$G_{\text{ОВ}} = 0.$$

Расчетный расход воды для нужд горячего водоснабжения:

$$G_{\text{ГВС}} = 1,1 \cdot Q'_{\text{ГВС}} \cdot 10^3 / (t_{\text{ГВС}} - t_{\text{ХЛ}}) \cdot C = 1,1 \cdot 3,84 \cdot 10^3 / (65 - 15) \cdot 4,19 = 16,3 \text{ кг/с.}$$

Расчетный расход воды для подпитки теплосети:

$$G_{\text{под}} = 1,2 \cdot G_{\text{звс}} + \frac{0,75}{100} \cdot (Q_{\text{ГВС}} + Q_{\text{ОВ}}) = 1,2 \cdot 16,3 + \frac{0,75}{100} \cdot (3,84 + 0) = 19,61 \text{ кг/с.}$$

Температура прямой воды в циркуляционном контуре $\tau_1 = 115 \text{ }^\circ\text{C}$.

Температура обратной воды в циркуляционном контуре $\tau_2 = 80 \text{ }^\circ\text{C}$.

Температура исходной воды $t_{\text{ХЛ}} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$.

Расход горячей воды на теплообменник ГВС:

$$G_{\text{ТОГВС}} = G_{\text{под}} \cdot (t_{\text{ГВС}} - t_{\text{ХЛ}}) / (\tau_1 - \tau_2) \cdot \eta = \frac{19,61 \cdot (65 - 15)}{(115 - 80) \cdot 0,98} = 28,6 \text{ кг/с.}$$

Расход воды через котлы:

$$G_{\text{к}} = G_{\text{ТОГВС}} + G_{\text{ОВ}} = 28,6 + 0 = 28,6 \text{ кг/с.}$$

4. ВЫБОР ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Выбор основного и вспомогательного оборудования производится на основании расчета тепловой схемы.

Котельные установки. Для котельных в зависимости от назначения в качестве генераторов тепловой энергии следует применять котельные установки с паровыми, пароводогрейными и водогрейными котлами. Производительность, коэффициент полезного действия (КПД), аэродинамическое и гидравлическое сопротивление, эмиссия вредных выбросов и другие параметры работы котлов следует принимать по данным завода (фирмы)-изготовителя.

Число котлов, устанавливаемых в котельных, и их производительность следует определять по расчетной максимальной и минимальной мощности на основании технико-экономических расчетов.

Производительность котлов, установленных в котельной, следует выбирать, обеспечивая:

- расчетную мощность котельной;
- стабильную работу котлов при минимально допустимой нагрузке в теплый период года.

При выходе из строя наибольшего по производительности котла в котельных первой категории оставшиеся котлы должны обеспечивать отпуск тепловой энергии потребителям первой категории в количестве, определяемом:

- минимально допустимыми нагрузками (независимо от температуры наружного воздуха) – на технологическое теплоснабжение и системы вентиляции;
- режимом наиболее холодного месяца – на отопление и горячее водоснабжение.

При выходе из строя одного котла независимо от категории котельной количество тепловой энергии, отпускаемой потребителям второй и третьей категорий, следует обеспечивать в размерах, указанных в таблице 1.

Таблица 1 – Допустимое снижение подачи теплоты

Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, °С	Минус 10	Минус 20	Минус 30	Минус 40	Минус 50
Допустимое снижение подачи теплоты до, %	78	84	87	89	91

Примечание: данные значения соответствуют температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92.

В котельных следует предусматривать установку не менее двух котлов; в производственных котельных второй категории допускается установка одного котла.

Вспомогательное оборудование. Выбор вспомогательного оборудования котельной следует проводить по данным расчета тепловой схемы и составленному пароводяному балансу с компенсацией потерь воды, пара, конденсата добавочной химически обработанной воды.

Насосы. Напор сетевых насосов следует определять для отопительного и неотопительного периодов и принимать равным сумме потерь напора в установках на источнике теплоты, в подающем и обратном трубопроводах от источника теплоты до наиболее удаленного потребителя и в системе потребителя (включая потери в тепловых пунктах и насосных) при суммарных расчетных расходах воды.

Напор подкачивающих насосов на подающем и обратном трубопроводах следует определять по пьезометрическим графикам при максимальных расходах воды в трубопроводах с учетом гидравлических потерь в оборудовании и трубопроводах.

Напор подпиточных насосов должен определяться из условий поддержания в водяных тепловых сетях статического давления и проверяться для условий работы сетевых насосов в отопительный и неотопительный периоды. Допускается предусматривать установку отдельных групп подпиточных насосов с различными напорами для отопительного, неотопительного периодов и для статического режима.

Подачу (производительность) рабочих подпиточных насосов на источнике теплоты в закрытых системах теплоснабжения следует принимать равной расходу воды на компенсацию потерь сетевой воды из тепловой сети, а в открытых системах – равной сумме максимального расхода воды на горячее водоснабжение и расхода воды на компенсацию потерь.

Напор смесительных насосов следует определять по наибольшему перепаду давлений между подающим и обратным трубопроводами.

Число насосов следует принимать: сетевых – не менее двух, один из которых является резервным; при пяти рабочих сетевых насосах в одной группе резервный насос допускается не устанавливать; подкачивающих и смесительных (в тепловых сетях) – не менее трех, один из которых является резервным, при этом резервный насос предусматривается независимо от числа рабочих насосов; подпиточных – в закрытых системах теплоснабжения не менее двух, один из которых является резервным, в открытых системах – не менее трех, один из которых также является резервным; в узлах деления водяной тепловой сети на зоны (в узлах рассечки) допускается в закрытых системах теплоснабжения устанавливать один подпиточный насос без резерва, а в открытых системах – один рабочий и один резервный. Число насосов определяется с учетом их совместной работы на тепловую сеть. При определении напора сетевых насосов перепад давлений на вводе двухтрубных водяных тепловых сетей в здания (при элеваторном присоединении систем отопления) следует принимать равным расчетным потерям давления на вводе и в местной системе с коэффициентом 1,5, но не менее 0,15 МПа. Избыточный напор гасить в тепловых пунктах зданий.

Для подпитки системы отопления без расширительного сосуда в котельной должно быть установлено не менее двух насосов с электрическим приводом; подпиточные насосы должны автоматически поддерживать давление в системе.

Для подпитки системы отопления с расширительным сосудом в котельной должно быть не менее двух насосов, в том числе допускается один ручной.

Допускается подпитка системы отопления от водопровода при условии, что напор воды в водопроводе превышает статическое давление в нижней точке системы не менее чем на 0,07 МПа.

Подпитку водогрейных котлов, работающих на систему отопления с принудительной циркуляцией, следует проводить в трубопровод на всасывании сетевых насосов системы отопления, а при естественной циркуляции – в обратный трубопровод системы отопления на расстоянии не менее 3 м от запорного устройства котла.

При необходимости поддержания постоянной температуры воды на входе в водогрейный котел следует предусматривать установку рециркуляционных насосов, которые могут входить в комплект поставки котла заводом-изготовителем или подбираться при проектировании в комплекте с трехходовым смесительным краном. Установку резервных рециркуляционных насосов предусматривают техническим заданием на проектирование.

Баковое хозяйство котельных. В котельных для открытых систем теплоснабжения и для установок централизованных систем горячего водоснабжения, водоподогреватели которых выбраны по расчетным средним часовым нагрузкам, следует предусматривать баки-аккумуляторы горячей воды, а для закрытых систем теплоснабжения – баки запаса подготовленной подпиточной воды.

В закрытых системах теплоснабжения на источниках теплоты мощностью 100 МВт и более следует предусматривать установку баков запаса химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды емкостью 3 % объема воды в системе теплоснабжения.

Число баков независимо от системы теплоснабжения принимается не менее двух по 50 % рабочего объема каждый.

Для открытых систем теплоснабжения, а также при отдельных тепловых сетях на горячее водоснабжение с целью выравнивания суточного графика расхода воды (производительности ВПУ) на источниках теплоты должны предусматриваться баки-аккумуляторы химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды.

Расчетная вместимость баков-аккумуляторов должна быть равной десятикратной величине среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение.

Открыто установленные баки-аккумуляторы должны иметь ограждение. Расстояние от баков-аккумуляторов горячей воды до границы жилых кварталов должно быть не менее 30 м.

При необходимости в котельных следует предусматривать закрытые баки

для сбора дренажей паропроводов и конденсата от оборудования собственных нужд котельной.

Водоподготовка и водно-химический режим. Для блочно-модульных котельных необходимо предусматривать блочную установку водоподготовки, которую выбирают в зависимости от качества исходной воды и требований к качеству подпиточной воды.

Водно-химический режим работы котельной должен обеспечивать работу котлов, теплоиспользующего оборудования и тепловых сетей без коррозионных повреждений, без отложений накипи и шлама на внутренних поверхностях, получение пара и воды требуемого качества.

Метод обработки воды, состав и расчетные параметры сооружений водоподготовки следует выбирать на основании сравнения технико-экономических показателей вариантов в зависимости от требований к качеству пара, питательной и котловой воды паровых и водогрейных котлов, качеству воды для систем теплоснабжения и горячего водоснабжения, количества и качества возвращаемого конденсата, количества и качества отводимых сточных вод, а также от качества исходной воды. Выбор метода обработки воды, подбор оборудования должна проводить специализированная организация.

Показатели качества исходной воды для питания паровых котлов, производственных потребителей и подпитки тепловых сетей закрытых систем теплоснабжения необходимо выбирать на основании анализов.

Качество воды для заполнения и подпитки тепловых сетей закрытых систем теплоснабжения и контуров циркуляции водогрейных котлов должно соответствовать нормам, а также инструкциям заводов-изготовителей по эксплуатации водогрейных котлов. Нормы качества сетевой и подпиточной воды представлены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Нормы качества сетевой воды

Наименование показателя	Норма
Содержание свободной угольной кислоты	0
Значение рН для систем теплоснабжения: открытых закрытых	8,5-9,0 8,5-10,5
Содержание соединений железа, мг/дм, не более, для систем теплоснабжения: открытых закрытых	0,3* 0,5
Содержание растворенного кислорода, мкг/дм, не более	20
Количество взвешенных веществ, мг/дм, не более	5
Содержание нефтепродуктов, мг/дм, не более, для систем теплоснабжения: открытых закрытых	0,1 1
* По согласованию с уполномоченными органами исполнительной власти (Роспотребнадзор) допускается 0,5 мг/дм.	

Таблица 3 – Нормы качества подпиточной воды для водогрейных котлов с нагревом от 70 до 150 °С и сетевых подогревателей с нагревом от 70 до 200 °С

Нормируемый показатель	Тип системы теплоснабжения	Значение показателя
Растворенный кислород, г/м ³	Открытая	Не более 0,05
	Закрытая	Не более 0,05
Свободная углекислота, г/м ³	Открытая	Отс.
	Закрытая	Отс.
Значение <i>pH</i>	Открытая	8,3-9,0
	Закрытая	8,3-9,5
Взвешенные вещества, г/м ³	Открытая	Не более 5,0
	Закрытая	Не более 5,0
Масла и нефтепродукты, г/м ³	Открытая	Не более 0,3
	Закрытая	Не более 0,3

Для жаротрубных паровых и водогрейных котлов требования к качеству питательной и подпиточной воды устанавливаются заводами-изготовителями.

Расчетную производительность водоподготовительных установок и их оборудования для подпитки тепловых сетей закрытых и открытых систем следует определять расходом подпиточной воды.

Для реагентного хозяйства следует предусматривать склады мокрого хранения. При расходе реагентов до 3 т в месяц допускается их хранение в сухом виде в закрытых складах.

Вместимость складов хранения реагентов следует принимать при доставке:

- автотранспортом – из расчета 10-суточного расхода;
- железнодорожным транспортом – из расчета месячного расхода;
- по трубопроводам – из расчета суточного расхода.

Вспомогательное реагентное оборудование для использования кислот, натрий гидроксида, аммиакосодержащих веществ, включающее мерники, эжекторы, насосы, расходные баки, и т.п., располагающееся в здании котельной или в отдельно стоящем здании водоподготовки, следует выделять в отдельные помещения для каждого реагента. Допускается размещать оборудование для использования кислот и натрий-гидроксида, растворов коагулянта и известкового молока в одном помещении.

Для примера можно рассмотреть систему водоподготовки фирмы ООО «Гидротехинжиниринг», состоящую из следующих блоков:

Установки фильтрации и обезжелезивания HYDROTECH FS (Рис. 4.1). Это многофункциональное устройство, предназначенное для очистки воды из различных источников от повышенных концентраций загрязнений, таких как: мутность (взвешенные вещества), цветность, железо, марганец, сероводород, перманганатная окисляемость (органические загрязнения) или активный свободный хлор.



Рис 4.1. Установки фильтрации и обезжелезивания HYDROTECH FS

Умягчение. Установки умягчения HYDROTECH (рис. 4.2) применяются для удаления из обрабатываемой воды ионов Ca и Mg, обуславливающих жесткость воды. Данный тип установок используется для снижения отложений на теплообменных поверхностях (накипи), снижения известковых отложений на поверхностях трубопроводов, придания воды более комфортных свойств.



Рис. 4.2. Установки умягчения HYDROTECH

Коррекционная обработка. Комплексы коррекционной обработки установлены на линии подпитки котлового контура и контура теплосети. Дозирующий комплекс HYDROTECH DS (рис. 4.3) предназначен для обработки воды химическими реагентами с целью предотвращения коррозии, удаления растворенного кислорода, накипеобразования в паровых и водогрейных котлах,

пароконденсатном тракте, системах тепло- и водоснабжения, а также в системах охлаждения. Предполагается дозирование реагента в подпиточные трубопроводы, обеспечивая связывание растворенного кислорода подпиточной воды.

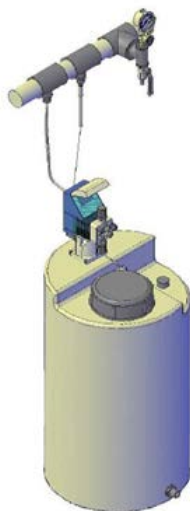


Рис. 4.3. Дозирующий комплекс HYDROTECH DS

5. ВОДОПОДОГРЕВАТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

Производительность водоподогревательных установок следует определять:

- при наличии баков-аккумуляторов горячей воды – по сумме расчетных максимальных часовых расходов теплоты на отопление и вентиляцию, расчетных средних часовых расходов теплоты на горячее водоснабжение и расчетных расходов теплоты на технологические цели;
- при использовании водоподогревателей для систем горячего водоснабжения и отсутствии баков-аккумуляторов и при закрытых системах теплоснабжения с централизованными установками горячего водоснабжения – по расчетному максимальному расходу теплоты на горячее водоснабжение.

При определении расчетной производительности следует учитывать также расходы теплоты на собственные нужды котельной и потери теплоты в котельной и тепловых сетях.

Число водоподогревателей для систем отопления и вентиляции должно быть не менее двух. Резервные подогреватели не предусматриваются, при этом в случае выхода из строя наибольшего по производительности подогревателя в котельных первой категории оставшиеся должны обеспечивать отпуск теплоты потребителям:

- на технологическое теплоснабжение и системы вентиляции – в количестве, определяемом минимально допустимыми нагрузками (независимо от температуры наружного воздуха);

– на отопление – в количестве, определяемом режимом наиболее холодного месяца.

Количество подогревателей для систем горячего водоснабжения (ГВС) должно быть не менее двух со 100%-ной мощностью каждый.

При отпуске воды различных параметров для отопления и вентиляции, бытового и технологического горячего водоснабжения необходимо предусматривать отдельные водоподогревательные установки.

5.1. Пример расчёта водо-водяного пластинчатого теплообменника для системы отопления

Исходные данные (из расчета тепловой схемы):

Температура котловой (греющей) воды на входе: $t_1' = 115$ °С.

Температура котловой воды на выходе: $t_1'' = 80$ °С.

Расход греющей воды: $G_1 = 164,6$ кг/с;

Расход сетевой воды: $G_2 = 225,8$ кг/с.

Температура сетевой воды на входе: $t_2' = 70$ °С.

Температура сетевой воды на выходе: $t_2'' = 95$ °С;

Расчёт

Определение характерных расчётных температур:

- средняя температура котловой воды:

$$t_1^{cp} = \frac{1}{2} \cdot (t_1' + t_1'') = \frac{1}{2} \cdot (115 + 80) = 97,5 \text{ °С};$$

- средняя температура нагреваемой воды:

$$t_2^{cp} = \frac{1}{2} \cdot (t_2' + t_2'') = \frac{1}{2} \cdot (70 + 95) = 82,5 \text{ °С};$$

- средняя температура стенки трубы:

$$t_{cr} = \frac{1}{2} \cdot (t_1^{cp} + t_2^{cp}) = \frac{1}{2} \cdot (97,5 + 82,5) = 90 \text{ °С}$$

Температурный напор:

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_{\delta} + \Delta t_{m}}{2} = \frac{(t_1' - t_2'') + (t_1'' - t_2')}{2} = \frac{(115 - 95) + (80 - 70)}{2} = 15 \text{ °С}.$$

Скорость движения греющей воды в канале (принимаем) $W_1 = 0,8$ м/с

Эквивалентный диаметр канала (принимаем) $d_3 = 0,032$ м.

Скорость движения нагреваемой воды рассчитывается, исходя из соотношений расходов:

$$\frac{W_1}{W_2} = \frac{G_1}{G_2} \Rightarrow W_2 = \frac{W_1 \cdot G_2}{G_1} = \frac{0,8 \cdot 164,6}{225,8} = 1,1.$$

Коэффициент теплоотдачи от греющей воды к стенке трубы:

$$\alpha_1 = 0,135 \cdot \frac{\lambda}{d_3} \cdot \text{Re}_n^{0,73} \cdot \text{Pr}_n^{0,43} \cdot \left(\frac{\text{Pr}_n}{\text{Pr}_c} \right)^{0,25} = 0,135 \cdot \frac{68,3 \times 10^{-2}}{0,032} \times$$

$$\times \left(\frac{0,8 \cdot 0,032}{0,295 \cdot 10^{-6}} \right)^{0,73} \cdot 1,75^{0,43} \cdot \left(\frac{1,75}{1,98} \right)^{0,25} = 17851 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C}),$$

где $\lambda = 68,3 \cdot 10^{-2} \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{°C})$, $\text{Re} = W_1 \cdot d_B / \nu$, $\nu = 0,295 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{°C}$, $\text{Pr}_n = 1,75$ – соответственно коэффициент теплопроводности, критерий Рейнольдса, кинематическая вязкость и число Прандтля для котловой воды, определяемые при температуре $t_1^{\text{ср}}$ (табл. 4).

Коэффициент теплоотдачи от стенки трубы к нагреваемой воде:

$$\alpha_2 = 0,135 \cdot \frac{\lambda}{d_3} \cdot \text{Re}_n^{0,73} \cdot \text{Pr}_n^{0,43} \cdot \left(\frac{\text{Pr}_n}{\text{Pr}_c} \right)^{0,25} = 0,135 \cdot \frac{67,4 \cdot 10^{-2}}{0,032} \times$$

$$\times \left(\frac{1,1 \cdot 0,032}{0,365 \cdot 10^{-6}} \right)^{0,73} \cdot 2,21^{0,43} \cdot \left(\frac{2,21}{1,98} \right)^{0,25} = 15173 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C}),$$

где $\lambda = 67,4 \cdot 10^{-2} \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{°C})$, $\text{Re} = W_1 \cdot d_3 / \nu$, $\nu = 0,365 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{°C}$, $\text{Pr}_n = 2,21$ – соответственно коэффициент теплопроводности, кинематическая вязкость и число Прандтля для нагреваемой воды, определяемые при $t_2^{\text{ср}}$ (табл. 4).

Коэффициент теплопередачи:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2}} = \frac{1}{\frac{1}{17851} + \frac{0,002}{57} + \frac{1}{15173}} = 6369 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C}),$$

где $\delta = 0,002 \text{ м}$ – толщина пластины;

$\lambda = 57 \cdot 10^{-2} \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{°C})$ – коэффициент теплопроводности нержавеющей стали.

Расчётный коэффициент теплопередачи:

$$k_p = \varphi \cdot k = 0,8 \cdot 6369 = 5095 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C}).$$

Тепловая нагрузка аппарата:

$$Q = G_2 \cdot C_{p2} \cdot (t_2'' - t_2') = 2258 \cdot 4,195 \cdot 10^3 \cdot (95 - 70) = 23,6 \cdot 10^6 \text{ Вт}.$$

Поверхность нагрева одного теплообменника для нужд отопления:

$$F = \frac{Q}{k_p \Delta t_{\text{ср}}} = \frac{23,6 \cdot 10^6}{5095 \cdot 15} = 309 \text{ м}^2.$$

Таблица 4 – Физические свойства воды

t, °C	$\rho \cdot 10^{-5}$, Па	ρ , кг/м ³	C_p , кДж/(кг·C)	$\lambda \cdot 10^2$, Вт/(м·°C)	$\nu \cdot 10^6$ м ² /с	Pr
0	1,013	999,9	4,212	55,1	1,789	13,7
20	1,013	998,2	4,183	59,9	1,006	7,02
40	1,013	992,2	4,174	63,5	0,659	4,31
60	1,013	983,2	4,179	65,9	0,478	2,98
80	1,013	971,8	4,195	67,4	0,365	2,21
100	1,013	958,4	4,220	68,3	0,295	1,75

6. РАСЧЕТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ ВЫБРОСАМИ

Для котельных необходимо предусматривать сооружение одной дымовой трубы. Допускаются две трубы и более по результатам аэродинамических расчетов. Наиболее рационально подключение к одной трубе не более четырех котельных агрегатов. При количестве подключаемых котлов свыше трех и диаметре выходного отверстия дымовой трубы 3,6 м и более следует предусматривать многоствольную дымовую трубу. В котельной, в которой установлены котлы с наддувным горелочным устройством, необходима либо установка индивидуальной дымовой трубы для каждого индивидуального ствола, либо конструирование общей трубы с разделительными вставками-рассечками для исключения взаимного динамического влияния потоков дымовых газов.

Расчет дымовой трубы следует выполнять на условия работы котельной при ее расчетной мощности с учетом расширения и проверкой устойчивой работы в летнем режиме. При этом высоту дымовой трубы следует определять на основании результатов аэродинамического расчета газоздушного тракта.

Расчет концентрации вредных выбросов следует выполнять при работе котельной с тепловыми нагрузками, соответствующими средней температуре наиболее холодного месяца и летнему режиму, и проверять по условиям рассеивания в атмосфере вредных веществ.

Дымовые трубы следует выполнять: железобетонными, кирпичными, металлическими, из термостойкого пластика, керамическими.

Выбор материала следует проводить на основании технико-экономических расчетов в зависимости от района строительства, габаритов трубы, вида сжигаемого топлива, вида тяги (принудительная или естественная). Использование восстановленных стальных труб, бывших в употреблении профилей, листов, полос и других металлоконструкций, не допускается.

Для котельных, работающих на естественной тяге, дымовые трубы должны быть газоплотными и выполняться из газоплотных и термостойких материалов (металл, керамика, композитный полимер). Диаметр устья таких труб определяют расчетом в зависимости от объема дымовых газов и оптимальной скорости их выхода из устья. Для котельных установок, работающих с принудительной тягой, выбор материала дымовых труб следует проводить на основании технико-экономических расчетов. Диаметр устья таких труб определяют расчетом в зависимости от объема дымовых газов, оптимальной скорости их выхода из устья.

Для кирпичных и железобетонных труб не допускается положительное статическое давление потока дымовых газов в газоотводящем стволе. Образование конденсата в стволах кирпичных и железобетонных труб, отводящих продукты сгорания топлива, не допускается при всех режимах работы. Необходимость применения футеровки и тепловой изоляции для предотвращения выпадения конденсата и уменьшения термических напряжений следует определять теплотехническим расчетом. При этом в

трубах, предназначенных для удаления дымовых газов от сжигания сернистого топлива (независимо от содержания серы), следует предусматривать футеровку или антикоррозийное покрытие из кислотоупорных материалов по всей высоте ствола. Расчет дымовой трубы и выбор конструкции защиты внутренней поверхности ее ствола от агрессивного воздействия среды следует выполнять, исходя из условий сжигания основного и резервного топлива. При проектировании следует предусматривать защиту от коррозии наружных стальных конструкций кирпичных, железобетонных дымовых труб и поверхностей стальных дымовых труб.

Подводящие газоходы в месте примыкания к кирпичной или железобетонной дымовой трубе следует проектировать прямоугольной формы. В местах сопряжения газоходов с дымовой трубой необходимо предусматривать температурно-осадочные швы или компенсаторы.

В нижней части дымовой трубы или фундаменте следует предусматривать лазы, люки для осмотра и очистки, устройства для отвода конденсата. При применении конденсационных котлов отвод конденсата дымовых труб должен быть совмещен с отводом конденсата из котла и газоходов через нейтрализатор.

6.1. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ

Настоящая методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий, должна соблюдаться при проектировании предприятий, а также при нормировании выбросов в атмосферу реконструируемых и действующих предприятий. Методика предназначена для расчета приземных концентраций в двухметровом слое над поверхностью земли.

Степень опасности загрязнения атмосферного воздуха характеризуется наибольшим рассчитанным значением концентрации, соответствующим неблагоприятным метеорологическим условиям, в том числе опасной скорости ветра. Нормы не распространяются на расчет концентраций на дальних (более 100 км) расстояниях от источников выброса.

В зависимости от высоты H устья источника выброса вредного вещества над уровнем земной поверхности указанный источник относится к одному из следующих четырех классов:

- а) высокие источники, $H = 50$ м;
- б) источники средней высоты, $H = 10... 50$ м;
- в) низкие источники, $H = 2... 10$ м;
- г) наземные источники, $H \leq 2$ м.

Для источников всех указанных классов в расчетных формулах длина (высота) выражена в метрах, время – в секундах, масса вредных веществ – в граммах, их концентрация в атмосферном воздухе – в миллиграммах на кубический метр, концентрация на выходе из источника – в граммах на кубический метр.

При одновременном совместном присутствии в атмосферном воздухе нескольких (n) веществ, обладающих суммацией вредного действия, для каждой группы указанных веществ однонаправленного вредного действия рассчитывается безразмерная суммарная концентрация q .

Безразмерная концентрация q определяется по формуле:

$$q = \frac{C_1}{ПДК_1} + \frac{C_2}{ПДК_2} + \dots + \frac{C_n}{ПДК_n},$$

где C_1, C_2, \dots, C_n (мг/м³) – расчетные концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе в одной и той же точке местности; ПДК₁ ПДК₂, . . . ПДК_n (мг/м³) – соответствующие максимальные разовые предельно допустимые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе (табл. 5).

Таблица 5 – Предельно допустимые концентрации некоторых вредных веществ в атмосферном воздухе населенных мест

Загрязняющее вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³	
	максимальная разовая	среднесуточная
Диоксид азота	0,085	0,04
Оксид углерода	5	3
Диоксид серы	0,5	0,05
Пыль нетоксичная	0,5	0,05

Расчет концентрации вредных веществ, претерпевающих полностью или частично химические превращения (трансформацию) в более вредные вещества, проводится по каждому исходному и образующемуся веществу отдельно. При этом мощность источников для каждого вещества устанавливается с учетом максимально возможной трансформации исходных веществ в более токсичные. Расчетами определяются разовые концентрации, относящиеся к 20–30-минутному интервалу осреднения.

Максимальное значение приземной концентрации вредного вещества c_m (мг/м³) при выбросе газовой смеси из одиночного точечного источника с круглым устьем достигается при неблагоприятных метеорологических условиях на расстоянии x_m (м) от источника и определяется по формуле:

$$C_i = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \sqrt[3]{V_r \cdot \Delta T}}, \text{ мг/м}^3,$$

где A – коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы; M (г/с) – масса вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу в единицу времени; F – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе; m и n – коэффициенты, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника выброса; H (м) – высота источника выброса над уровнем земли (для наземных источников при расчетах принимается $H = 2$ м); η – безразмерный

коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности (в случае ровной или слабопересеченной местности с перепадом высот, не превышающим 50 м на 1 км, $\eta = 1$); ΔT ($^{\circ}\text{C}$) – разность между температурой выбрасываемой газовой смеси T_r и температурой окружающего атмосферного воздуха T_a ; V ($\text{м}^3/\text{с}$) – расход газовой смеси.

Значение коэффициента A , соответствующее неблагоприятным метеорологическим условиям, при которых концентрация вредных веществ в атмосферном воздухе максимальна, принимается равным:

- 250 – для районов Бурятской АССР и Читинской области;
- 200 – для Европейской территории РФ: для районов РФ южнее 50° с. ш., для остальных районов Нижнего Поволжья, Кавказа, Дальнего Востока и остальной территории Сибири;
- 180 – для Европейской территории РФ и Урала от 50 до 52° с. ш. за исключением попадающих в эту зону перечисленных выше районов;
- 160 – для Европейской территории РФ и Урала севернее 52° с. ш.
- 140 – для Московской, Тульской, Рязанской, Владимирской, Калужской, Ивановской областей.

Значения мощности выброса M ($\text{г}/\text{с}$) и расхода газовой смеси V_r ($\text{м}^3/\text{с}$) при проектировании предприятий определяются расчетом в технологической части проекта или принимаются в соответствии с действующими для данного производства (процесса) нормативами. В расчете принимаются сочетания M и V_r , реально имеющие место в течение года при установленных (обычных) условиях эксплуатации предприятия, при которых достигается максимальное значение S .

Количество окислов азота, выбрасываемых в атмосферу, определяется по формуле:

$$M_{\text{NO}_2} = V_p Q_i^r K_{\text{NO}_2}^r \beta_r \beta_t \beta_a \beta_r, \text{ г}/\text{с},$$

где $K_{\text{NO}_2}^r$ – коэффициент выхода оксидов азота на 1 МДж топлива, $\text{г}/\text{МДж}$;
 $K_{\text{NO}_2}^r = 0,0113 \cdot \sqrt{a_T} + 0,03$;

α_T – коэффициент избытка воздуха в топке

V_p – расход топлива, $\text{кг}/\text{с}$, $\text{м}^3/\text{с}$;

Q_i^d – теплота сгорания топлива, $\text{МДж}/\text{кг}$, $\text{МДж}/\text{м}^3$;

β_r – коэффициент, учитывающий конструкцию горелки;

β_t – коэффициент, учитывающий температуру воздуха на горелки;

β_a – коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха;

β_r – коэффициент, учитывающий рециркуляцию газов.

Коэффициент выхода оксидов азота при слоевом сжигании топлива определяется как

$$K_{\text{NO}_2}^2 = 11 \cdot 10^{-3} \alpha_T \left(1 + 5,46 \frac{100 - R_6}{100} \right) \sqrt[4]{Q_i^2 \cdot q_R},$$

R_6 – характеристики гранулометрического состава;

q_R – тепловое напряжение зеркала горения.

Количество окислов серы, выбрасываемых в атмосферу (в пересчете на SO_2), определяется по формуле:

$$M_{SO_2} = 20 \cdot V_p \cdot S^p (1 - \eta_{SO_2}), \text{ г/с},$$

где V_p – расход мазута, кг/с;

S^p – содержание серы в топливе на рабочую массу;

η_{SO_2} – доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива, для мазута $\eta_{SO_2} = 0,02$.

Концентрация выбросов CO определяется по формуле:

$$M_{CO} = V_p \cdot C_{CO} \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \text{ г/с},$$

где V_p - расход топлива кг/с;

$C_{CO} = q_3 \cdot R \cdot O_i^r$, г/кг,

q_3 - потери теплоты вследствие химического недожога, %;

q_4 - потери теплоты вследствие механического недожога, %;

R – коэффициент выхода оксида углерода, принимается для твердого топлива равным 1г/МДж;

O_i^r – низшая теплота сгорания МДж/кг.

Количество летучей золы определяется по формуле:

$$M_3 = 0,01 \cdot V_p \cdot \alpha_{yn} \cdot A^r \cdot (1 - \eta_3), \text{ г/с},$$

где α_{yn} – доля золы уносимых горений из котла;

A^r – зольность рабочей массы точки;

η_3 – доля золы улавливаемых в золоуловителях.

При определении значения ΔT (°C) следует принимать температуру окружающего атмосферного воздуха T_B (°C), равной средней максимальной температуре наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, а температуру выбрасываемой в атмосферу газовой смеси T_r (°C) – по действующим для данного производства технологическим нормативам. Для котельных, работающих по отопительному графику, допускается при расчетах принимать значения T_B равными средним температурам наружного воздуха за самый холодный месяц.

Значение безразмерного коэффициента F принимается:

- для газообразных вредных веществ и мелкодисперсных аэрозолей (пыли, золы и т. п., скорость упорядоченного оседания которых практически равна нулю) – 1;
- для мелкодисперсных аэрозолей при среднем эксплуатационном коэффициенте очистки выбросов не менее 90 % – 2; от 75 до 90 % – 2,5; менее 75 % и при отсутствии очистки – 3.

Значения коэффициентов m и n определяются в зависимости от параметров f и v_M :

$$f = 1000 \frac{W_{\Gamma}^2 D_y}{H^2 \Delta T};$$

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{V_{\Gamma} \Delta T}{H}}.$$

Коэффициент m определяется в зависимости от f по формулам:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \sqrt{f} + 0,34 \sqrt[3]{f}}, \text{ при } f < 100;$$

$$m = \frac{1,47}{\sqrt[3]{f}}, \text{ при } f > 100.$$

Коэффициент n при $f < 100$ определяется в зависимости от v_m по формулам

$$n = 1 \text{ при } v_m > 2;$$

$$n = 0,532 v_m^2 - 2,13 v_m + 3,13 \text{ при } 0,5 < v_m < 2;$$

$$n = 4,4 v_m \text{ при } v_m < 0,5.$$

Значение максимальной суммарной концентрации c_m (мг/м³) от N , расположенных на площадке близко друг от друга одиночных источников, имеющих равные значения высоты, диаметра устья, скорости выхода в атмосферу и температуры газовой смеси, определяется по формуле:

$$C_{\Sigma} = \frac{A \cdot M_{\Sigma} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \sqrt[3]{V_{\Gamma} \cdot \Delta T}}, \text{ мг/м}^3,$$

Где M_{Σ} (г/с) – суммарная мощность выброса всеми источниками в атмосферу;
 V_{Γ} (м³/с) – суммарный расход выбрасываемой всеми источниками газовой смеси, определяемый по формуле:

$$V_{\Gamma} = N \cdot V_1, \text{ м}^3/\text{с}.$$

Значения параметра v_m определяется по формуле:

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{V_{\Gamma} \Delta T}{N \cdot H}}.$$

В остальном схема расчета концентраций веществ, обусловленных выбросами от группы близко расположенных друг к другу одинаковых одиночных источников выброса, не отличается от схемы расчета для одиночного источника.

6.2. Пример расчета концентраций вредных выбросов в атмосферу

Предварительно задаемся высотой трубы $H = 20$ м и диаметром устья дымовой трубы $D_y = 0,5$ м, для обоснования выбора этих параметров необходимо произвести расчет выбросов вредных веществ в атмосферу.

Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу при работе котельной на дизельном топливе

Исходные данные:

Теплота сгорания топлива: $Q^r_i = 42403 \text{ кДж/м}^3$.

Максимальный расход дизельного топлива на один котел:

$V_p = 0,051 \text{ кг/с}$.

Количество работающих котлов: $N = 3$

Теоретический объем воздуха, необходимый для процесса горения:

$V^o_B = 10,62 \text{ м}^3/\text{кг}$.

Объем продуктов сгорания: $V^o_G = 11,48 \text{ м}^3/\text{кг}$.

Температура дымовых газов на выходе из дымовой трубы: $t_r = 160 \text{ }^\circ\text{C}$.

Коэффициент избытка воздуха за котлом: $\alpha = 1,1$.

Расчет:

Перепад между температурой уходящих дымовых газов и температурой окружающего воздуха:

$$\Delta T = t_r - t_{\text{ср.от}} = 160 - (-1,3) = 161,3 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Объем дымовых газов, выходящих из дымовой трубы:

$$V_r = \frac{V_p \cdot [V^o_G + (\alpha - 1) \cdot V^o_B] \cdot (t_r + 273)}{273} = \frac{0,051 \cdot [11,48 + (1,1 - 1) \cdot 10,62] \cdot (161,3 + 273)}{273} = 1,01 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Скорость дымовых газов, выходящих из устья дымовой трубы:

$$W_r = \frac{V_r}{F_y} = 4V_r / \pi D_y^2 = 4 \cdot 1,01 / 3,14 \cdot 0,5^2 = 5,2 \text{ м/с}.$$

Количество окислов серы, выбрасываемых в атмосферу (в пересчете на SO_2) для трех котлов:

$$M_{\text{SO}_2} = N \cdot 20 \cdot V_p \cdot S^p \cdot (1 - \eta_{\text{SO}_2}), \text{ г/с},$$

где N – количество работающих котлов $N = 3$; V_p – расход дизельного топлива, кг/с; S^p – содержание серы в топливе на рабочую массу, $S^p = 0,3\%$; η_{SO_2} – для окислов серы, связываемых летучей золой топлива, для дизельного топлива $\eta_{\text{SO}_2} = 0,02$.

$$M_{\text{SO}_2} = 3 \cdot 20 \cdot 0,051 \cdot 0,3 \cdot (1 - 0,02) = 0,9 \text{ г/с}.$$

Концентрация окислов серы в приземном слое

$$C_{\text{SO}_2} = \frac{A \cdot M_{\text{SO}_2} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \sqrt{V_r \cdot \Delta T}}, \text{ мг/м}^3,$$

где A – коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы, $A = 160$; F – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе, для газообразных веществ, $F = 1$; m, n – коэффициенты, учитывающие условия выхода газоздушнoй смеси из устья источника выброса; η – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности, в случае ровной или слабо пересеченной местности с перепадом высот, не превышающих 50 м на 1 км, $\eta = 1$.

Значения коэффициентов m и n определяются в зависимости от параметров f и v_m :

$$f = 1000 \frac{W_r^2 D_y}{H^2 \Delta T} = \frac{1000 \cdot 5,2^2 \cdot 0,5}{20^2 \cdot 161,3} = 0,207.$$

Т. к. $f < 100$:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \sqrt{f} + 0,34 \sqrt[3]{f}} = \frac{1}{(0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,207} + 0,34 \sqrt[3]{0,207})} = 1,09;$$

$$v_M = 0,65 \sqrt[3]{\frac{V_r \Delta T}{N \cdot H}} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{1,01 \cdot 161,3}{20}} = 1,3.$$

Т.к. $0,5 \leq v_M < 2$:

$$n = 0,532 \cdot v_M^2 - 2,13 \cdot v_M + 3,13 = 0,532 \cdot 1,3^2 - 2,13 \cdot 1,3 + 3,13 = 1;$$

$$C_{SO_2} = \frac{160 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 1,09 \cdot 1 \cdot 1}{20^2 \cdot \sqrt[3]{1,01 \cdot 161,3}} = 0,073 \text{ мг/м}^3$$

Количество окислов азота, выбрасываемых в атмосферу от трех котлов:

$$M_{NO_2} = N \cdot V_p \cdot Q_i^d \cdot K_{NO_2}^r \cdot \beta_r \cdot \beta_t \cdot \beta_a, \text{ г/с,}$$

где $K_{NO_2}^r$ – коэффициент выхода оксидов азота на 1 МДж газа, г/МДж;

$$K_{NO_2}^r = 0,0113 \cdot \sqrt{a_T} + 0,03 = 0,0113 \cdot \sqrt{1,1} + 0,03 = 0,042;$$

V_p – расход газам³/с; Q_i^d – теплота сгорания газа, МДж/ м³;

β_r – коэффициент, учитывающий конструкцию горелки, $\beta_r = 1$;

β_t – коэффициент, учитывающий температуру воздуха на горелки, $\beta_t = 1$;

β_a – коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха, $\beta_a = 1$.

$$M_{NO_2} = 3 \cdot 0,051 \cdot 42,4 \cdot 0,042 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 0,3 \text{ г/с.}$$

Концентрация окислов азота в приземном слое:

$$C_{NO_2} = \frac{A \cdot M_{NO_2} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \sqrt[3]{V_r \cdot \Delta T}}, \text{ мг/м}^3;$$

$$C_{NO_2} = \frac{160 \cdot 0,3 \cdot 1 \cdot 1,09 \cdot 1 \cdot 1}{20^2 \cdot \sqrt[3]{1,01 \cdot 161,3}} = 0,022 \text{ мг/м.}$$

Безразмерная концентрация:

$$q = C_{SO_2} / \text{ПДК}_{SO_2} + C_{NO_2} / \text{ПДК}_{NO_2} = \frac{0,073}{0,5} + \frac{0,022}{0,085} = 0,4.$$

Вывод:

Из расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при работе котельной на газе и дизельном топливе можно сделать вывод о том, что предварительный выбор высоты и диаметра устья дымовой трубы произведен верно, т.к. безразмерная концентрация вредных веществ меньше единицы

$$q = 0,4$$

Концентрация в приземном слое не превышает предельно допустимую $\text{ПДК}_{NO_2} = 0,085 \text{ мг/м}^3$; $\text{ПДК}_{SO_2} = 0,5 \text{ мг/м}^3$:

При работе котельной на дизельном топливе: $C_{NO_2} = 0,022 \text{ мг/ м}^3$;

$$C_{SO_2} = 0,073 \text{ мг/м}^3.$$

7. ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЕ

Вид топлива, на котором должна работать котельная, а также необходимость аварийного вида топлива для котельных устанавливаются в задании на проектирование с учетом категории котельной. Лимиты на годовое потребление топлива в установленном порядке оформляются заказчиком в соответствии с расчетными данными проектной организации.

Вид топлива для растопки и «подсвечивания» котлов с камерными топками для сжигания твердого топлива следует предусматривать исходя из требований завода-изготовителя.

Расчетный часовой расход топлива котельной определяют, исходя из работы всех установленных рабочих котлов при их номинальной тепловой мощности по значению низшей теплоты сгорания заданного вида топлива.

Суточный расход топлива следует определять:

- для паровых котлов – исходя из режима их работы при суммарной расчетной тепловой мощности;
- для водогрейных котлов – исходя из 24 ч их работы при покрытии тепловых нагрузок, рассчитанных по средней температуре самого холодного месяца.

Газообразное топливо. Диаметр внутренних газопроводов следует принимать исходя из скорости движения газа. Для газопроводов низкого давления скорость газа рекомендуется принимать не более 7 м/с, для газопроводов среднего давления – 15 м/с, для газопроводов высокого давления – 25 м/с. Схема газоснабжения представлена на рисунке 7.1.

Для поддержания требуемого давления газа, необходимого для устойчивой работы горелок котлов, в котельных следует предусматривать газорегуляторные установки (ГРУ), размещаемые непосредственно в котельной, или газорегуляторные пункты (ГРП) на площадке котельной. Производительность ГРУ и ГРП для котельных, сжигающих газ в качестве основного вида топлива, следует рассчитывать на расчетную тепловую мощность котельных установок. В ГРУ (ГРП) следует предусматривать две нитки редуцирования на 100% пропускной способности каждой, одна из которых резервная. Устойчивую работу ГРУ (ГРП) проверяют на два режима работы котельной: на расчетную тепловую мощность зимнюю и минимальную тепловую мощность летнюю. При этом для обеспечения устойчивой работы котельной в минимальном летнем режиме в зависимости от пропускной способности выбранных в ГРП клапанов предусматривается третья линия редуцирования.

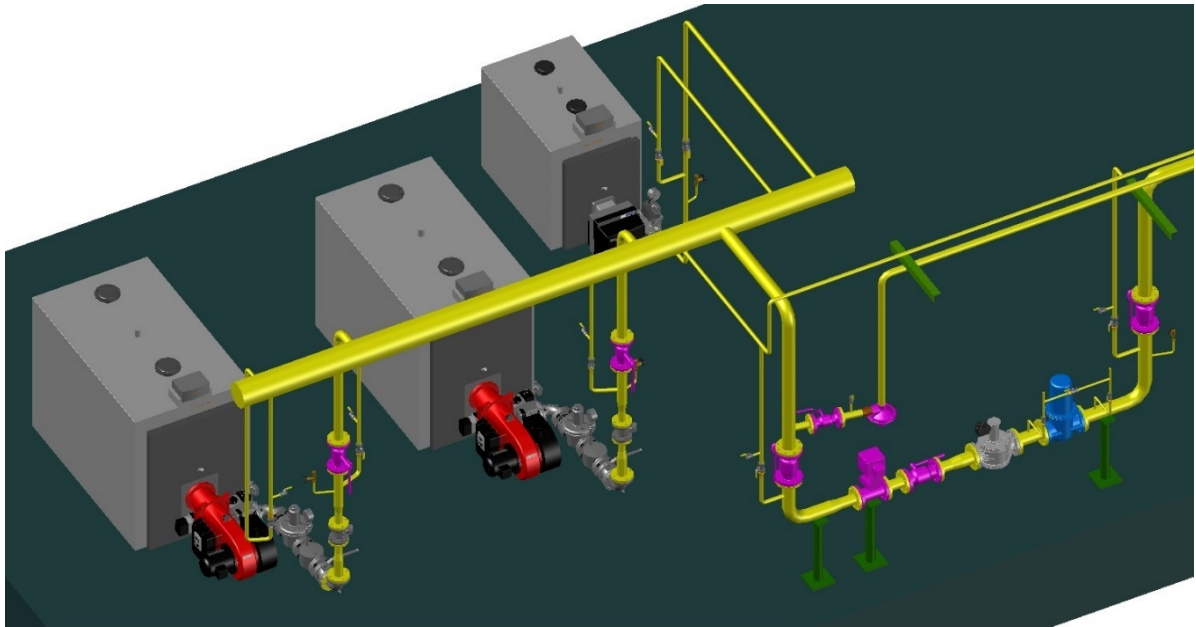


Рис. 7.1. Схема газоснабжения котельной

На подводящем газопроводе к котельной следует предусматривать отключающее устройство с изолирующим фланцем на наружной стене здания на высоте не более 1,8 м.

На газопроводе внутри котельной следует предусматривать:

- на отводе газа к каждому котлу – запорную арматуру, быстродействующий запорный клапан, расходомерное устройство для котлов более 1 МВт;
- на отводе газа непосредственно к каждой горелке – запорную арматуру, если эти устройства не предусмотрены газовой рампой, поставляемой с котлом или горелкой.

Газогорелочные устройства котлов должны быть оснащены запорными, регулируемыми и контрольными устройствами. Использование восстановленных стальных труб и бывших в употреблении материалов и арматуры не допускается.

Газорегуляторные пункты и газорегуляторные установки. Для снижения давления газа и поддержания его на заданном уровне в системах газоснабжения должны предусматриваться газорегуляторные пункты (ГРП, ГРПБ, ШРП) или газорегуляторные установки (ГРУ). По давлению газа ГРП, ГРПБ подразделяются на:

- с входным давлением до 0,6 МПа;
- с входным давлением св. 0,6 МПа до 1,2 МПа.

По давлению газа ШРП подразделяются на:

- с входным давлением газа до 0,3 МПа;
- с входным давлением газа св. 0,3 МПа до 0,6 МПа;
- с входным давлением газа св. 0,6 МПа до 1,2 МПа.

Размещение ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ. Отдельно стоящие ГРП, ГРПБ и ШРП размещают с учетом исключения их повреждения от наезда транспорта,

стихийных бедствий, урагана и др. Рекомендуется в пределах охранной зоны ГРП, ГРПБ и ШРП устанавливать ограждения, например, из металлической сетки, высотой 1,6 м. При размещении отдельно стоящих, пристроенных и встроенных ГРП обеспечивают свободные подъездные пути с твердым покрытием для транспорта, в том числе аварийных и пожарных машин. Для отдельно стоящих ГРП и ГРПБ, размещаемых вблизи зданий, особенно повышенной этажности, учитывают зону ветрового подпора при устройстве вентиляции.

Размещение ШРП с входным давлением газа св. 0,6 до 1,2 МПа на наружных стенах здания не допускается. ШРП с входным давлением газа до 0,6 МПа допускается устанавливать на наружных стенах газифицируемых производственных зданий не ниже III степени огнестойкости класса С0, зданий котельных, общественных и бытовых зданий производственного назначения, а также на наружных стенах действующих ГРП.

ГРУ размещают в свободных для доступа обслуживающего персонала местах с естественным и/или искусственным освещением. Основной проход между выступающими ограждениями и ГРУ должен быть не менее 1 м. При размещении ГРУ на площадках, расположенных выше уровня пола более 1,5 м, на площадку обеспечивают доступ с двух сторон по отдельным лестницам. Оборудование, размещаемое в помещениях ГРП, должно быть доступно для ремонта и обслуживания, ширина основных проходов между оборудованием и другими предметами должна быть не менее 0,8 м, а между параллельными рядами оборудования – не менее 0,4 м. В помещениях категории А полы должны быть безыскровыми, конструкции окон и дверей должны исключать образование искр.

Стены, разделяющие помещения ГРП, необходимо предусматривать противопожарными I типа, газонепроницаемыми, они должны опираться на фундамент. Швы сопряжения стен и фундаментов всех помещений ГРП перевязываются.

Вспомогательные помещения оборудуются самостоятельным выходом наружу из здания, не связанным с технологическим помещением. Двери ГРП и ГРПБ предусматривают противопожарными и открывающимися наружу. Устройство дымовых и вентиляционных каналов в разделяющих стенах, а также в стенах зданий, к которым пристраиваются ГРП (в пределах примыкания ГРП), не допускается. Помещения, в которых расположены узлы редуцирования с регуляторами давления, отдельно стоящих, пристроенных и встроенных ГРП и ГРПБ, должны отвечать требованиям для помещений категории А. При выносе из ГРП части оборудования наружу оно должно находиться в ограде ГРП высотой не менее 2 м.

Оборудование ГРП, ГРУ, ГРПБ и ШРП. В состав оборудования ГРП, ГРУ, ГРПБ и ШРП входят:

- запорная арматура;
- регуляторы давления;
- предохранительно-запорные клапаны (далее – ПЗК);
- предохранительные сбросные клапаны (далее – ПСК);

- приборы замера расхода газа;
- приборы КИП.

В качестве регулирующих устройств могут применяться:

- регуляторы давления газа с односедельным клапаном;
- клапаны регулирующие двухседельные;
- поворотные заслонки с электронным регулятором и исполнительным механизмом.

Для прекращения подачи газа к потребителям при недопустимом повышении или понижении давления газа за регулирующим устройством применяются ПЗК различных конструкций (рычажные, пружинные, с соленоидным приводом и др.), отвечающие приведенным ниже требованиям:

- ПЗК рассчитывают на входное рабочее давление, МПа, по ряду: 0,05; 0,3; 0,6; 1,2; 1,6 с диапазоном срабатывания при повышении давления, МПа, от 0,002 до 0,75, а также с диапазоном срабатывания при понижении давления, МПа, от 0,0003 до 0,03;
- конструкция ПЗК должна исключать самопроизвольное открытие запорного органа без вмешательства обслуживающего персонала;
- герметичность запорного органа ПЗК должна соответствовать классу «А» по ГОСТ 9544;
- точность срабатывания должна составлять, как правило, $\pm 5\%$ заданных величин контролируемого давления для ПЗК, устанавливаемых в ГРП, и $\pm 10\%$ для ПЗК в ШРП и ГРУ.

Для сброса газа за регулятором в случае кратковременного повышения давления газа сверх установленного должны применяться предохранительные сбросные клапаны (ПСК), которые могут быть мембранными и пружинными. Пружинные ПСК должны быть снабжены устройством для их принудительного открытия. ШРП пропускной способностью до 100 м³/ч, оснащенные регулятором с двухступенчатым регулированием, допускается не оснащать ПСК. ПСК должны обеспечивать открытие при повышении установленного максимального рабочего давления не более чем на 15 %, должны быть рассчитаны на входное рабочее давление, МПа, по ряду: от 0,001 до 1,6 с диапазоном срабатывания, МПа, от 0,001 до 1,6.

Трубопроводы, отводящие газ от ПСК в ШРП, устанавливаемые на опорах, следует выводить на высоту не менее 4 м от уровня земли, а при размещении ШРП на стене здания – на 1 м выше карниза или парапета здания. Для ШРП пропускной способностью до 400 м³/ч допускается предусматривать вывод сбросного газопровода от ПСК за заднюю стенку шкафа.

Для очистки газа от механических примесей и пыли применяют фильтры заводского изготовления, в паспортах которых должны указываться их пропускная способность при различных входных рабочих давлениях и потери давления в фильтрах. Фильтрующие материалы должны обеспечивать требуемую очистку газа, не образовывать с ним химических соединений и не разрушаться от постоянного воздействия газа.

Пропускную способность ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ (регулятора давления) следует производить с увеличением на 15–20% максимального расчетного

расхода газа потребителями с учетом требуемого перепада давления. Газовое оборудование в газорегулирующих блоках ГРП, ГРПБ и ГРУ располагают в следующей последовательности:

- общий запорный орган с ручным управлением для полного отключения ГРП и ГРУ;
- фильтр или группа фильтров с байпасами или без них;
- расходомер (камерная диафрагма с дифманометрами, газовый счетчик). Газовый счетчик может быть установлен после регулятора давления на низкой стороне в зависимости от принятой схемы газоснабжения;
- предохранительный запорный клапан (ПЗК);
- регулятор давления газа;
- предохранительный сбросной клапан (ПСК) после регулятора.

При устройстве байпаса газорегуляторного блока ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ предусматривается установка последовательно двух отключающих устройств с установкой манометра между ними. Диаметр байпаса должен быть не менее диаметра седла клапана регулятора давления газа. В ШРП вместо байпаса рекомендуется устройство второй нитки редуцирования.

В ГРП, ГРПБ и ГРУ предусматривают продувочные газопроводы:

- на входном газопроводе – после первого отключающего устройства;
- на байпасе (обводном газопроводе) – между двумя отключающими устройствами;
- на участках газопровода – с оборудованием, отключаемым для производства профилактического осмотра и ремонта.

Условный диаметр таких газопроводов должен быть не менее 20 мм. Условный диаметр сбросного газопровода, отводящего газ от ПСК, должен быть равен условному диаметру выходного патрубка клапана, но не менее 20 мм. Продувочные и сбросные газопроводы должны иметь минимальное число поворотов. На концах продувочных и сбросных газопроводов предусматривают устройства, исключающие попадание атмосферных осадков в эти газопроводы.

Выбор оборудования ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ. При выборе оборудования ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ необходимо учитывать:

- рабочее давление газа в газопроводе, к которому подключается объект;
- состав газа, его плотность, температуру точки росы, теплоту сжигания;
- потери давления на трение в газопроводе от места подключения до ввода его в ГРП или подвода к ГРУ;
- температурные условия эксплуатации оборудования и приборов КИП ГРП и ГРУ.

Выбор регулятора давления. При подборе регулятора следует руководствоваться номенклатурой ряда регуляторов, выпускаемых промышленностью. При определении пропускной способности регулятора необходимо определить располагаемое давление газа перед ним и после него с учетом потерь давления и дополнительных потерь давления в арматуре, фильтре, расходомере и ПЗК, установленных до регулятора давления.

Пропускная способность регуляторов определяется согласно паспортным данным.

Выбор фильтра. Пропускная способность фильтра должна определяться исходя из максимального допустимого перепада давления на его кассете, что должно быть отражено в паспорте на фильтр. Фильтры устанавливаются в ГРП (ГРУ) для защиты регулирующих и предохранительных устройств от засорения механическими примесями.

Выбор предохранительного запорного клапана – ПЗК. Выбор типа ПЗК определяется исходя из параметров газа, проходящего через регулятор давления, именно: максимального давления газа на входе в регулятор; выходного давления газа из регулятора и подлежащего контролю; диаметра входного патрубка в регулятор. Выбранный ПЗК должен обеспечивать герметичное закрытие подачи газа в регулятор в случае повышения или понижения давления за ним сверх установленных пределов.

Выбор предохранительного сбросного клапана – ПСК производится по количеству газа, подлежащего сбросу ПСК. Пропускную способность ПСК следует определять по данным заводов-изготовителей.

Трубопроводы, подводящие газ к бытовым и промышленным приборам для его сжигания, на вводимых в эксплуатацию после завершения строительства, капитального ремонта, реконструкции и (или) технического перевооружения объектах, должны быть оборудованы **термочувствительными запорными устройствами (клапанами)**, автоматически перекрывающими газовую магистраль при достижении температуры среды в помещении при пожаре 100 °С. Указанные устройства (клапаны) должны устанавливаться в помещении непосредственно перед краном на газовой магистрали. В соответствии с Правилами ППБ-01 КТЗ должны устанавливаться во всех помещениях с газопроводами, кроме зданий V категории огнестойкости, а также зданий, газопроводы которых оборудованы электромагнитными клапанами, размещенными за пределами здания и перекрывающими газопровод при срабатывании газового анализатора и автоматической пожарной сигнализации. Установку термочувствительного запорного клапана предусматривают на вводе в газифицируемое помещение на газопроводе и размещают в соответствии с эксплуатационной документацией изготовителя. Термочувствительный запорный клапан допускается размещать как на вертикальном, так и на горизонтальном участке газопровода в зоне, где температура воздуха не превышает 60 °С.

Трассировку и диаметры газопроводов выбирают таким образом, чтобы потери давления от газорегуляторных установок (ГРУ) до наиболее удаленных горелок не превышали:

- 40–50 % номинального давления газа перед горелками при выходном низком давлении;
- 20–25 % – при среднем давлении.

На ответвлении от газового коллектора котельной к каждому котлу устанавливают главное отключающее устройство, а перед каждой горелкой – рабочее отключающее устройство. За отключающим устройством котла располагается исполнительный механизм автоматики безопасности (отсечной клапан), который обеспечивает прекращение подачи газа ко всем горелкам

котла при недопустимом отклонении давления газа от заданного, погасании пламени каждой из основных горелок, нарушении тяги и прекращении поступления воздуха.

К наиболее удаленному от ввода участку газового коллектора присоединяют продувочный трубопровод диаметром не менее 19 мм, который используется для освобождения газопроводов от воздуха перед пуском котельной и для вытеснения газа воздухом при консервации и длительной остановке.

Продувочные трубопроводы предусматривают от газопроводов каждого котла перед последним по ходу газов отключающим устройством. Продувочные трубопроводы имеют минимальное число поворотов. Их выводят вне здания котельной на высоту не менее 1 м выше карниза крыши в месте, где существуют безопасные условия для рассеивания газа. Концы продувочных трубопроводов загибают либо устраивают над ними защитные зонты во избежание попадания в них атмосферных осадков. Продувочные газопроводы котлов и газового коллектора котельной могут быть объединены.

Схемой газопроводов котельной предусматривается установка контрольно-измерительных приборов (КИП) для измерения давления газа и воздуха перед горелками и разрежения в топке. Приборы располагают в удобных для наблюдения местах. На отводах к приборам устанавливают отключающие устройства.

В котельной производят, как правило, открытую прокладку газопроводов. Газопроводы крепят к стенам, колоннам и перекрытию котельной, а также к каркасам котлов с помощью кронштейнов, подвесок и хомутов. Газопроводы должны лежать на опорах плотно, без зазоров.

В местах прохода для людей газопроводы прокладывают на высоте не менее 2,2 м до низа трубы. При расположении арматуры на высоте более 2 м предусматривается площадка обслуживания из несгораемых материалов с лестницами или же дистанционный привод. Трубы соединяют, как правило, сваркой. Резьбовые и фланцевые соединения допускаются в местах установки отключающих устройств, коллекторов, регуляторов давления, КИП, газовых горелок.

Обязка газовых горелок запорной арматурой и средствами автоматики безопасности должна отвечать требованиям ГОСТ 21204. Для горелок котлов котельных с теплопроизводительностью единичного котлоагрегата 120 МВт и более перед каждой горелкой предусматривают два запорных устройства с электрическими приводами, а во вновь вводимых в эксплуатацию котельных – установку предохранительно-запорного клапана и запорного устройства с электроприводом. Расстояние от выступающих частей газовых горелок или арматуры до стен или других частей здания, сооружения и оборудования должно быть не менее 1 м по горизонтали.

Газовые рампы горелки (рис. 7.2) состоят из нескольких последовательно соединенных элементов и являются полным комплектом газовой арматуры, необходимым для работы горелки. Газовые рампы поставляются в собранном виде, как правило, вместе с горелкой.

Газовые рампы обеспечивают стабильное давление газа перед горелкой и его подачу в требуемом количестве. При необходимости и при возникновении аварийной ситуации газовая рампа обеспечивает герметичное отключение подачи газа. Рампы используются с газовыми или комбинированными горелками и являются их неотъемлемой частью.

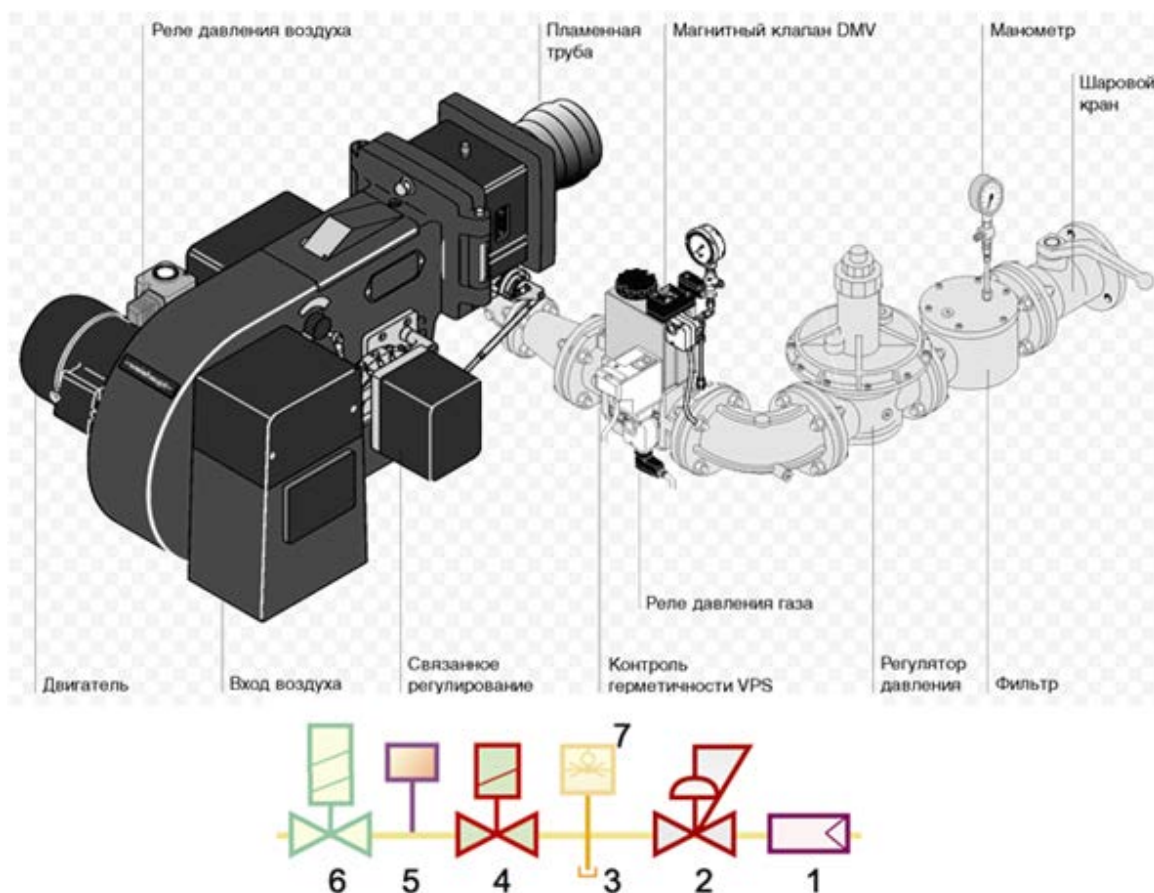


Рис. 7.2. Двухступенчатые газовые рампы с блоком контроля герметичности клапанов

1 – газовый фильтр; 2 – стабилизатор давления газа; 3 – штуцер для замера давления газа после стабилизатора; 4 – предохранительный запорный клапан;

5 – блок контроля герметичности клапанов; 6 – двухступенчатый регулирующий клапан с функцией плавного открытия; 7 – реле минимального давления газа

Газовый фильтр. Обеспечивает очистку газа, поступающего в рампу, от механических включений.

Стабилизатор давления газа. Служит для поддержания постоянного (заданного) значения давления газа перед регулирующим клапаном.

Блок контроля герметичности клапанов. Осуществляет проверку герметичности закрытия предохранительного запорного и регулирующего клапана каждый раз перед запуском и остановкой горелки.

Реле минимального давления газа. Дает сигнал на прекращение подачи газа к горелке при снижении давления газа ниже установленного значения.

Предохранительный запорный клапан. Обеспечивает надежное

отключение подачи газа в случае плановой или аварийной остановки горелки.

Двухступенчатый регулирующий клапан. Обеспечивает плавный розжиг горелки и подачу требуемого количества газа при работе горелки на разных ступенях мощности.

8. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ КОТЕЛЬНОЙ

В проектах котельных должны быть представлены основные технико-экономические показатели котельной, гарантирующие экономическую обоснованность и энергетическую эффективность всей системы теплоснабжения.

Выбор, расчет и разработку тепловых и гидравлических схем котельных следует производить с учетом достижения максимальной энергетической эффективности котельной. Для достижения максимального значения энергетической эффективности системы теплоснабжения в котельной следует принимать схему количественного регулирования отпуска тепловой энергии при постоянной температуре в подающем трубопроводе и переменном гидравлическом режиме, а в индивидуальном тепловом пункте (ИТП) – схему количественно-качественного регулирования потребления теплоты системами отопления, вентиляции, кондиционирования и горячего водоснабжения. Для обеспечения количественного и количественно-качественного регулирования следует использовать циркуляционные и смесительные насосы с регулируемым электроприводом.

При определении способа регулирования отпуска тепловой энергии следует исходить из достижения максимального значения энергетической эффективности. Сравнение вариантов следует производить по инвестиционным затратам, действующим в районе строительства тарифам, расчетным эксплуатационным затратам с учетом затрат на сервисное техническое обслуживание.

В котельной должен быть предусмотрен учет потребления энергоресурсов, в том числе для собственных нужд, учет отпуска тепловой энергии и теплоносителя потребителям. К проекту котельной следует прикладывать расчетные технико-экономические показатели котельной.

В котельной следует производить пусковую и режимную наладку основного и вспомогательного оборудования с разработкой режимных карт, показатели которых должны периодически проверяться по срокам, установленным надзорными органами.

8.1. Методика расчета срока окупаемости строительства котельной

В настоящей методике представлен финансово-экономический расчет проекта котельной.

Газовая котельная предназначена для выработки тепла и подачи теплоносителя (горячая вода) с требуемыми параметрами на теплоснабжение жилых, общественных и административных зданий.

Принято, что за время окупаемости проекта цены на энергоносители и другие затраты не изменяются.

Смета затрат на реконструкцию котельной

Наименование статей затрат	В % к итогу	Сумма, тыс.руб.
1. Стоимость строительно-монтажных работ		
2. Оборудование		
3. Прочие затраты (на проектирование, руководство, временные здания и сооружения, предэксплуатационные издержки, непредвиденные затраты).		
Капитальные вложения всего (ОПШФ)		

Эксплуатационные затраты

Расчет производственных затрат на производство тепловой энергии.

В результате расчетов, произведенных в теплотехнической части проекта, получены следующие теплотехнические показатели:

Суммарный годовой отпуск тепла, $Q_{\text{отп}}^{\text{год}}$, МДж/год.

Годовая выработка тепла, $Q_{\text{выр}}^{\text{год}}$, МДж/год.

Годовой расход топлива:

- условное топливо, $V_{\text{усл}}^{\text{год}}$, т/год;
- газ, $V_{\text{газ}}^{\text{год}}$, тыс. м³/год.

Расчет статей затрат:

1. Топливная составляющая:

$$Z_T = V_{\text{газ}}^{\text{год}} \cdot C_T, \text{ тыс. руб/год,}$$

где $V_{\text{газ}}^{\text{год}}$ – годовой расход топлива (природный газ), м³/год;

C_T – стоимость топлива, руб/тыс. м³.

2. Затраты на воду:

$$Z_B = D_B \cdot C_B = 102700 \cdot 10,29 = 1057 \text{ тыс. руб/год,}$$

где D_B – годовой расход воды, м³/год;

C_B – стоимость воды, руб/м³.

3. Затраты на водоотведение котельной:

$$Z_{\text{во}} = D_{\text{во}} \cdot C_{\text{во}} = 274 \cdot 11,32 = 3 \text{ тыс. руб/год,}$$

где $D_{\text{во}}$ – количество отводимой воды, м³/год;

$C_{\text{во}}$ – стоимость водоотведения, руб./м³.

4. Затраты на электроэнергию:

$$Z_{\text{эл}} = Q \cdot C_{\text{эл}} = 228190 \text{ кВтч/год} \cdot 4,2 \text{ руб/кВтч} = 958 \text{ тыс. руб./год},$$

где Q – расход электроэнергии, кВтч/год;

$C_{\text{эл}}$ – стоимость электроэнергии, руб./кВтч.

5. Расчет заработной платы:

$$Ч_{\text{чис}} = Н \cdot С \cdot K_{\text{подсм}} \cdot K_{\text{рез}},$$

где $Н$ – нормативная численность рабочих на производстве в смену;

$С$ – количество смен;

$K_{\text{подсм}}$ – коэффициент подсменности, принимается 1,33;

$K_{\text{рез}}$ – коэффициент резерва, принимается 1,16.

Средняя ЗП, руб/мес

Фонд основной заработной платы:

$$\text{ФЗП} = Ч_{\text{чис}} \cdot \text{ЗП} \cdot 12, \text{ тыс. руб./год.}$$

Дополнительный фонд заработной платы:

ДФЗП, тыс. руб/год, принимается 20 % от ФЗП.

Полный фонд заработной платы:

$$\text{ПФЗП} = \text{ФЗП} + \text{ДФЗП}, \text{ тыс. руб./год.}$$

6. Страховые взносы:

СВ, тыс. руб/год, принимаются 30 % от ПФЗП.

7. Амортизационные отчисления:

$$A_o = \text{ОППФ} \cdot N_a, \text{ тыс. руб./год},$$

где N_a – норма амортизации, $N_a = 3,7 \%$.

8. Ремонтный фонд (на ремонт оборудования), принимается 2 % от

ОППФ:

$$P_{\phi} = \text{ОППФ} \cdot 0,02, \text{ тыс. руб./год.}$$

9. Прочие общепроизводственные расходы принимаются в размере 4 % от суммы цеховой себестоимости:

$$\text{ПЗ} = Z_{\text{т}} + Z_{\text{в}} + Z_{\text{во}} + Z_{\text{эл}} + \text{ПФЗП} + \text{СВ} + A_o + P_{\phi}, \text{ тыс. руб.}$$

10. Общехозяйственные расходы, принимаются 8 % от полной себестоимости товарной продукции:

$$\text{ОХР} = \frac{Z_{\text{т}} + Z_{\text{в}} + Z_{\text{во}} + Z_{\text{эл}} + \text{ПФЗП} + \text{СВ} + A_o + P_{\phi} + \text{ПЗ}}{0,92} \times 0,08, \text{ тыс. руб.}$$

Полная себестоимость товарной продукции:

Статьи затрат (СЗ)	Значение показателя	
	на годовой отпуск тепла, тыс. руб.	на 1 МДж руб./МДж
1. Топливо, $Z_{\text{т}}$		
2. Вода, $Z_{\text{в}}$		
3. Водоотведение, $Z_{\text{во}}$		
4. Электроэнергия, $Z_{\text{эл}}$		
5. Фонд заработной платы, ПФЗП		

6. Страховые взносы		
7. Амортизационные отчисления, A_0		
8. Ремонтный фонд, P_{Φ}		
9. Прочие затраты,		
10. Общехозяйственные расходы, ОХР		
Полная себестоимость товарной продукции (С)		

Расчет выручки от продажи тепловой энергии

Объем отпускаемой энергии:

$$Q_{\text{отп}}^{\text{год}} = 56277 \text{ Гкал/год.}$$

Стоимость отпускаемой потребителю тепловой энергии составляет:

$$BP = Q_{\text{отп}}^{\text{год}} \cdot T, \text{ тыс. руб/год,}$$

где T – тариф на отпускаемую тепловую энергию, руб/Гкал.

Прибыль от реализации:

$$PP = BP - C, \text{ тыс. руб.}$$

Налог на имущество (2,2% от приобретенных активов (ОППФ)):

$$H_{\text{им}} = \text{ОППФ} \cdot 0,022, \text{ тыс. руб.}$$

Балансовая прибыль:

$$BP = PP - H_{\text{им}}, \text{ тыс. руб.}$$

Налог на прибыль (20% от дополнительно полученной прибыли (БП)):

$$H_{\text{пр}} = BP \cdot 0,2, \text{ тыс. руб.}$$

Чистая прибыль:

$$ЧП = BP - H_{\text{пр}}, \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{вл}}}{ЧП + A_0}, \text{ лет.}$$

Общая оценка результатов финансирования

Технико-экономические показатели

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя
Годовой отпуск тепла	МДж/год	
Годовой расход топлива: -условное топливо -газ	т у.т./год тыс. м ³ /год	
Общие затраты	тыс. руб.	
Амортизационные отчисления	тыс. руб.	
Себестоимость тепла	руб./МДж	
Прибыль от реализации тепла	тыс. руб.	
Чистая прибыль	тыс. руб.	
Срок окупаемости	год	

ПРИЛОЖЕНИЯ

Технические характеристики котлов Термотехник ТТ100 компании «ЭНТРОРОС»

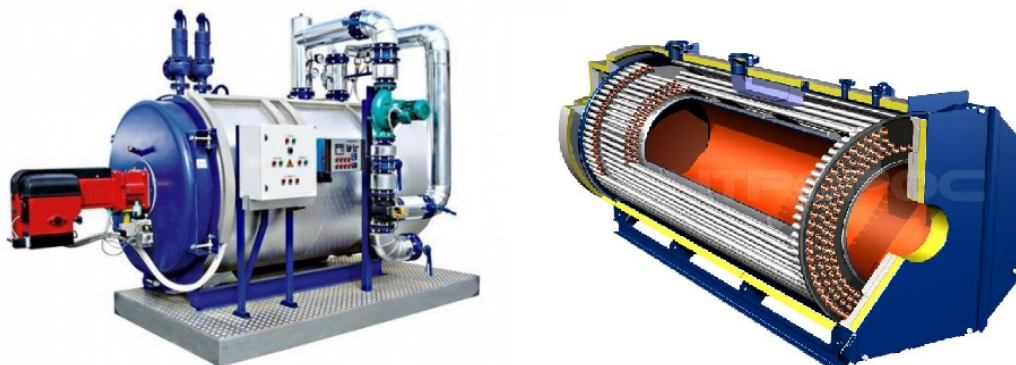


Таблица П-1

Максимальная температура на выходе из котла, °С	115								
Минимальная температура на входе в котел, °С	60								
Максимальное рабочее избыточное давление, МПа	0,6								
Минимальный расход воды, м ³ /ч	Не регламентируется								
Минимальная мощность первой ступени горелки, %	10								
Номинальная теплопроизводительность, кВт	1000	1500	2000	2200	2500	3000	3200	3500	4200
Эксплуатационный КПД, %	Не менее 94								
КПД на максимальной нагрузке, %	94	92	93	92	92	93	92	94	95
Температура уходящих газов, °С	153	194	175	185	191	181	188	160	122
Расход уходящих газов, кг/с	0,43	0,65	0,86	0,96	1,09	1,30	1,39	1,50	1,77
Аэродинамическое сопротивление газового тракта для максимальной мощности, Па	238	627	774	972	964	833	974	1154	1125
Объем топки, м ³	0,86	0,86	1,36	1,36	1,48	2,21	2,21	2,47	3,29
Водяной объем котла, м ³	1,86	1,86	2,66	2,66	2,78	3,93	3,93	4,42	5,26

Водогрейные котлы серии КВм мощностью от 1000 до 2500 кВт с наклонной колосниковой решеткой и гидротолкателем

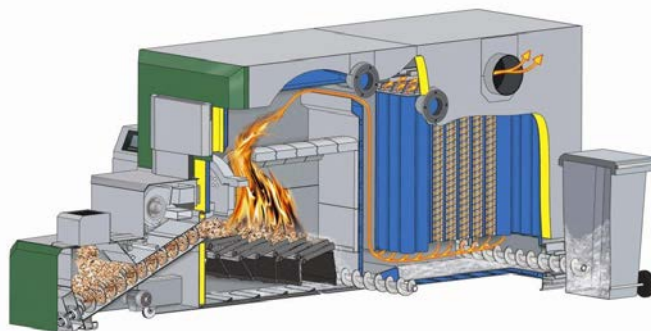


Таблица П-2

Наименование параметра	Ед. изм.	Типоразмер котла			
		КВм-1,0 щг	КВм-1,5 щг	КВм-2,0 щг	КВм-2,5 щг
Номинальная теплопроизводительность:	МВт	1,0	1,5	2,0	2,5
КПД котла, не менее	%	80	80	80	80
Поверхность нагрева	м ²	59	99	137	174
Температура воды на выходе, не более	°С	115	115	115	115
Температура воды на входе, не менее	°С	70	70	70	70
Температура уходящих газов за котлом, не более	°С	220	220	220	220
Рабочее давление воды, не более	МПа	0,6	0,6	0,6	0,6
Минимальное давление воды на входе в котел, не менее	МПа	0,3	0,3	0,3	0,3
Расход воды через котел, номинальный	т/ч	34,5	51,8	69	86
Расход воды через котел, минимальный	т/ч	19	28,5	38	47,8
Гидравлическое сопротивление котла при номинальном расходе воды, не более	МПа	0,02	0,02	0,02	0,02

Наименование параметра	Ед. изм.	Типоразмер котла			
		КВМ-1,0 щг	КВМ-1,5 щг	КВМ-2,0 щг	КВМ-2,5 щг
Водяной объем котла	м ³	2,07	3,49	5,76	7,1
Разрежение в топке	Па	20-40	20-40	20-40	20-40
Аэродинамическое сопротивление, не более	Па	400	650	650	700
Расход расчетного топлива: - древесные отходы (2400 ккал/кг)	кг/час	448	672	896	1120
Потребляемая электрическая мощность	кВт	9,2	11,5	12,5	12,5

Водогрейные котлы LAVART Reverse ЗАО «Омский завод инновационных технологий»



Котлы серии Reverse – это автоматизированные жаротрубнотопочные котлы с реверсивным прохождением продуктов сгорания. Изготавливаются мощностью от 0,1 до 5 МВт. Котлы серии Reverse предназначены для производства перегретой воды с максимальной температурой до 115 °С в составе котельных для теплоснабжений зданий, сооружений. Топки адаптированы под большинство наддувных горелок отечественного и зарубежного производства. Котлы должны эксплуатироваться только при условии соблюдения водно-химического режима работы.

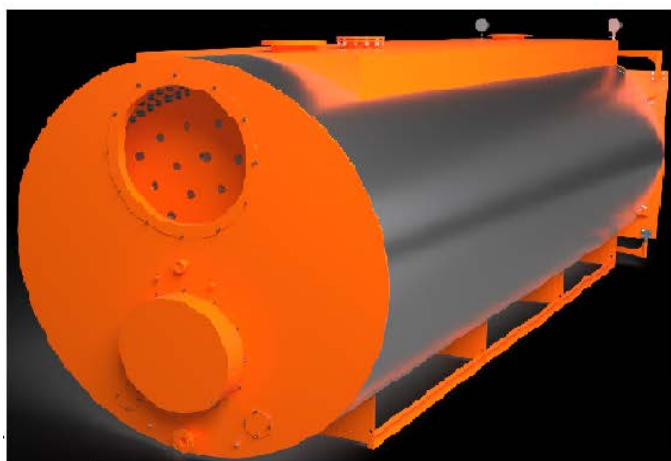
КПД котла LAVART R при работе:

- на природном газе, не менее 92 %;
- на жидком топливе, не менее 91 %.

Таблица П-3

Типоразмер котла LAVART Reverse	Ед. изм.	150	250	350	450	700	900	1000	1500
Номинальная теплопроизводительность	МВт	0,15	0,25	0,35	0,45	0,7	0,9	1,0	1,5
	Гкал/ч	0,129	0,215	0,301	0,387	0,602	0,774	0,86	1,29
Расход воды номинальный $\Delta T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$	м ³ /ч	5,16	8,59	12,03	15,46	24,06	30,93	34,36	51,55
Расход мин. $\Delta T=40\text{ }^{\circ}\text{C}$	м ³ /ч	3,22	5,37	7,52	9,67	15,04	19,33	21,48	32,22
Объем теплоносителя	м ³		0,45			1,07		1,3	1,73
Расход уходящих газов	кг/ч	1233	1927	2698	3855	6167	7709	8480	10022
Аэродинамическое сопротивление газового тракта при максимальной мощности	Па	59	80	120	165	379	450	526	630
Длина	мм	1447	1616	1654	1930	2563	2518	2752	3022
Ширина	мм	965	1050	1146	1103	1135 (1106)	1221	1239 (1196)	1335 (1291)
Высота	мм	1386	1416	1600	1564	1585	1752	1768	1955

Водогрейные котлы LAVART Professional ЗАО «Омский завод инновационных технологий»



- | | | |
|--|----------------------------------|---------------------------|
| 1) дельта | 6) коллекторы для трубного пучка | 11) окрас |
| 2) экран | 7) лок-соединение | 12) 13) изоляционная юбка |
| 3) патрубок ввода воды | 8) патрубок в/конт. воды | 14) патрубок отвода |
| 4) жаровая труба | 9) пазогид | 15) теплоизоляция |
| 5) от. коллектор для трубчатого теплообменника | 10) патрубок слива | |

Газоплотный напольный отопительный котёл – стальной котёл с центральным расположением цилиндрической жаровой трубы и симметрично расположенными поверхностями нагрева.

Используется принцип трехходового прохождения продуктов сгорания. Котёл работает под наддувом. Одинаково высокий КПД при работе на газе и жидком топливе. Возможно использование котлов в конденсационной схеме котельной с внешним конденсационным теплообменником.

КПД котла LAVART P при работе:

- на природном газе, не менее 93 %;
- на жидком топливе, не менее 91 %.

Таблица П-4

Типоразмер котла LAVART Professoinal	Ед. изм.	1000	2000	3000	4000	5000	6000
Номинальная теплопроизводительность	МВт	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0
	Гкал/ч	0,86	1,72	2,58	3,44	4,3	5,16
Расход воды номинальный $\Delta T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$	м ³ /ч	34,4	68,8	103,2	137,6	172,0	206,4
Расход мин. $\Delta T=40\text{ }^{\circ}\text{C}$	м ³ /ч	21,5	43,0	64,5	86,0	107,5	129
Объем теплоносителя	м ³	3,29	5,05	6,91	9,72	10,44	12,2
Расход уходящих газов	кг/ч	1696	3371	5065	6746	8432	9623
Аэродинамическое сопротивление газового тракта при максимальной мощности	Па	212	449	723	711	874	877
Максимальная нагрузка на присоединительную плиту горелки	кНм	6	6	7	7	7	7
Длина	мм	3208	4008	4758	5140	5691	5906
Ширина	мм	1702	1926	2074	2372	2406	2616
Высота	мм	1858	2084	2232	2530	2564	2774
Масса сухого котла (допуск на массу 5%)	кг	3760	6000	8060	11350	13035	15890

Технические характеристики насосов типа Д



Таблица П-5

Марка насоса	Подача, м3/час	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Мощность насоса, кВт
Д200-36	200	36	1450	35
Д200-36а	190	29,7	1450	27
Д200-36б	180	25	1450	22
1Д200-90	100	22	1450	12,5
1Д200-90	200	90	2900	82
1Д200-90а	180	74	2900	72
1Д200-90б	160	62	2900	42
1Д250-125	250	125	2900	152
1Д250-125а	240	101	2900	110
1Д315-50	315	50	2900	68
1Д315-50а	300	42	2900	50
1Д315-50б	220	36	2900	39
Д320-50	320	50	1450	76
Д320-50а	300	39	1450	47
Д320-50б	300	30	1450	36
1Д315-71	315	71	2900	98
1Д315-71а	300	60	2900	80
1Д500-63	500	63	1450	142
1Д500-63а	450	53	1450	97
1Д500-63б	400	44	1450	78
1Д630-90	630	90	1450	230

Марка насоса	Подача, м ³ /час	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Мощность насоса, кВт
1Д630-90а	550	74	1450	185
1Д630-90б	500	60	1450	144
1Д630-90	500	38	980	81
1Д630-90а	470	60	980	50
1Д630-90б	420	25	980	50
1Д630-125	630	125	1450	365
1Д630-125а	550	101	1450	282
1Д630-125б	500	82	1450	222
1Д800-56	800	56	1450	166
1Д800-56а	740	48	1450	130
1Д800-56б	700	40	1450	106
1Д1250-63	1250	63	1450	290
Д320-50б	300	30	1450	36
1Д315-71	315	71	2900	98
1Д315-71а	300	60	2900	80
1Д500-63	500	63	1450	142
1Д500-63а	450	53	1450	97
1Д500-63б	400	44	1450	78
1Д630-90	630	90	1450	230
1Д630-90а	550	74	1450	185
1Д630-90б	500	60	1450	144

Марка насоса	Подача, м ³ /час	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Мощность насоса, кВт
1Д630-90	500	38	980	81
1Д630-90а	470	60	980	50
1Д630-90б	420	25	980	50
1Д630-125	630	125	1450	365
1Д630-125а	550	101	1450	282
1Д630-125б	500	82	1450	222
1Д800-56	800	56	1450	166
1Д800-56а	740	48	1450	130
1Д800-56б	700	40	1450	106
1Д1250-63	1250	63	1450	290
1Д1250-63а	1100	52,5	1450	220
1Д1250-63б	1050	44	1450	175
1Д1250-63	800	28	980	90
1Д1250-63а	740	24	980	70
1Д1250-63б	710	20	980	53
1Д1250-125	1250	125	1450	625
1Д1250-125а	1150	102	1450	450
1Д1250-125б	1030	87	1450	360
1Д1600-90	1600	90	1450	520
1Д1600-90а	1450	75	1450	380
1Д1600-90б	1300	63	1450	290

Марка насоса	Подача, м ³ /час	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Мощность насоса, кВт
1Д1600-90	1000	40	980	155
1Д1600-90а	970	34	980	118
1Д1600-90б	870	30	980	90
2Д2000-21	2000	21	980	133
2Д2000-21-2	1600	11	730	55
2Д2000-21а-2	1850	19	980	110
2Д2000-21а-2	1500	10	730	50
2Д2000-21б-2	1700	17	980	90
2Д2000-21б-2	1400	9	730	40

Технические характеристики консольных насосов типа К



Таблица П-6

Марка насоса	Подача, м ³ /час	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Мощность эл. дв., кВт
К 8/18	8	18	3000	1,5 2,2
К 20/18	20	18	3000	2,2
К 20/30	20	30	3000	4,0
К 45/30	45	30	3000	7,5
К 45/30а	35	22	3000	5,5
К 90/20	90	20	3000	7,5
К 50-32-125	12,5	20	3000	2,2
К 65-50-125	25	20	3000	3,0
К 65-50-160	25	32	3000	5,5
К 80-65-160	50	32	3000	7,5
К 80-50-200	50	50	3000	15,0
К 80-50-200а	45	40	3000	11,0
К 100-80-160	100	32	3000	15,0
К 100-80-160а	90	26	3000	11,0
К 100-65-200	100	50	3000	30,0
К 100-65-200	100	50	3000	22,0
К 100-65-200а	90	40	3000	18,5
К 100-65-250	100	80	3000	45,0
К 100-65-250а	90	67	3000	37,0
К 150-125-250	200	20	1500	18,5
К 150-125-315	200	32	1500	30,0

Марка насоса	Подача, м ³ /час	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Мощность эл. дв., кВт
К 200-150-315	315	32	1500	45,0
К 200-150-250	315	20	1500	30,0
К 200-150-400	400	50	1500	90,0
К 160/30	160	30	1500	30,0
К 290/30	290	30	1500	37,0

Технические характеристики пластинчатых разборных теплообменников



Таблица П-7

Наименование	Макс. расход воды, кг/с	Диаметр соединений, мм	Площадь пластины, м ²	Макс. площадь теплообменника, м ²
Теплотекс 20-А	1,83	20	0,018	1,13
Теплотекс 32-А	5,56	32	0,061	4,21
Теплотекс 50-А	11,76	50	0,172	11,87
Теплотекс 65-А	22,22	65	0,17	10,03
Теплотекс 80-А	30,56	80	0,35	43,05
Теплотекс 80-В	30,56	80	0,35	58,80
Теплотекс 100-А	47,1	100	0,338	70,30
Теплотекс 100-В	47,1	100	0,497	125,74
Теплотекс 100-С	47,1	100	0,288	86,98
Теплотекс 100-Д	47,1	100	0,565	163,85
Теплотекс 100-Е	47,1	100	0,82	233,70
Теплотекс 150-А	102,78	150	0,55	179,85
Теплотекс 150-В	102,78	150	0,852	278,60
Теплотекс 200-А	247	200	0,524	242,09
Теплотекс 200-С	247	200	0,991	457,84
Теплотекс 200-Е	247	200	1,768	1 382,58
Теплотекс 250-С	390	250	0,991	457,84

Клапан термозапорный с фланцевым присоединением

Термозапорный клапан (КТЗ) – трубопроводная запорная арматура, обеспечивающая автоматическое перекрытие газового потока при возникновении пожара в зоне ее установки.

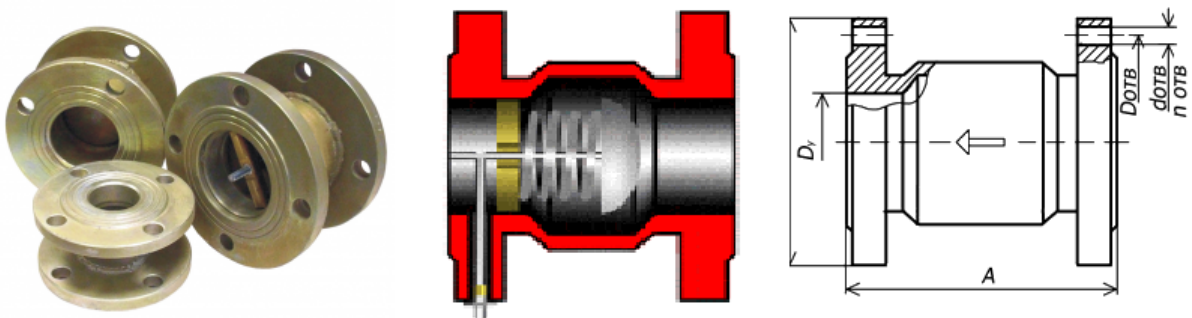
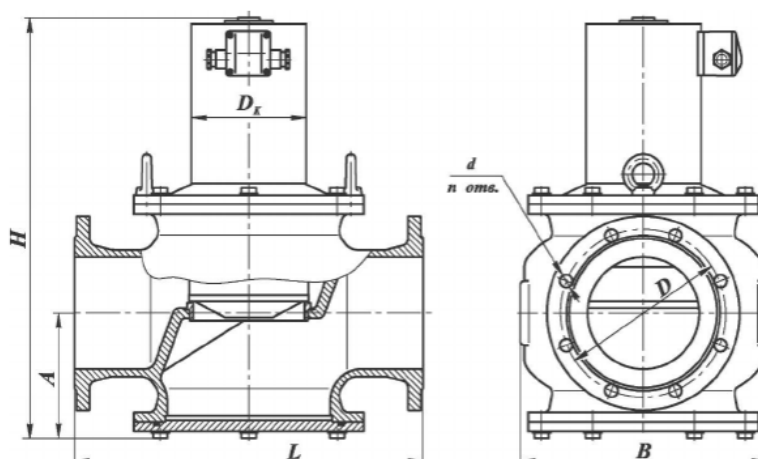


Таблица П-8

Параметры	Обозначение/Показатели								
	КТЗ 50	КТЗ 65	КТЗ 80	КТЗ 100	КТЗ 125	КТЗ 150	КТЗ 200	КТЗ 300	КТЗ 400
Присоединение	Фланцевое								
D мм	160	180	195	215	245	280	335	460	580
A мм	90	95	120	135	165	185	240	345	450
Масса, кг	6	8,5	11,2	14	19,6	23,6	38,6	90	160
Рабочее давление, кг/см ²	до 16								
Температура срабатывания	80-100 °С								
Материал корпуса клапана	Сталь 20								
КТЗ соответствует исполнению УХЛ категории 3 по ГОСТ 15150-69									
Фланец по ГОСТ 33259-2015, Тип 1, Исполнение В.									
D _{отв} мм	125	145	160	180	210	240	295	410	525
d _{отв} мм	18	18	18	18	18	22	22	26	30
n _{отв}	4	4	8	8	8	8	12	12	16

**Клапаны электромагнитные двухпозиционные фланцевые
нормально-закрытые серии ВН DN 40 – 300**



Габаритные и присоединительные размеры клапанов фланцевых DN 40 – 300

Таблица П-9

Наименование клапана	DN	Диапазон присоед. давления, МПа	Размеры, мм							Кoeffи- циент сопротив- ления	
			L	B	D _к	H	A	D	d		
ВН172Н-1 ст. фл.	40	0...0,1	210	160	65	215	75	100	14	7,0	
ВН1 ¹ /2Н-2 ст. фл.		0...0,2			80						
ВН172Н-3 ст. фл.		0...0,3									
ВШ'АН-6 ст. фл.		0...0,6			235						
ВН2Н-1 ст. фл.	50	0.0,1	240	155	65	236	87	110		7,9	
ВН2Н-2 ст. фл.		0...0,2									
ВН2Н-3 ст. фл.		0...0,3									
ВН2Н-6 ст. фл.		0...0,6			256						
ВН2 ¹ /2Н-1 ст.	65	0.0,1	270	200	80	290	94	130		8,9	
ВН2 ¹ /2Н-3 ст.		0...0,3				305					
ВН2 ¹ /2Н-6 ст.		0...0,6									
ВН3Н-1 ст.	80	0.0,1	310	230	100	338	112	150 <i>OK</i>		18	8,1
ВН3Н-3 ст.		0...0,3				343					
ВН3Н-6 ст.		0...0,6									
ВН4Н-1 ст.	100	0.0,1	350	260	80	357	12	170	9,0		
ВН4Н-3 ст.		0...0,3			100	362				1	
ВН4Н-6 ст.		0...0,6									
ВН5Н-1 ст.	125	0...0,1	400	305	100	465	165	200	10		
ВН5Н-3 ст.		0...0,3									
ВН5Н-6 ст.		0...0,6									
ВН6Н-1 ст.	150	0...0,1	470	330	155	561	168	225	18	7	
ВН6Н-3 ст.		0...0,3									
ВН6Н-6 ст.		0...0,6									
ВН8Н-1 ст.	200	0...0,1	600	430	155	720	222	280	10		
ВН8Н-3 ст.		0...0,3									
ВН8Н-6 ст.		0...0,6									
ВН10Н-1 ст.	250	0...0,1	700	550	215	855	298	350	22	10	
ВН10Н-3 ст.		0...0,3									
ВН10Н-6 ст.		0...0,6									
ВН12Н-1 ст.	300	0...0,1	850	650	215	1030	330	400	10		
ВН12Н-3 ст.		0...0,3				270					
ВН12Н-6 ст.		0...0,6				1070					

Фильтры газовые сетчатые ФС



Фильтры газовые сетчатые ФС предназначены для очистки неагрессивных углеводородных газов и воздуха от механических примесей (окалины, пыли), эрозирующих уплотнительные поверхности клапанов регуляторов давления, предохранительных запорных клапанов, запорной и другой арматуры, а также засоряющих и выводящих из строя импульсные коммуникации и приборы.

Таблица П-10

Наименование		Значения для типа или исполнения						
		ФС-25	ФС-50	ФС-50Т	ФС-80	ФС-80у	ФС-100	ФС-150
Номинальный диаметр DN, мм	Вход	25	50	50	80	80	100	150
	Выход	25	50	50	80	80	100	150
Номинальное давление PN, МПа (кгс/см ²)		1,6 (16)						
Максимальное входное давление, МПа (кгс/см ²)		1,2 (12)						
Пропускная способность при P _{вх.} =0,1 МПа, м ³ /ч, не менее		85	350	350	900	900	1400	3000
Максимальный перепад давления на фильтрующем элементе, кПа (кгс/см ²), не более		5 (0,05)						

Тип присоединения	Фланцевые по ГОСТ 33259-2015						
	Строительная длина, мм	300	300	150	550	230	550
Габаритные размеры, мм							
	- длина	300	300	283	550	371	585
	- ширина	215	215	283	335	371	460
	- высота	348	348	496	486	566	694
Масса, кг, не более	50	50	50	80	80	100	150
Конструкция корпуса сварной	сварной						
Степень очистки, мкм	80						

**Технические данные, основные параметры и размеры клапанов
предохранительных запорных КПЗ**



Клапан КПЗ предназначен для автоматического контроля и отключения подачи газа к потребителю при аварийном повышении или понижении контролируемого давления сверх допустимых заданных значений.

Таблица П-11

Наименование параметра или размера	Величина по типам или исполнениям					
	КПЗ-50-Н	КПЗ-50-В	КПЗ-80Н; КПЗ-80-НЛ	КПЗ-80-В; КПЗ-80-В-Л	КПЗ-100-Н; КПЗ-100-Н-Л	КПЗ-100-В; КПЗ-100-В-Л
1	2	3	4	5	6	7
Рабочая среда	Природный газ ГОСТ 5542 – 2014					
Максимальное рабочее давление на входе $P_{вх}$, МПа	1,2					
Диапазон настройки давления срабатывания $P_{ср}$, кПа - при понижении выходного давления - при повышении выходного давления	0,3-30 2-85	12-300 75-800	0,3-30 2-85	12-300 75-800	0,3-30 2-85	12-300 75-800
Погрешность срабатывания от заданного значения настройки, %, не более	10 (При $P_{настр.}$ до 5кПа) 5 (При $P_{настр.} \geq 5$ кПа)					
Диаметрседла, мм	50		86			
Присоединительные размеры: номинальный диаметр прохода - входного патрубка, мм - выходного патрубка, мм - соединение	DN50 DN50		DN80 DN80		DN100 DN100	
	Фланцевое, по ГОСТ 33259-2015					
Габаритно-монтажные размеры, мм, не более - длина - ширина - высота	220 280 350		350 270 395			
Строительная длина, мм	220		350			
Масса, кг, не более	8		9		15	
Средний срок службы, лет	30					
Классгерметичности	Класс А по ГОСТ 9544-2015					
Время срабатывания, с	≤ 1					

Технические характеристики РДБК1(П)-50(100)



Таблица П-12

Параметры	РДБК1-50 (25, 35)	РДБК1П-50 (25, 35)	РДБК1-100 (50, 70)	РДБК1П-100 (50, 70)
Пропускаемая среда	Природный газ по ГОСТ 5542-87			
Рабочее давление на входе, МПа, не более	1,2			
Диапазон настройки выходного давления, $P_{\text{вых}}$, МПа	1 – 60	30 – 600	1 – 60	30 – 600
Неравномерность регулирования, %	± 10			
Зона пропорциональности, % от $P_{\text{вых}}$	20			
Зона нечувствительности, % от $P_{\text{вых}}$	2,5			
Диаметр седла, мм	25, 35	25, 35	50, 70	50, 70
Габаритные размеры, мм, не более				
- строительная длина	230	230	350	350
- ширина	466	466	537	520
- высота	278	278	450	450
Масса, кг, не более	39	36	95	90

**Пропускная способность при перепаде давления 0,1 МПа по газу с
плотностью $\rho=0,72 \text{ кг/м}^3$, $\text{м}^3/\text{ч}$ не менее**

Значение $P_{\text{вых}}$, МПа	РДБК1-50-25 РДБК1П-50-25	РДБК1-50-35 РДБК1П-50-35	РДБК1-100-50 РДБК1П-100-50	РДБК1-100-70 РДБК1П-100-70
0,05	216	630	1025	2050
0,1	320	900	1408	2816
0,2	450	1360	2127	4254
0,3	546	1816	2836	5672
0,4	745	2270	4286	8571
0,5	890	2724	5743	11485
0,6	1032	3178	6700	13400
0,7	1190	3632	7657	15313
0,8	1330	4085	8614	17227
0,9	1485	4541	9570	19140
1	1630	4995	10528	21056
1,1	1785	5736	11450	22900
1,2	2133	6500	12442	24884

Счетчик газа СГ16 МТ



Счетчик предназначен для измерения (в том числе и при коммерческих операциях) объема неагрессивного, неоднородного по химическому составу, очищенного от механических примесей и осушенного природного газа по ГОСТ 5542-2014, попутного газа с парциальным давлением сероводорода не более 0,01 МПа и других неагрессивных газов (в том числе воздуха, азота) плотностью не

менее 0,67 кг/м³ при плавно меняющихся его потоках и рабочей температуре от минус 20 до плюс 50 °С. Рабочее (избыточное) давление измеряемого газа в месте установки счетчика СГ16МТ от 1200 Па до 1,2 МПа (от 0,012 до 12 кгс/см²), наибольшее допускаемое давление не более 1,6 МПа.

Таблица П-13

Условное обозначение счетчика	Расход, м ³ /ч			Д _у , мм
	Q _{max}	Q _{min} =0,05Q _{max}	Q _{min} =0,1Q _{max}	
СГ16МТ-100-40-С СГ16МТ-100-30-С	100	-	10	50
СГ16МТ-160-40-С(2) СГ16МТ-160-30-С(2)	160	8	16	80
СГ16МТ-200-40-С(2) СГ16МТ-200-30-С(2)	200	10	20	80
СГ16МТ-250-40-С(2) СГ16МТ-250-30-С(2)	250	12,5	25	80
СГ16МТ-400-40-С(2) СГ16МТ-400-30-С(2)	400	20	40	100
СГ16МТ-650-40-С(2) СГ16МТ-650-30-С(2)	650	32,5	65	
СГ16МТ-800-40-С(2) СГ16МТ-800-30-С(2)	800	40	80	150
СГ16МТ-1000-40-С(2) СГ16МТ-1000-30-С(2)	1000	50	100	150
СГ16МТ-1600-40-С(2) СГ16МТ-1600-30-С(2)	1600	80	160	200
СГ16МТ-2500-40-С(2) СГ16МТ-2500-30-С(2)	2500	125	250	200
СГ16МТ-4000-40-С(2) СГ16МТ-4000-30-С(2)	4000	200	400	200

Примечания:

1. Значения расходов в таблице установлены для воздуха плотностью 1,2 кг/м³ при температуре 20 ± 5 °С и избыточном давлении в месте установки счетчика 5000 Па.
2. Счетчики газа выпускаются с диапазоном измерения 1:10 и 1:20. При увеличении давления минимальный расход Q_{min p}, м³/ч, определяется по формуле:

$$Q_{\min p} = \frac{Q_{\min}}{\sqrt{d \cdot P \cdot 10^{-5}}},$$

где Q_{min} – значение минимального расхода при избыточном давлении измеряемого газа 5000 Па, м³/ч;

d = ρ_{газ}/ρ_{возд} – относительная плотность газа (для природного газа d = 0,65);

$\rho_{\text{газ}}, \rho_{\text{возд}}$ – плотность газа и плотность воздуха, кг/м³;

$P = P_6 + P_{\text{и}}$ – абсолютное давление газа в месте установки счетчика, Па;

$P_6, P_{\text{и}}$ – атмосферное и избыточное давление, Па;

10^{-5} – коэффициент, 1/Па.

3. Формула имеет практическое применение для избыточного давления свыше 0,2 МПа (2 кгс/см²).
4. Для приведения значений расходов, указанных в таблицах 1 и 2 или определенных по формуле, к условиям по ГОСТ 2939 – 63, необходимо произвести пересчет по формуле:

$$Q_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{р}} \cdot (P_{\text{и}} + P_6)}{P_{\text{н}}}, \text{ м}^3/\text{ч},$$

где $Q_{\text{п}}$ – значение расхода, приведенное к условиям по ГОСТ 2939 – 63, м³/ч;

$Q_{\text{р}}$ – значение расхода, взятое из таблицы или рассчитанное по формуле, м³/ч;

$P_{\text{и}}$ – избыточное давление в зоне турбинки счетчика, МПа;

P_6 – атмосферное давление, МПа;

$P_{\text{н}} = 0,101325 \text{ МПа} = 1,033 \text{ кгс/см}^2$ – нормальное давление по ГОСТ 2939 – 63.

Для приблизительных расчетов принимают $P_6 = P_{\text{н}}$.

Клапаны пружинные сбросные (ПСК)



Клапаны пружинные сбросные ПСК предназначены для защиты газовых сетей от недопустимого превышения давления путем сброса газа в атмосферу или отводящий трубопровод и прекращения сброса после восстановления рабочего давления в газовой сети.

Таблица П-14

Наименование	Значение для типа или исполнения					
	ПСК-20	ПСК-20-01	ПСК-50Н/5	ПСК-50С/20	ПСК-50С/50	ПСК-50С/125
Рабочая среда	природный газ по ГОСТ 5542-2014					
Номинальный диаметр DN	20			50		
Номинальное давление PN, МПа (кгс/см ²)	0,0045 (0,045)	0,006 (0,06)	0,005 (0,05)	0,02 (0,2)	0,05 (0,5)	0,125 (1,250)
Максимальное входное давление, кПа (кгс/см ²)	4,5 (0,046)	6 (0,06)	5 (0,05)	20 (0,2)	50 (0,5)	25 (1,275)
Диапазон настройки давления, кПа (кгс/см ²)	2,0-4,5 (0,02-0,046)	4,0-6,0 (0,04-0,06)	1,0-5,0 (0,01-0,05)	5,0-20 (0,05-0,2)	20-50 (0,2-0,5)	50-125 (0,5-1,275)
Пропускная способность KV при давлении, равном верхнему пределу настройки, м ³ /ч	120		150	200	440	1100
Присоединительные размеры, резьба внутренняя трубная ГОСТ 6357-81, дюймы	¾		2			
Строительная длина, мм	75±1		90±2			
Масса, не более, кг	1,4		6,8		7,3	

Технические характеристики газорегуляторных пунктов шкафных



ГРПШ – это газорегуляторный шкафной пункт необходимый при редуцировании высокого или среднего давления до требуемого и дальнейшего автоматического поддержания заданного выходного давления независимо от изменения входного давления, а также автоматического отключения подачи газа при аварийном повышении, либо понижении выходного давления от допустимых значений, очистки газа

Таблица П-15

Пункты	Тип регулятора	Давление газа на входе, $P_{вх}$, МПа	Диапазон настройки выходного давления, $P_{вых}$, кПа	Пропускная способность, Q_{max} , м ³ /ч (для газа плотностью $\rho = 0,73$ кг/м ³)
ГРПШ-6 (1 линия)	РДГБ-6	0,6	0,05–1,2	6
ГРПШ-10 (2 линии)	РДГК-10	0,6	1,5 — 2	15,5
ГРПШ-10 (2 линии)	РДГК-10м	0,6	1,5 — 2	80
ГРПШ-32	РДГД-20М	0,6	1,2 — 3	100
ГРПШ-04-2У1 (2 линии)	РДНК-400	0,6	2 — 5	250
ГРПШ-300 (2 линии)	РДУ-32	1,2	1,2 — 3,5	300
ГРПШ-03М-2У1	РДСК-50М	0,6	10 — 100	300
ГРПШ-13-2ВУ1	РДГ-50В	1,2	60 — 600	300
ГРПШ-05-2У1 (ГРПШ-2а-2Н, ГРПШ-400-01)	РДНК-400	0,6	2 — 5	500
ГРПШ-50-2У1 (2 линии)	РДНК-400М	0,6	2 — 5	600
ГРПШ-07-2У1	РДНК-1000	0,6	2 — 5	800
ГРПШ-07-2У1	РДНК-1000	0,6	2,0 — 5,0	900

Пункты	Тип регулятора	Давление газа на входе, $P_{вх}$, МПа	Диапазон настройки выходного давления, $P_{вых}$, кПа	Пропускная способность, Q_{max} , м ³ /ч (для газа плотностью $\rho = 0,73$ кг/м ³)
(2 линии)				
ГРПШ-02-2У1	РДНК-У	1,2	2 — 5	900
ГРПШН-А-02 (-А-02П)	РДНК-50 (50п)	1,2	2 — 3,5 3,5 — 5	900
ГРПШ-03БМ-2У1	РДСК-50БМ	1,2	270 — 300	1 100
ГРПШ-2а-02-2С	РДСК-50/400	1,2	50 — 200	1 200
ГРПШ-13-2У1 (2 линии)	РДГ-50Н	1,2	1 — 60	2150
ГСГО-МВ	РДБК1-50/35	1,2	1 — 600	5 200
ГРПШ-400	РДНК-400	0,6	2 — 5	5680
ГРПШ-13-2НВУ1	РДГ-50НВ	1,2	1,5 — 60	6 200
УГРШ-50НВ-2	РДП-50НВ	1,2	0,5 — 60	6 800
ГРПШ-15-2НВУ1	РДГ-80НВ	1,2	1,5 — 60	13 000
ГРПШ-16-2НВУ1	РДГ-150Н	1,2	1,5 — 60	27 000

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СП 89.13330.2016 Котельные установки. – Текст: электронной. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456054199>
2. Роддатис, К. Ф. Справочник по котельным установкам малой производительности [Текст] / К. Ф. Роддатис, А. Н. Полтарецкий ; под ред. К. Ф. Роддатиса.– М.: Энергоатомиздат, 1989.–488 с.
3. Гладышев, Н. Н. Справочное пособие теплоэнергетика жилищно-коммунального предприятия [Текст] / Н. Н.Гладышев, Т. Ю. Короткова, В. Д. Иванов, С. Н. Смородин, А. Н. Иванов, В. Н. Белоусов. – СПб.: ГОУВПО ВШТЭ, 2006.–505 с.
4. Порецкий, Л. Я. Справочник эксплуатационника газифицированных котельных [Текст] / Л. Я. Порецкий, Р. Р. Рыбаков, Е. Б. Столпнер и др. – 2-е изд., перераб. и доп.– Л.: Недра,1988. – 608 с.
5. Сергеев, А. В. Справочное учебное пособие для персонала котельных: Топливное хозяйство котельных [Текст] / А. В. Сергеев. – 2-е изд.. – СПб.: ДЕНАН, 2007. – 320 с.,
6. Палей, Е. Л. Нормативные требования и практические рекомендации при проектировании котельных [Текст] / Е. Л. Палей. – СПб.: Питер, 2014. – 144 с.
7. Соколов, Б. А. Устройство и эксплуатация оборудования газомазутных котельных [Текст] : учеб. пособие / Б. А. Соколов. – М.:Издательский центр «Академия», 2007. – 304 с.