СБОРНИК ДИРЕКТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ



gost.e-ecolog.ru

Утверждаю:

Заместитель начальника Главного технического управления по эксплуатации энергосистем Министерства энергетики и электрификации СССР
В. И. Горин
«2» июня 1980 г.

СБОРНИК ДИРЕКТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

(ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ)

Издание второе, переработанное и дополненное

МОСКВА ЭНЕРГОИЗДАТ 1981

ББК 31.37
С23
УДК 621.311.004

С23 **Сборник** директивных материалов по эксплуатации энергосистем: (Теплотехническая часть)/Минэнерго СССР.— 2-е изд., перераб. и доп.— М.: Энергоиздат, 1981.— 320 с., ил.

В пер.: 1 р. 30 к.

Включены все действующие директивные (обязательные) материалы, а также действующие решения, противоаварийные и эксплуатационные циркуляры Главтехуправления Минэнерго СССР. Первое издание под названием «Сборник директивных материалов (теплотехническая часть)» вышло в 1971 г. Второе издание переработано и дополнено циркулярами и решениями, изданными с 1 января 1969 г. по 1 января 1980 г.

Для инженерно-технических работников, дежурного персонала, обслуживающего производственные участки, и оперативно-ремонтного персонала энергопредприятий.

С $\frac{30302\text{-}422}{051(01)\text{-}81}$ 14-81 (Э). 2303010000

ББК 31.37
6П2.2

Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем: (Теплотехническая часть)

Редакторы: *Н. К. Демурова, А. И. Гвоздева, Н. А. Натансон*
Редактор издательства *Н. Ф. Николаева*
Технический редактор *Н. Н. Хотулева*
Корректор *Л. С. Тимохова*

ИБ № 3126 («Энергия»)

Сдано в набор 29.10.80. Подписано в печать 25.05.81. Т-02802
Формат 84 × $108^{1}/_{32}$. Бумага типографская № 2. Гарн. шрифта Таймс.
Печать высокая. Усл. печ. л. 16,8. Уч.-изд. л. 22,95.
Тираж 60 000 экз. Заказ 1596. Цена 1 р. 30 к.

Энергоиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Ордена Октябрьской Революции, ордена Трудового Красного Знамени Ленинградское производственно-техническое объединение «Печатный Двор» имени А. М. Горького Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
197136, Ленинград, П-136, Чкаловский пр., 15.

© Энергоиздат, 1981.

РАЗДЕЛ ПЕРВЫЙ

СИСТЕМАТИЗАЦИЯ ДИРЕКТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ[1]

1.1 Состав директивных материалов, включенных в Сборник

1. В настоящий Сборник включены все действующие директивные (обязательные) материалы из числа приведенных в «Сборнике директивных материалов по эксплуатации энергосистем (теплотехническая часть)» (М.: Энергия, 1971), а также все действующие решения, противоаварийные и эксплуатационные циркуляры, циркулярные письма, извещения Главтехуправления, изданные с 1/I 1969 г. по 1/I 1980 г.

2. Материалы, включенные в настоящий Сборник, частично переработаны, близкие по тематике – объединены.

В Сборник не включены: решения и циркуляры по вопросам, не имеющим общего значения, и не опубликованные в печати; директивные материалы, положения которых учтены в ПТЭ, типовых инструкциях и других документах, изданных после выхода циркуляров и решений; совместные решения Главтехуправления Минэнерго СССР и других ведомств по частным вопросам или уже реализованные.

Номера решений (Р), противоаварийных (ПЦ) и эксплуатационных (ЭЦ) циркуляров и циркулярных писем (ЦП) указаны в содержании[2].

В целях сокращения объема настоящего Сборника в отдельных случаях директивные материалы приводятся без имевшихся ранее приложений.

Для обеспечения удобства использования Сборника персоналом действующих электрических станций и подстанций условные графические и позиционные обозначения в схемах автоматики, дистанционно-

---

[1] Материалы Сборника рассмотрены и отредактированы специалистами Главного технического управления по эксплуатации энергосистем Минэнерго СССР – инженерами К. К. Бестугиной, М. Б. Грубером, М. Ф. Дашевским, В. М. Зотовым, Е. А. Зверевым, М. П. Качновой, М. М. Лизинской, А. А. Макаровым, П. Ф. Пинчуком, Р. И. Радионовой, В. Р. Сазоновым (разд. 1–6 и 8–9) и специалистами отдела по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР – инженерами Р. А. Гаджиевым, А. С. Сухаревым, А. А. Шарандиным (разд. 7).

[2] Номер решения или циркуляра расшифровывается следующим образом: например, ЭЦ № Т-4/78: ЭЦ – эксплуатационный циркуляр, Т – теплотехническая тематика, 4 – порядковый номер циркуляра, 78 – год издания.

го управления и сигнализации, содержащихся в Сборнике, оставлены такими, какими они показаны в первоисточниках (решениях и циркулярах), т. е. преднамеренно не приведены в соответствие требованиям государственных стандартов ЕСКД.

3. При необходимости определения сроков выполнения мероприятий, указанных в Сборнике, следует обратиться к первоисточникам (соответствующим решениям или циркулярам).

4. Перечни директивных материалов Сборника издания 1971 г. и решений, циркуляров, циркулярных писем, изданных с 1/I 1969 г. по 1/I 1979 г., приведены в подразделах 1.2 и 1.3 настоящего Сборника.

5. Главтехуправление предлагает всем главным инженерам энергоуправлений:

а) обеспечить наличие указанного Сборника в энергоуправлениях (РЭУ, ПЭО) и их центральных службах, на электрических станциях, в управлениях и предприятиях сетей и пр.;

б) обязать всех инженерно-технических работников, дежурный персонал, обслуживающий производственные участки, и оперативно-ремонтный персонал энергопредприятий изучить материал Сборника в объеме, соответствующем квалификации и кругу обязанностей работника;

в) проверить выполнение мероприятий, указанных в Сборнике, и при необходимости составить план и график их осуществления;

г) внести в действующие местные инструкции, руководящие указания и другие директивные материалы необходимые изменения в соответствии с указаниями настоящего Сборника;

д) сообщить в Главтехуправление замечания и предложения по Сборнику.

1.2. Перечень решений и циркуляров «Сборника директивных материалов по эксплуатации энергосистем (теплотехническая часть)» издания 1971 г. с указанием их состояния на 1/I 1979 г.

№ п/п.	Наименование (пункт «Сборника» издания 1971 г.)	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
	Топливоподача и золошлакоудаление		
1	Повышение надежности эксплуатации металлоконструкций эстакад, эксплуатируемых на открытом воздухе (1.1)	Включен в Сборник под названием «Повышение эксплуатационной надежности металлоконструкций эстакад топливоподачи», § 9.4	Переработан и объединен с ПЦ № Т-1/71
2	Соединение концов конвейерных лент вулканизацией (1.2)	Не включен в Сборник	Учтен в ПТЭ (13-е издание), ПТБ и в «Инструкции по выбору и монтажу конвейерных лент» (М.: Химия, 1971)
3	Предотвращение несчастных случаев при эксплуатации ленточных конвейеров топливоподачи (1.3)	Включен в Сборник под названием «О предотвращении несчастных случаев при эксплуатации ленточных конвейеров топливоподачи», § 7.1	Переработан с незначительными сокращениями за счет примеров. Внесены изменения в ссылки на директивные материалы
4	Предотвращение попадания в водоемы общего пользования сточных вод мазутного хозяйства тепловых электростанций (1.4)	Не включен в Сборник	Учтен в «Руководстве по проектированию, обработке и очистке производственных сточных вод ТЭС» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1976) и «Временных указаниях по обслуживанию сооружений очистки сточных вод электростанций (СЦНТИ ОРГРЭС, 1976)
5	Предотвращение случаев попадания мазута в пароводяной тракт котлов (1.5)	Включен в Сборник, § 2.5	Переработан, внесены изменения и дополнения

Продолжение

№ п/п.	Наименование (пункт «Сборника» издания 1971 г.)	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
6	Мероприятия по безопасной очистке железнодорожных цистерн после слива мазута (1.6)	Аннулируется	Учтен в ПТЭ (13-е издание) и в «Правилах техники безопасности при обслуживании топливно-транспортного оборудования электростанций» (Атомиздат, 1973)
7	Закрепление поверхностей золоотвалов электростанций (1.7)	Включен в Сборник под названием «Постоянное закрепление поверхностей золошлакоотвалов электростанций, § 2.18	Переработан, дополнен
	Пылеприготовление		
8	Повышение экономичности и надежности пылеприготовительных установок с шаровыми барабанными вентилируемыми мельницами (II.1)	Аннулируется	Учтен в ПТЭ (13-е издание) и типовых инструкциях по эксплуатации пылесистем
9	Сортамент и качество шаров для шаровых барабанных мельниц (II.2)	Не включен в Сборник	Учтен в ПТЭ (13-е издание) и типовой инструкции по эксплуатации пылесистем с шаровыми барабанными мельницами
10	Повышение экономичности и надежности работы пылеприготовительных установок с молотковыми мельницами (II.3)	Аннулируется	Учтен в ПТЭ (13-е издание) и типовой инструкции по эксплуатации пылесистем

Продолжение

№ п/п.	Наименование (пункт «Сборника» издания 1971 г.)	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
11	Предотвращение взрывов угольной пыли в бункерах пылеприготовления (II.4)	Включен в Сборник под названием «Предотвращение взрывов угольной пыли в бункерах пыли систем пылеприготовления», § 2.2	Переработан, дополнен
12	Устранение утечек масла в шаровых барабанных мельницах и разъедания маслом фундаментов мельниц (II.5)	Включен в Сборник, § 2.4	Оставлен без изменения
13	Соблюдение правил техники безопасности при ремонте пылеприготовительных установок (II.6)	Включен в Сборник под названием «Предотвращение взрывов и хлопков при открытии люков для осмотра и ремонта пылеприготовительного оборудования», § 2.3	Разработан заново
	Котельные установки		
14	Предупреждение и ликвидация загорания сажи и уноса в хвостовых поверхностях нагрева котельных агрегатов (III.1)	Включен в Сборник под названием «Предупреждение и ликвидация загорания отложений сажи и уноса в хвостовых поверхностях нагрева котельных агрегатов», § 2.7	Переработан и дополнен
15	Предотвращение взрывов и пережогов экранных труб расплавленным металлом в топках с жидким шлакоудалением (III.2)	Аннулируется	Требования циркуляра выполнены (внедрены на электростанциях и учтены заводами при изготовлении новых серийных котлоагрегатов)

Продолжение

№ п/п.	Наименование (пункт «Сборника» издания 1971 г.)	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
16	Предотвращение взрывов пыли в топках котлов (III.3)	Аннулируется	Устарел
16 а	Повреждение котла ПК-10 и меры надежного ввода в эксплуатацию вновь смонтированного оборудования (III.4)	»	»
17	Снижение присосов воздуха в топку и газоходы котлов (III.5)	Включен в Сборник, § 2.8	Переработан, расширен, приложения обновлены
18	Приспособления для индивидуальной промывки труб пароперегревателей (III.6)	Не включен в Сборник	Подлежит выпуску отдельным изданием в виде информационного письма
19	Улучшение работы пароохладителей поверхностного типа (III. 7)	Включен в Сборник, § 2.9	Переработан с учетом опыта эксплуатации нового оборудования
20	Рациональное распределение питательной воды в барабане котла (III.8)	Не включен в Сборник	Частично учтен в § 2.12 Сборника
21	Водоуказательные стекла паровых котлов (III.9)	Включен в Сборник, § 2.16	Внесены незначительные изменения
22	Периодическая продувка соленых отсеков паровых котлов (III.10)	То же под названием «Безопасный режим продувок соленых отсеков паровых котлов с естественной циркуляцией», § 2.12	Переработан, дополнен
23	Повышение надежности впрыскивающих пароохладителей котлов давлением 100 ат и выше (III.11)	Включен в Сборник под названием «Повышение надежности впрыскивающих пароохладителей котлов давлением 100 кгс/см^2 и выше», § 2.19	Внесены редакционные поправки

Продолжение

№ п/п.	Наименование (пункт «Сборника» издания 1971 г.)	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
24	Наименование и маркировка поверхностей нагрева котлов и их элементов (III.12)	Включен в Сборник, § 2.17	Внесены незначительные изменения
		Водоподготовка	
25	Организация водного режима котлов (IV.1)	Включен в Сборник под названием «Организация водного режима», § 3.1	Переработан и объединен с п. 27 настоящего Перечня и ЭЦ № Т-8/70
26	Фосфатирование котловой воды (IV.2)	Не включен в Сборник	В связи с выпуском ПО «Союзтехэнерго» и ВТИ утвержденной Главтехуправлением «Инструкции по фосфатированию котловой воды»
27	Предотвращение коррозии пароводяного тракта (IV.3)	См. п. 25 настоящего Перечня	—
28	Организация химического контроля (IV.4)	Включен в Сборник, § 3.2	Переработан, сокращен
29	Использование производственного конденсата (IV.5)	Не включен в Сборник	ВТИ им. Ф. Э. Дзержинского подготавливаются к изданию «Руководящие указания по очистке производственных конденсатов»

Продолжение

№ п/п.	Наименование (пункт «Сборника» издания 1971 г.)	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
		Паротурбинные установки	
30	Проверка состояния лопаток паровых турбин при капитальном ремонте (V.1)	Включен в Сборник под названием «Проверка состояния лопаточного аппарата паровых турбин», § 4.1	Переработан с учетом состояния диагностики повреждения лопаток
31	Улучшение работы промежуточных уплотнений турбины (V.2)	Не включен в Сборник	Учтен в инструкциях по эксплуатации и ремонту оборудования
32	Повышение надежности работы систем регулирования и маслоснабжения паровых турбин (V.3)	Не включен в Сборник	Учтен в ПТЭ, заводских инструкциях и «Руководящих указаниях по проверке систем регулирования основных типов паровых турбин» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1973)
33	Предупреждение повышения давления в камерах регулируемых отборов паровых турбин (V.4)	То же	Мероприятия циркуляра выполняются на электростанциях
34	Контроль за чистотой проточной части паровых турбин (V.5)	» »	Учтен в ПТЭ и заводских инструкциях
35	Повышение надежности работы опорных подшипников паровых турбин (V.6)	» »	Мероприятия циркуляра выполнены (внедрены на действующем оборудовании электростанций, учтены заводами для нового оборудования и отражены в требованиях ПТЭ, инструкциях по эксплуатации и ремонту)
36	Автоматические устройства для включения резервных масляных электронасосов паровых турбин (V.7)	Включен в Сборник, § 4.5	Переработан

Продолжение

№ п/п.	Наименование (пункт «Сборника» издания 1971 г.)	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
37	Допустимая перегрузка турбин ЛМЗ (V.8)	Не включен в Сборник	Указания учтены в эксплуатационных инструкциях и технических условиях на поставку турбоагрегатов
38	Уменьшение пожарной опасности от воспламенения масла на турбоустановках (V.9)	Включен в Сборник, § 4.7	Переработан и дополнен
39	Очистка оборотных систем водоснабжения тепловых электростанций с градирнями и брызгальными бассейнами (V.10)	Не включен в Сборник	Учтен в «Инструкции по эксплуатации башенных градирен на тепловых электростанциях» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1972) и «Руководящих указаниях по предотвращению минеральных и органических отложений в конденсаторах турбин и их очистке» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1975)
40	Повышение надежности работы устройств рециркуляции для питательных насосов (V.11)	Не включен в Сборник	Мероприятия циркуляра выполнены (внедрены на большинстве электростанций с оборудованием на 9—13 МПа (90—130 кгс/см²) и учтены заводами — изготовителями насосов и проектными организациями)
41	Предотвращение аварий из-за нарушения плотности в трубной системе подогревателей высокого давления (V.12)	Включен в Сборник под названием «Обеспечение надежности эксплуатации подогревателей высокого давления», § 4.4	Переработан и дополнен с учетом требований ПЦ № Т-2/71 и ПЦ № Т-2/73

Продолжение

№ п/п.	Наименование (пункт «Сборника» издания 1971 г.)	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
42	Ликвидация байпасов стопорных клапанов (V.13)	Не включен в Сборник	Указания циркуляра внедрены на большинстве электростанций, где установлены турбоагрегаты Пльзеньского завода ЧССР (типа АК и АП) и турбины других типов, имеющие обводы стопорных клапанов
43	Повышение гидравлической плотности конденсаторов паровых турбин (V.14)	Аннулируется	Мероприятия циркуляра оказались неэффективными
44	Использование тепла постоянной продувки коллектора предохранительных клапанов холодных ниток промежуточного перегрева турбоустановки К-160-130 ХТГЗ (V.15)	Не включен в Сборник	Мероприятия циркуляра выполнены на большинстве электростанций, оборудованных турбоагрегатами К-160-130 ХТГЗ выпуска до 1967 г.
	Трубопроводы и арматура		
45	Окраска и надписи на трубопроводах и коробах тепловых электростанций (VI.1)	Не включен в Сборник	Включен в «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» («Недра», 1970)
46	Повышение надежности паропроводов и трубопроводов пароводяной смеси давлением 20—33 ат (VI.2)	Аннулируется	Мероприятия циркуляра внедрены

Продолжение

№ п/п.	Наименование (пункт «Сборника» издания 1971 г.)	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
47	Предотвращение случаев установки на паропроводах высокого давления деталей из марок стали, не соответствующих проекту (VI.3)	Включен в Сборник, § 5.1	Переработан
48	Осмотр регулирующих питательных клапанов шиберного типа Венюковского арматурного завода (VI.4)	Аннулируется	Устарел. Учтен ЧЗЭМ – Чеховским заводом энергетического машиностроения (б. Венюковский арматурный завод). На большинстве электростанций установлены новые регулирующие питательные клапаны, в которых проблема износа ходовой втулки решена
49	Предупреждение разрушений сварных соединений главных паропроводов энергетических блоков 300 МВт (VI.5)	Не включен в Сборник	Учтен в «Временных руководящих указаниях по объему и порядку проведения входного контроля металла энергооборудования с давлением 140 кгс/см^2 и выше до ввода его в эксплуатацию» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1969) и «Инструкции по наблюдению и контролю за металлом трубопроводов и котлов» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1970)
50	Предотвращение аварий трубопроводов низкого давления блочных установок (VI.6)	Включен в Сборник, § 8.2	Внесены незначительные изменения

Продолжение

№ п/п.	Наименование (пункт «Сборника» издания 1971 г.)	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
51	Повышение качества работы импульсно-предохранительных устройств котлов с параметрами пара 140 ат, 570 °С (VI.7)	То же § 5.8	Переработан, значительно расширен. Учтены требования «Инструкции по проверке импульсно-предохранительных устройств котлов с давлением пара выше 39 кг/см² » и ЦП № 2/78 (СЦНТИ ОРГРЭС, 1970)
52	Повреждения присоединительных патрубков главных предохранительных клапанов котлоагрегатов, оборудованных импульсными предохранительными устройствами на параметры пара 100 ат, 540 °С и 140 ат, 570 °С (VI.8)	» » § 5.7	Пересмотрен. Внесены незначительные изменения
53	Предотвращение прогибов коллекторов промежуточных пароперегревателей (VI.9)	Не включен в Сборник	Учтен в «Инструкции по наблюдению и контролю за металлом трубопроводов и котлов» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1970) и Извещении к ней от 1/X 1976 г.
54	Повышение надежности сварных соединений донышек коллекторов паровых котлов, рассчитанных на давление 100 ат и выше (VI.10)	То же	Мероприятия циркуляра выполнены и реализованы в типовых решениях

Продолжение

№ п/п.	Наименование (пункт «Сборника» издания 1971 г.)	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
		Автоматика и измерения	
55	Испытание автоматических регуляторов питания котла с естественной циркуляцией на сброс нагрузки (VII.1)	Включен в Сборник под названием «Испытание автоматических регуляторов питания котла с естественной циркуляцией», § 6.3	Переработан, объединен с ЭЦ № Т-4/70
56	Внедрение и освоение автоматических магнитных газоанализаторов на кислород (VII.2)	Аннулируется	Устарел; указания потеряли актуальность
57	Улучшение эксплуатации стационарной виброизмерительной аппаратуры 1ВА (VII.3)	Не включен в Сборник	Готовятся к выпуску новые стандарты на измерение вибрации подшипниковых опор аппаратурой ТКВ-1
		Техника безопасности	
58	Обеспечение безопасности при вскрытии барабанов с карбидом кальция (VIII.1)	Аннулируется	Выпущены «Правила пользования инструментом и приспособлениями, применяемыми при ремонте и монтаже энергетического оборудования» («Энергия,» 1973), в которых изложены требования к безопасности при вскрытии барабанов (пп. 26 – 50)

Продолжение

№ п/п.	Наименование (пункт «Сборника» издания 1971 г.)	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
59	Меры предосторожности при работе с огнеопасными, взрывоопасными и вредными веществами (VIII.2)	Включен в Сборник под названием «О мерах предосторожности при работе с огнеопасными, взрывоопасными и вредными веществами», § 7.2	Пересмотрен, дополнены приложения № 1 и 2
60	Предотвращение несчастных случаев при работе с дихлорэтаном и другими ядохимикатами (VIII.3)	Аннулируется	Требования безопасности при работе с ядохимикатами изложены в «Правилах техники безопасности при обслуживании оборудования химических цехов электростанций и сетей» (Атомиздат, 1973)
61	Предупреждение нарушения «Правил противопожарной безопасности на электростанциях» (VIII.4)	»	Все требования противопожарной безопасности предусмотрены в «Правилах пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах народного хозяйства» (Приложение к Приказу Минэнерго СССР № 371 от 21 декабря 1973 г.)
62	Распространение на электростанции и энергосистемы правил техники безопасности, утвержденных Президиумом ЦК профсоюза рабочих машиностроения (VIII.5)	Не включен в Сборник	Материалы по ПТБ изложены в «Перечне правил, норм, инструкций и других директивных материалов по вопросам техники безопасности и промышленной санитарии, действие которых распространяется на эксплуатационные предприятия и организации Министерства энергетики и электрификации СССР»

Продолжение

№ п/п.	Наименование (пункт «Сборника» издания 1971 г.)	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
63	Внесение дополнения в «Правила техники безопасности» при обслуживании теплосилового оборудования электростанций» (VIII.6)	Не включен в Сборник	Учтен в «Правилах техники безопасности при эксплуатации теплосилового оборудования электростанций» (Атомиздат, 1972)
64	Травматизм в результате разрыва резервуаров и находящихся под давлением баков и воздухосборников (VIII.7)	Включен в Сборник под названием «О травматизме в результате разрыва резервуаров и находящихся под давлением баков и воздухосборников», § 7.3	Переработан, сокращен за счет примеров и исключения приложений № 1 и 2
65	Предотвращение несчастных случаев при производстве лакокрасочных работ внутри резервуаров (VIII.8)	Не включен в Сборник	Учтен в «Правилах техники безопасности при эксплуатации теплосилового оборудования электростанций» (Атомиздат, 1972) (пп. 2—7)
66	Внесение изменений в «Правила техники безопасности при обслуживании оборудования топливно-транспортных цехов и топливоподачи электростанций» и «Правила техники безопасности при производстве маневровой работы и обслуживании поездов» (VIII.9)	Аннулируется	Учтено в «Правилах техники безопасности при обслуживании оборудования топливно-транспортных цехов и топливоподачи электростанций» (Атомиздат, 1973) и «Инструкции по движению поездов и маневровой работы на железных дорогах СССР» («Транспорт», 1971)
67	Предотвращение несчастных случаев при эксплуатации теплообменников (VIII.10)	»	Госгортехнадзором выпущены «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» («Металлургия», 1975)

Продолжение

№ п/п.	Наименование (пункт «Сборника» издания 1971 г.)	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
	Технико-экономические показатели тепловых электростанций		
68	Уточнение технической отчетности тепловых электростанций (IX.1)	Не включен в Сборник	В связи с переработкой «Инструкции по составлению технического отчета о тепловой экономичности работы электростанций» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1971), выпуск которой планируется одновременно с выпуском настоящего Сборника
69	Определение технико-экономических показателей тепловых электростанций (IX.2)	То же	В связи с переработкой методических указаний по нормированию удельных расходов топлива
	Дополнительно включенный циркуляр		
70	Предотвращение обрушения железобетонных оболочек градирен в процессе эксплуатации (X.1)	Включен в Сборник под названием «Предотвращение обрушения железобетонных оболочек градирен», § 9.1	Переработан, дополнен
	*Из Сборника директивных материалов издания 1963 г.**		
71	О предупреждении хрупких разрушений на котлах высокого давления (17)	Включены в Сборник под названием «Предупреждение повреждений	Объединяются. Переработаны, дана новая редакция, внесены изменения и дополнения по результатам исследований и разработок

Продолжение

№ п/п.	Наименование (пункт «Сборника» издания 1971 г.)	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
72	О дефектах цельнокованых барабанов котлов высокого давления и контроля за их состоянием (18)	барабанов котлов высокого давления», § 2.10	последних лет (1970—1976 гг.) с учетом требований ПЦ № Т-5/64 и Т-1/65
73	О предупреждении расстройств вальцовочных соединений на котлах высокого давления (21)		
74	О предупреждении повреждений клепаных барабанов (19)	Включены в Сборник под названием «Предупреждение повреждений клепаных барабанов и барабанов, сильно ослабленных очками для завальцовки труб», § 2.11	Объединяются. Переработаны с сокращениями, внесены незначительные изменения
75	О предупреждении аварий и неполадок из-за появления кольцевых трещин в развальцованных концах труб паровых котлов (20)		

* В Сборник издания 1971 г. циркуляры (пп. 71—75), касающиеся эксплуатации барабанов котлов с естественной циркуляцией, не были включены, так как предполагалось издание отдельного Сборника.

1.3. Перечень решений, циркуляров и циркулярных писем, изданных с 1/I 1969 г. по 1/I 1980 г. с указанием их состояния на 1/I 1979 г.

№ п/п.	Наименование	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
	Топливоподача, пылеприготовление, котельные установки и шлакозолоудаление		
1	О предотвращении взрывов торфяной пыли в бункерах торфа и на бункерной галерее топливоподачи (ПЦ № Т-1/75)	Включен в Сборник, § 2.1	Внесены незначительные изменения
2	О применении на электростанциях взамен мазута других видов жидкого топлива (ЭЦ № Т-3/69)	То же § 2.6	То же
3	О модернизации уплотнений регенеративных вращающихся воздухоподогревателей котлов ПК-47, ПК-33, П-50, ПК-41, ПК-39, а также ТПП-110, ТПП-210 (ЭЦ № Т-2/74)	Включен в Сборник, § 2.7	Переработан. Объединяется с п. 14 Перечня 1.2
4	О предотвращении аварий в результате недопустимого повышения давления пара в тракте промперегрева энергоблоков (ЭЦ № Т-4/74)	То же § 8.1	Внесены редакционные поправки
5	Об изменении пунктов 11—13 раздела III.1 «Сборника директивных материалов по эксплуатации энергосистем (теплотехническая часть)»	» » § 2.7	Использован при переработке п. 2.7

Продолжение

№ п/п.	Наименование	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
6	Временные нормы годового расхода дроби для очистки конвективных поверхностей нагрева котлов при сжигании мазута и твердого топлива (утвержден Главным инженером Главтехуправления 5/IX 1974 г.)	Включены в Сборник, § 2.15	Оставлены без изменения
7	Рекомендации по предупреждению термоусталостных повреждений толстостенных элементов пароперегревателей и паропроводов при остановах котлов в резерв (письмо Главтехуправления 18/VII 1977 г.)	То же, § 2.13	Внесены редакционные поправки
8	О предупреждении повреждений барабанов котлов высокого давления (ПЦ № Т-5/64)	Включены в Сборник под названием «Предупреждения повреждений барабанов котлов высокого давления», § 2.10	Переработаны. Объединяются с пп. 73—75 Перечня 1.2
9	О повреждении барабанов котлов ТП-82, БКЗ-210-140, изготовленных из стали 16 ГНМ (ПЦ № Т-1/65)		
10	Дробеструйные установки для очистки поверхностей нагрева котлов (Извещение № 2-78)	Включено в Сборник, § 2.14	Незначительно переработано
	Водный режим и водоподготовка		
11	О сокращении расхода конденсата, используемого на собственные нужды	Включен в Сборник, § 3.1	Переработан. Объединяется с п. 25 Перечня 1.2

Продолжение

№ п/п.	Наименование	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
	установок для очистки конденсата турбин энергоблоков (ЭЦ № Т-8/70)		
12	О повышении экономичности работы водоподготовительных установок электростанций (ЭЦ № Т-1/76)	Включен в Сборник, § 3.4	Незначительно переработан
13	О порядке определения pH в пределах от 8,0 до 10,0 питательной воды прямоточных котлов сверхкритического давления (СКД) лабораторными pH-метрами (ЭЦ № Т-1/77)	То же § 3.3	То же
	Паротурбинные установки и системы централизованного теплоснабжения		
14	О предотвращении повышения давления в трубной системе подогревателей высокого давления от разогрева замкнутого водяного объема (ПЦ № Т-2/71)	Включены в Сборник под названием «Обеспечение надежности эксплуатации подогревателей высокого давления», § 4.4	Переработаны. Объединены
15	О предупреждении аварий подогревателей высокого давления ТКЗ типа ПВ из-за разрушения трубной системы (ПЦ № Т-2/73)		
16	Повышение надежности корпусов ЦВД турбин К-200-130 ЛМЗ (ЭЦ № Т-1/70)	Не включен в Сборник	Основные положения циркуляра учтены в заводской инструкции

Продолжение

№ п/п.	Наименование	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
17	О предотвращении повреждений клапанов групповой защиты подогревателей высокого давления ПВ-800/380 и ПВ-450/380, установленных на энергоблоках с закритическими параметрами пара (ПЦ № Т-1/70)	Аннулируется	Утратил актуальность. Мероприятия циркуляра выполнены на действующем и вновь выпускаемом оборудовании
18	Наладка и обслуживание системы обратных клапанов регенеративных отборов паровых турбин (ЭЦ № Т-5/69)	Не включен в Сборник	Должен быть переработан в руководящие указания с дополнением рекомендаций по наладке обратных клапанов с мембранным приводом
19	О поддержании необходимой воздушной плотности вакуумных систем турбин К-300-240 (ЭЦ № Т-6/71)	То же	Содержит рекомендации только по турбине К-300-240 ЛМЗ, которые выполнены повсеместно
20	О мероприятиях по предотвращению загрязнения конденсата кислородом в схеме турбоустановки на участке конденсатор – деаэратор (ЭЦ № Т-3/71)	Включен в Сборник под названием «Предотвращение заражения конденсата кислородом в схеме турбоустановки на участке конденсатор – деаэратор», § 4.8	Переработан
21	О рациональном использовании встроенных пучков конденсаторов турбин Т-50-130 и Т-100-130 ТМЗ (ЭЦ № Т-2/72)	Не включен в Сборник	Носит информационный характер. Порядок рационального использования трубного пучка отражен в инструкции завода по эксплуатации

Продолжение

№ п/п.	Наименование	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
22	О предотвращении разгона роторов паровых турбин вследствие зависания стопорных и регулирующих клапанов ЧВД и ЧСД из-за уменьшения зазоров между штоками и их втулками (ПЦ № Т-2/72)	То же	Требования циркуляра учтены в ПТЭ (13-е издание), в заводских инструкциях и ремонтной документации
23	Об эксплуатации турбинного масла Ткп-22 с композицией присадок, выпускаемого Ферганским нефтеперерабатывающим заводом по ТУ-38-1-01-100-71 (ЭЦ № Т-5/71)	Аннулируется	Выпущена «Временная инструкция по эксплуатации турбинного масла Ткп-22 с композицией присадок» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1975)
24	Об эксплуатации турбинного масла ТСкп-30 с композицией присадок, выпускаемого Новогорьковским нефтеперерабатывающим заводом по ТУ-38-1-01-195-72 (ЭЦ № Т-1/73)	Включен в Сборник, § 4.12	Переработан
25	О предупреждении повреждений всасывающих коллекторов питательных насосов на энергоблоках 300 МВт (циркулярное письмо № 3, 1974 г.)	Включено в Сборник под названием «Предупреждение повреждений всасывающих коллекторов питательных насосов на энергоблоках с турбинами К-300-240 и Т-250/300-240, § 4.3	Переработан с учетом ЦП № 1/76—1976 г.
26	О предотвращении выталкивания маслом золотника сервомотора стопорного клапана (ПЦ № Т-4/75)	Включен в Сборник под тем же названием, § 4.6	Внесены редакционные поправки

Продолжение

№ п/п.	Наименование	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
27	Снижение скорости остывания блоков клапанов парораспределения турбин К-300-240 ХТГЗ (ЭЦ № Т-1/75)	Аннулируется	Требования циркуляра выполнены
28	О порядке установки сосудов, работающих под давлением, в производственных помещениях электростанций (решение № Т-1/75)	Не включено в Сборник	Должно быть отражено в нормах технологического проектирования
29	О предупреждении повреждений аккумуляторных баков деаэраторов повышенного давления (ПЦ № Т-4/69)	Аннулируется	Требования циркуляра выполнены
30	Об устранении недопустимых поворотов опоры подшипника № 2 турбин типа К-300-240 ХТГЗ (ЭЦ № Т-2/78)	Включен в Сборник, § 4.10	Внесены редакционные поправки
31	Об эксплуатации турбин К-50-90, К-100-90, ПТ-60-90/13 со сниженной до 515 °С температурой свежего пара перед турбиной (Извещение № 1-78)	Включено в Сборник, § 4.11	Внесены редакционные поправки
32	О повышении надежности работы тепловых сетей (ПЦ № Т-3/70)	Включены в Сборник под названием «Повышение надежности систем теплоснабжения», § 4.9	Переработаны и объединены
33	Дополнение к ПЦ № Т-30/70 «О повышении надежности работы тепловых сетей», 1971 г.		
34	О предотвращении аварий с металлическими баками-аккумуляторами (ПЦ № Т-1/74)		

Продолжение

№ п/п.	Наименование	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
		Трубопроводы и арматура	
35	О предотвращении аварий паропроводов из стали 12Х1МФ из-за повышенной ползучести (ПЦ № Т-3/69)	Аннулируется	Устарел (трубы с повышенной остаточной деформацией заменены)
36	О методическом руководстве ВТИ и ОРГРЭС лабораториями и службами металлов и сварки (Решение № Т-1/71)	Включено в Сборник под названием «О методическом руководстве ВТИ и Союзтехэнерго лабораториями и службами металлов и сварки», § 5.3	Переработано
37	Наблюдение за контрольными участками паропроводов (ЭЦ № Т-4/73)	Включены в Сборник под названием «Предотвращение случаев установки на паропроводах высокого давления деталей из марок стали, не соответствующих проекту», § 5.1	Переработаны, объединяются с п. 47 Перечня 1.2
38	Оформление и ведение технической документации на главные паропроводы тепловых электростанций с параметрами пара 100 ата, 510 °С и выше (ЭЦ № Т-1/71)		
39	По вопросу снижения температуры перегретого пара энергоустановок (ЭЦ № Т-4/71 и приложение к нему). «Решения по вопросу о реализации уточненных характеристик прочности котельных и пароводяных труб»	Не включены в Сборник	Мероприятия циркуляра выполнены. Перевод энергоустановок на сниженные параметры осуществлен с 1 апреля 1971 г. Значения пределов текучести и длительной прочности металла труб при высоких температурах включены в ОСТ 108.031.02—75

Продолжение

№ п/п.	Наименование	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
40	О предупреждении образования трещин на паропроводах вследствие попадания в них конденсата из дренажных и импульсных линий и отводов на предохранительные клапаны (ПЦ № Т-2/70)	Включен в Сборник под тем же названием, § 5.2	Переработан
41	О повышении надежности работы подвесок паропроводов (ЭЦ № Т-1/69 и Извещение № 2 к нему)	Не включены в Сборник	Рекомендации циркуляра включены во «Временные руководящие указания по объему и порядку проведения входного контроля металла энергооборудования с давлением 140 ата и выше до ввода его в эксплуатацию» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1969), в «Инструкцию по наблюдению и контролю за металлом трубопроводов и котлов» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1970) и «Инструкцию по монтажу трубопроводов пара и воды на тепловых электростанциях» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1976)
42	О предупреждении повреждений сварных соединений тройников и тройниковых соединений горячих магистралей системы промперегрева энергоблоков 300 МВт (ЭЦ № Т-5/70)	Не включен в Сборник	Рекомендации циркуляра включены во «Временные руководящие указания по объему и порядку проведения входного контроля металла энергооборудования с давлением 140 ат и выше до ввода

Продолжение

№ п/п.	Наименование	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
			его в эксплуатацию» (БТИ ОРГРЭС, 1969) и содержатся в «Инструкции по наблюдению и контролю за металлом трубопроводов и котлов», (СЦНТИ ОРГРЭС, 1970)
43	О предупреждении повреждений трубопроводов и камер прямоточных котлов блоков 150, 200 и 300 МВт (ЭЦ № Т-1/74)	Не включен в Сборник	Мероприятия циркуляра выполнены в 1974–1975 гг.
44	Решение по повышению надежности гибов необогреваемых котельных труб и паропроводов на рабочее давление 100 и 140 кгс/см² (от 27 марта 1973 г.)	Включены в Сборник под названием «О повышении надежности гибов необогреваемых труб котлов и паропроводов», § 5.4	Переработаны. Объединены
45	Извещение № 3 О порядке контроля и замены гибов необогреваемых труб котлов и паропроводов в соответствии с «Решением по повышению надежности гибов необогреваемых котельных труб и паропроводов на рабочее давление 100 и 140 кгс/см²» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1973)		
46	Решение межведомственной комиссии Минэнерго СССР и Минэнергомаша по разработке меро-		

Продолжение

№ п/п.	Наименование	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
	приятий для обеспечения эксплуатационной надежности гибов паропроводных и котельных труб энергоустановок (от 22/VII 1977 г.)		
47	О предотвращении аварийных разрушений гибов станционных паропроводов на параметры 100 кг/см², 540 °С (Приказ Минэнерго СССР от 16/VIII 1977 г. № 137)		
48	О повышении надежности гибов необогреваемых труб котлов и паропроводов (ПЦ № Т-3/77 от 20/XII 1977 г.)		
49	Об улучшении порядка хранения, качества ревизии и монтажа пароводяной арматуры (ЭЦ № Т-4/69)	Включен в Сборник, § 5.5	Переработан (исключены приложения)
50	О повышении пропускной способности предохранительных клапанов до 240 т/ч (ЭЦ № Т-2/70)	Аннулируется	Устарел, потерял актуальность в связи с тем, что завод в течение длительного времени выпускает клапаны с пропускной способностью 240 т/ч
51	О предотвращении повреждений главных предохранительных клапанов импульсно-предохранительных устройств на котлах с параметрами пара 140 кгс/см² и 570 °С (ЭЦ № Т-7/70)	»	Устарел, потерял актуальность, так как завод длительное время выпускает клапаны новой конструкции

Продолжение

№ п/п.	Наименование	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
52	О замене группы дроссельных клапанов одним клапаном на линии подвода среды к встроенным сепараторам на блоках 300 МВт (ЭЦ № Т-9/70)	Аннулируется	То же
53	О повышении качества работы мембранных исполнительных клапанов типа МИК на электростанциях (ЭЦ № Т-2/71)	Не включен в Сборник	Потерял актуальность, разработана более совершенная технология восстановления клапанов МИК «Южэнергоремонтом»
54	Об установке быстродействующих отсечных клапанов на газопроводах электростанций (ЭЦ № Т-1/72)	Включен в Сборник, § 5.6	Внесены изменения: текстовая часть приложения частично включена в основной текст, а рабочие чертежи деталей аннулированы
55	О предотвращении разрывов питательных трубопроводов из-за эрозионного износа (ПЦ № Т-4/72)	Аннулируется	Выпущен новый ПЦ № Т-2/77
56	О технологии исправления дефектов в литых корпусных деталях турбин и пароводяной арматуры методом заварки без термической обработки с применением электродов ЦТ-36 (ДУ № 50-3/2)	»	В связи с выходом РТМ. 108. 020. 05.—75 «Исправление дефектов в литых корпусных деталях турбин и паровой арматуры методом заварки без термической обработки»
57	О предотвращении разрывов трубопроводов барабанных котлов, оснащенных на узле питания шиберными клапанами (ПЦ № Т-2/77)	Включен в Сборник, § 5.9	Оставлен без изменения

Продолжение

№ п/п.	Наименование	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
58	О предупреждении повреждений штампосварных колен паропроводов горячего промперегрева блоков 300 МВт и выше (ПЦ № Т-2/79)	Включен в Сборник, § 5.9	Оставлен без изменения
	Автоматика и измерения		
59	О повышении надежности технологической защиты, действующей при останове обоих котлов (корпусов двухкорпусных котлов) блоков мощностью 150, 200 и 300 МВт (ЭЦ № Т-2/69)	Аннулируется	Мероприятия внедрены
60	Проведение испытаний регуляторов питания барабанных котлов блочных установок (ЭЦ № Т-4/70)	Включен в Сборник под названием «Испытание автоматических регуляторов питания котла с естественной циркуляцией», § 6.3	Переработан с учетом п. 55 Перечня 1.2
61	О повышении степени использования информационно-вычислительных машин (ЭЦ № Т-3/73)	Аннулируется	Мероприятия выполнены
62	О проверке котловых манометров котлоагрегатов, работающих с давлением 100 кгс/см^2 и выше (ЭЦ № Т-2/73)	Включен в Сборник, § 6.2	Переработан. Внесены уточнения в связи с переработкой Правил Госгортехнадзора

Продолжение

№ п/п.	Наименование	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
63	Об области применения директивных документов (Решение № Т-1/73)	Не включено в Сборник	Частично учтено в § 21.2 ПТЭ (13-е издание) и должно быть учтено в новой редакции руководящих указаний по объему оснащения ТЭС КИП, автоматикой, защитой и т. д., которые в настоящее время пересматриваются
64	О предотвращении и ограничении развития системных аварий путем автоматической мобилизации резервов мощности на блочных тепловых электростанциях (ПЦ № Э-3/75 и ПЦ № Т-2/75)	Включены в Сборник в переработанном виде под названием «Предотвращение и ограничение развития системных аварий путем автоматического изменения мощности блочных тепловых электростанций», § 6.1	Объединены противоаварийные циркуляры: № Э-3/75 и Т-2/75; № Э-6/75 и Т-3/75 и разъяснение к этим циркулярам от 1/XII 1976 г.
65	О режиме работы регуляторов давления свежего пара «до себя» на энергоблоках (ПЦ № Э-6/75 и ПЦ № Т-3/75)		
66	О реализации указаний противоаварийных циркуляров № Э-3/75 и № Т-2/75 «О предотвращении и ограничении развития системных аварий путем автоматической мобилизации резервов мощности на блочных тепловых электростанциях» и № Э-6/75 и № Т-3/75	То же	Объединен с ПЦ № Э-3/75 и Т-2/75; № Э-6/75 и Т-3/75 и «Разъяснением» к этим циркулярам от 1/XII 1976 г.

Продолжение

№ п/п.	Наименование	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
	«О режиме работы регуляторов давления свежего пара «до себя» на энергоблоках» (Разъяснение от 1/XII 1976 г.)		
67	О работе системы сигнализации отклонений технологических параметров на энергоблоках, реализованной на информационно-вычислительной машине ИВ-500 (ЭЦ № Т-2/76)	Включен в Сборник под названием «Об улучшении работы системы сигнализации отклонений технологических параметров на энергоблоках, реализованной на информационно-вычислительной машине ИВ-500», § 6.4	Оставлен без изменения
68	О типовом технологическом алгоритме расчета технико-экономических показателей в АСУ ТП конденсационными энергоблоками мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт (ЭЦ № Т-1/78)	Включен в Сборник, § 6.5	Оставлен без изменения
	Техника безопасности		
69	О предупреждении несчастных случаев при работах на резервуарах химических цехов (ЦП ЦТБ-1/74 от 19/IV 1974 г.)	Включено в Сборник, § 7.4	Сокращено за счет примеров

Продолжение

№ п/п.	Наименование	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
70	О несчастных случаях, происшедших при обслуживании и ремонтах резервуаров для горючих веществ (ЦП № 44-25/4 от 16/VI 1969 г.)	То же § 7.5	То же
71	О случаях травматизма при обрушении откосов траншей и котлованов (ЦП № ПТБ-5/73 от 25/X 1973 г.)	» » § 7.6	Оставлено без изменения
72	О предупреждении несчастных случаев при эксплуатации подземных трубопроводов коммунальных и промышленных сетей (ЦП № ПТБ-3/72 от 25/IX 1972 г.)	Включено в Сборник, § 7.7	Оставлено без изменения
73	О порядке применения нарядной системы на ремонтах энергетического оборудования (разъяснение ОТБ Минэнерго СССР № 15—25 от 19/X—1973 г.)	То же § 7.8	То же
74	О дополнении п. 2-5-8 «Правил техники безопасности при эксплуатации теплосилового оборудования электростанций» (Р № ТБ-2/73 от 15/VI 1973 г.)	» » § 7.9	» »

Продолжение

№ п/п.	Наименование	Состояние на 1/I 1979 г	Примечание
75	Об изменении редакции пунктов 5-0-3 и 5-0-4 «Правил техники безопасности при эксплуатации теплосилового оборудования электростанций» (Р № ТБ-2/74 от 9/VII 1974 г.)	Включено в Сборник, § 7.10	Оставлено без изменения
76	Об использовании кинофильмов по технике безопасности при обучении персонала (ЦП № 44—25/1 от 3/IV 1969 г.)	Включены в Сборник под названием «Об использовании кинофильмов по технике безопасности при обучении персонала», § 7.11	Объединены. Дополнены списком фильмов, выпущенных после 1971 г.
77	Дополнение к циркулярному письму № 44—25/1 (ЦП № ЦТБ-1Н от 1/IV 1971 г.)		
78	Дополнение к циркулярным письмам 44—25/1 и № ЦТБ-1/н (письмо ОТБ Минэнерго СССР № 15—5 от 6/IX 1974 г.)		
79	О порядке проверки знаний персоналом ПТЭ, ПТБ и производственных инструкций с применением технических средств обучения (ЭЦ № Н-1/69)	Не включен в сборник	Изложен в «Руководящих указаниях по организации работы с персоналом на электростанциях, в электрических и тепловых сетях» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1971)
80	О предупреждении несчастных случаев при производстве работы на циркульной пиле (ЦП 44—25/2 от 4/IV 1969 г.)	Включено в Сборник, п. 7.12	Сокращено за счет примеров

Продолжение

№ п/п.	Наименование	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
81	О предупреждении несчастных случаев при производстве работ на циркульных пилах (ЦП № ЦТБ-6/73 от 29/XI 1973 г.)	То же § 7.13	То же
82	О внесении изменений в главу III «Руководящих указаний по организации работы с персоналом на электростанциях, в электрических и тепловых сетях» (Р № ТБ-1/74 от 3/VI 1974 г.)	» » § 7.14	Оставлено без изменений
83	О мерах безопасности при работе с жидким техническим азотом (ЦП № ЦТБ-2/74 от 4/VI 1974 г.)	Включено в Сборник, § 7.15	Оставлено без изменений
84	О предупреждении возможности отравления химическими веществами (ЦП № ЦТБ-5/74 от 8/VIII 1974 г.)	То же § 7.16	Сокращено за счет примеров
85	О повышении безопасности ремонтных работ на арматуре трубопроводов пара и горячей воды (ЦП № ЦТБ-6/74 от 8/VIII 1974 г.)	» » § 7.17	То же
86	О случаях производственного травматизма при сцепке и буксировке транспортных средств (ЦП № ЦТБ-7/74 от 19/VIII 1974 г.)	» » § 7.18	» »
87	Об унификации формы наряда, применяемого для производства работ в теплосиловых, топливно-транспорт-	Включено в Сборник, § 7.19	Оставлено без изменения

Продолжение

№ п/п.	Наименование	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
	ных, ТАИ и химических цехах, а также на гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях электростанций (Р 4/74 от 28/X 1974 г.)		
88	О групповом несчастном случае на строительстве Белоярской АЭС (Р № ТБ-4/75 от 23/VI 1975 г.)	То же § 7.20	Сокращено за счет примеров
89	Об изменении п. 8-2-10 «Правил техники безопасности при обслуживании устройств тепловой автоматики, теплотехнических измерений и защит»	» » § 7.21	Оставлено без изменения
90	Об исключении подразделов 10, 11, 12 раздела IV и изменении редакции пункта 7—12 «Правил техники безопасности при обслуживании устройств тепловой автоматики, теплотехнических измерений и защит» (Р № ТБ-3/75 от 29/IV 1975 г.)	» » § 7.22	То же
91	Об изменении отдельных требований «Правил безопасности при производстве водорода методом электролиза воды» (Решение Комитета Госгортехнадзора, протокол № 34 от 9/X 1973 г.)	Не включено в Сборник	Утратило силу в связи с выходом третьего издания указанных «Правил» (Металлургия, 1974)

Продолжение

№ п/п.	Наименование	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
92	О предупреждении несчастных случаев при строительстве и эксплуатации лесов и подмостей (ЦП № ЦТБ-4/75 от 8/IX 1975 г.)	Включено в Сборник, § 7.23	Сокращено за счет примеров
93	О предупреждении несчастных случаев и аварий при эксплуатации грузоподъемных кранов (ЦП № ЦТБ-5/75 от 5/I 1976 г.)	То же § 7.24	То же
94	О порядке проверки знаний правил пожарной безопасности (Информация № 1/76 Управления военизированной охраны и гражданской обороны предприятий)	Включено в Сборник, § 7.25	Оставлено без изменения
95	О предупреждении несчастных случаев при осмотре и ремонте вагонов после разгрузки их вагоноопрокидывателем (ЦП № ЦТБ-2/76 от 4/V 1976 г.)	То же § 7.26	Сокращено за счет примеров
96	Об изменении пункта 6-1-7 «Правил техники безопасности при обслуживании топливно-транспортного оборудования» (Р № ТБ-1/76 от 11/VI 1976 г.)	» » § 7.27	Оставлено без изменения
97	О предупреждении несчастных случаев при эксплуатации железнодорожного транспорта путей узкой колеи (ЦП № ЦТБ-3/76 от 14/VI 1976 г.)	» » § 7.28	Сокращено за счет примеров

Продолжение

№ п/п.	Наименование	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
98	О предупреждении несчастных случаев при шиномонтажных работах (ЦП № ЦТБ-4/76 от 17/IX 1976 г.)		
99	О предупреждении несчастных случаев при накачивании автомобильных шин (ЦП № 44-25/2 от 14/X 1968 г.)	Включены в Сборник под названием «О предупреждении несчастных случаев при шиномонтажных работах», § 7.29	Объединены. Сокращены за счет примеров
100	О предупреждении несчастных случаев при накачивании автомобильных шин (ЦП № ЦТБ-9/74 от 12/XII 1974 г.)		
101	О предупреждении несчастных случаев, связанных с запуском двигателей тракторов и других машин на гусеничном ходу (ЦП № ЦТБ-3/77 от 13/VII 1977 г.)	Включено в Сборник, § 7.30	Оставлено без изменений
	Общие вопросы		
102	О воздействии противоаварийной автоматики на разгрузку тепловых электростанций с энергоблоками 200 и 300 МВт (ПЦ № Э-7/77 и ПЦ № Т-1/77)	Включены в Сборник, § 8.3	Оставлены без изменения

Продолжение

№ п/п.	Наименование	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
103	О составлении карт отказов по авариям и отказам в работе I и II степени (ЭЦ № Т-1/79)	Включен в Сборник, § 8.4	Оставлен без изменения
104	Организация контроля за состоянием и ремонтом тепловой изоляции оборудования электростанций с целью повышения ее эффективности (ЭЦ № Т-2/79)	То же § 8.5	Оставлен без изменения
	Показатели топливоиспользования тепловых электростанций		
105	О порядке пересмотра нормативных характеристик котло- и турбоагрегатов и расчетных норм удельного расхода топлива (Р № Т-1/72)	Не включены в Сборник	В связи с переработкой «Инструкции по составлению технического отчета о тепловой экономичности работы электростанций» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1971) и методических указаний по нормированию удельных расходов топлива
106	О состоянии месячных отчетов по форме 3-тех (Р № Т-20/73)		
107	О нормативных удельных расходах тепла турбоагрегатов мощностью 300, 200 и 150 МВт, по которым отсутствуют типовые энергетические характеристики (Р № Т-1/76)		

Продолжение

№ п/п.	Наименование	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
	Сооружения, производственные здания и водное хозяйство электростанций		
108	О применении низкоалюминатного портландцемента при строительстве и ремонте градирен (Указание № М-2865)	Включено в Сборник, § 9.1	Переработано. Объединяется с п. 70 Перечня 1.2
109	О предотвращении аварий градирен (ПЦ № Т-3/72)	Включен в Сборник под названием «О предотвращении обрушения обшивных оболочек градирен» и «О предотвращении аварий и повышении эффективности оросителей градирен», § 9.2 и 9.3	Переработан, дополнен и разделен на две самостоятельные части
110	О предотвращении разрушения алюминиевых оболочек башенных градирен (ЭЦ № Т-1/79)	Включен в Сборник, § 9.4	Оставлен без изменения
111	О мерах по предотвращению разрушения эстакад топливоподачи на ТЭС (ПЦ № Т-1/71)	Включен в Сборник под названием «Повышение эксплуатационной надежности металлоконструкций эстакад топливоподачи», § 9.5	Переработан совместно с циркуляром «Повышение надежности эксплуатации металлоконструкций эстакад, эксплуатируемых на открытом воздухе»
112	О выполнении дневной маркировки (окраски) дымовых труб на тепловых электростанциях (ЭЦ № Т-3/70)	Включен в Сборник под названием «Выполнение маркировки дымовых труб», § 9.6	Переработан с учетом новых требований Министерства гражданской авиации
113	О деформациях строительных конструкций газоходов на тепловых электростанциях в процессе их эксплуатации (ПЦ № Т-1/72)		

Продолжение

№ п/п.	Наименование	Состояние на 1/I 1979 г.	Примечание
114	О предотвращении случаев обрушений газоходов котлов на тепловых электростанциях (Решение Главтехуправления, Госинспекции по эксплуатации электростанций и сетей, Главниипроекта от 20/V 1975 г.)		
115	Информационное письмо о повреждении газоходов котла энергоблока 800 МВт (Госинспекция по эксплуатации электростанций и сетей, № 18/1-1 от 21/VI 1972 г.)	Включены в Сборник под названием «Предотвращение аварий газоходов», § 9.7	Объединены. Переработаны и дополнены
116	Информационное письмо о разрушении газоотходов на электростанции (Госинспекция по эксплуатации электростанций и сетей, № 18/1-3 от 6/III 1975 г.)		
117	Устранение недостатков в эксплуатации гидротехнических сооружений энергопредприятий (ЦП Госинспекции по эксплуатации электростанций и сетей от IX 1975 г.)	Включено в Сборник под тем же названием, § 9.8	Переработано
118	О предотвращении повреждений гидроагрегатов с поворотно-лопастными гидротурбинами (ЭЦ № Т-3/79)	Включен в Сборник, § 9.10	Оставлен без изменения
119	О недостатках в подготовке к эксплуатации гидротехнических сооружений пусковых гидроэлектростанций (ЦП № 18/1-1 от 1/IX 1978 г.)	То же § 9.10	Незначительно переработано

1.4. Вновь составленные циркуляры

№ п/п.	Наименование	Примечание
	Сооружения, производственные здания и водное хозяйство электростанций	
1	Организация систематического контроля за осуществлением действующими электростанциями надзора за состоянием гидротехнических сооружений	Включен в Сборник, § 9.8
2	Организация учета вод и их использование на электростанциях	То же § 9.9

РАЗДЕЛ ВТОРОЙ

ТОПЛИВОПОДАЧА, ПЫЛЕПРИГОТОВЛЕНИЕ, КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ И ШЛАКОЗОЛОУДАЛЕНИЕ

2.1. Предотвращение взрывов торфяной пыли в бункерах торфа и на бункерной галерее топливоподачи

На некоторых электростанциях, работающих на фрезерном торфе, неоднократно наблюдались хлопки и взрывы торфяной пыли в бункерах торфа.

Одна из таких аварий вызвала значительные повреждения строительных конструкций главного корпуса электростанции и привела к травмам обслуживающего персонала. Авария произошла при следующих обстоятельствах: при подаче дежурной мотористкой топливоподачи сосредоточенной струи воды из шланга в бункер для тушения возникшего в нем очага горения торфа произошел хлопок с выбросом горящего торфа в помещение бункерной галереи через открытый люк бункера и в соседние бункера через не заделанные во время монтажа проемы между верхними частями бункеров и надбункерным перекрытием. Вследствие этого в бункере соседнего котла, мельница которого около недели находилась в ремонте, произошел взрыв пыли пересушенного торфа, взвихренного из-за хлопка в бункере. Взрыв в этом бункере в свою очередь вызвал взвихривание отложений торфяной пыли, имевшихся на металлоконструкциях и оборудовании бункерной галереи, и последующий более мощный взрыв пыли в этом помещении.

В результате этого взрыва были разрушены стена котельного отделения со стороны временного торца, кирпичные перегородки, разделяющие бункерное помещение с котельным и турбинным отделе-

ниями, оконные переплеты главного корпуса, вентиляционные фонари и повреждена стена постоянного торца.

При взрыве получил ожоги и ушибы персонал, находящийся на бункерной галерее.

Анализ причин взрыва торфяной пыли на топливоподаче свидетельствует о том, что был допущен ряд серьезных отступлений от действующих Правил взрывобезопасности:

наличие большого количества горизонтальных участков на строительных сооружениях и элементах конструкции, уступов на стенах, шероховатости стен и потолков, что привело к скапливанию пыли в помещении бункерной галереи;

закладка кирпичом и шлакоблоками значительной части проектных оконных проемов на наружной стенке бункерной галереи и на других участках тракта топливоподачи, что могло способствовать увеличению объема разрушений при взрыве;

отсутствие дистанционного измерения уровня торфа в бункерах.

Сообщение бункеров торфа между собой через оставленные незаделанными проемы под перекрытием послужило основной причиной развития аварии.

Аварии способствовали серьезные недостатки в организации эксплуатации по обеспечению взрывобезопасной работы оборудования: нарушался график сработки и очистки бункеров торфа, происходили загорания торфа в бункерах, персонал применял запрещенные Правилами взрывобезопасности методы тушения горящего торфа струей воды из шланга без распыливания.

Для предупреждения подобных взрывов в бункерах торфа Главтехуправление предлагает главным инженерам электростанций:

1. Ликвидировать все имеющиеся проемы и неплотности между смежными бункерами торфа.

2. Соблюдать установленный график сработки торфа из бункеров и полностью срабатывать торф при длительном останове котла или переводе его на другой вид топлива.

3. При использовании пневмообрушения для предотвращения застревания топлива в бункерах торфа включение воздушных сопл производить только при заполненных торфом бункерах, не допуская образования сквозных или глубоких воронок. Не включать пневмообрушение при наличии очагов горения топлива в бункерах.

Исключить попадание сжатого воздуха в бункера через сопла в интервалах между включениями пневмообрушения.

4. Для тушения очагов горения торфа применять распыленную воду.

5. Не допускать опорожнения бункеров торфа при нормальной работе котла ниже 1/3 их высоты.

6. Проверить наличие мигалок на течках торфа от питателей к мельницам и при их отсутствии установить лепестковые мигалки.

2.2. Предотвращение взрывов угольной пыли в бункерах пыли систем пылеприготовления

На электростанциях, работающих на особо взрывоопасных углях (азейский и ирша-бородинский бурые угли, кузнецкий газовый уголь и др.), наблюдались взрывы и хлопки в бункерах пыли (Иркутские ТЭЦ-6, ТЭЦ-9 и ТЭЦ-11, Томь-Усинская ГРЭС и др.).

При взрывах в бункерах пыли обычно повреждались их железобетонные перекрытия, а отдельные взрывы сопровождались также травмами персонала.

Большая часть взрывов в бункерах пыли происходила при переходных режимах работы систем пылеприготовления, чаще всего при их пуске.

Основными причинами происшедших взрывов пыли в бункерах явились загорание отложений на стенах и перекрытии, попадание в бункера горящей пыли из циклонов через мигалки и из пылевых шнеков, взвихривание пыли в бункерах вследствие присосов воздуха через неплотности в местах примыкания стен к железобетонному перекрытию, а также из-за фильтрации и прорыва воздуха из пылепроводов через питатели пыли при низком уровне пыли в бункерах.

Загорание пыли в циклоне с последующим попаданием горящей пыли в бункер в ряде случаев было вызвано конструктивным недостатком циклона – наличием горизонтального участка во входном патрубке.

В некоторых случаях взвихриванию пыли в бункере и взрывам по этой причине способствовало попадание в бункер воздуха из остановленной системы пылеприготовления через оставленный персоналом открытым клапан на влагоотсосной трубе.

Для предупреждения взрывов в бункерах пыли предлагается обеспечить строгое выполнение требований пп. 2.6–2.11; 2.18; 3.14; 3,33; 3.45 и 3.48 «Правил взрывобезопасности установок для приготовления и сжигания топлива в пылевидном состоянии» («Энергия», 1975); § 16.9 и 16.15 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» («Энергия», 1977) и пп. 3-1-3; 3-1-5; 3-1-7 – 3-1-9 «Правил техники безопасности при эксплуатации теплосилового оборудования электростанций» (Атомиздат, 1972). При этом необходимо:

1. Тщательно уплотнять бункера пыли, особенно места сопряжения металлических стен с бетонным перекрытием, например путем установки под балками перекрытия второй металлической крышки (опыт Ладыжинской ГРЭС).

2. Поддерживать внутреннюю поверхность бункера гладкой и ликвидировать монтажные скобы и другие выступы, на которых возможно отложение угольной пыли.

3. Ликвидировать горизонтальные и слабонаклонные участки во входных патрубках циклонов, например путем установки «горки» в нижней части патрубков (рис. 2.1).

4. Осуществлять тщательный контроль за температурой и уровнем пыли в бункере. Рекомендуется установить дистанционные указатели уровня пыли в бункере с выводом их показаний на щит котла или блока.

5. Для предупреждения слеживания пыли в бункере периодически по графику срабатывать ее до низшего уровня, допускаемого по условиям устойчивой работы питателей пыли.

6. Перед плановым остановом котла на непродолжительный срок (до 2 дней – уточняется по местным условиям) заполнить бункер пыли до верхнего уровня и тщательно закупорить его, для чего закрыть заслонки под реверсивным шнеком, клапаны на влагоотсосных трубах и шиберы над питателями пыли, закрепить в закрытом положении мигалки и установить уплотнительные прокладки в течках пыли под циклонами.

7. Перед остановом котла на срок более 2–15 дней (уточняется по

местным условиям) срабатывать пыль из бункера с обстукиванием его нижней части. Оставшуюся пыль спустить в канал ГЗУ.

8. Во время капитального и среднего ремонтов котла производить очистку и обмывку бункера. При обмывке защитить питатели пыли от попадания в них воды.

9. Периодически проверять состояние влагоотсосных труб от бункеров пыли и реверсивных шнеков и их изоляции. При нормальной работе в этих трубах должен быть слышен шум. В случае забивания влагоотсосных труб прочистить их через лючки. Рекомендуется снабдить дистанционным управлением клапаны на влагоотсосных трубах, учитывая удаленность их от площадки обслуживания котла.

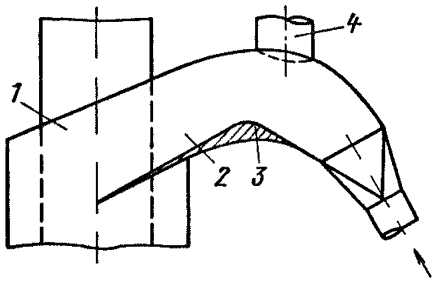


Рис. 2.1. Реконструкция входного патрубка циклона.

1 – циклон; *2* – входной патрубок; *3* – стальной лист, вваренный в патрубок для предотвращения отложения пыли; *4* – патрубок предохранительного клапана.

10. Не допускать длительного простоя питателей пыли в резерве.

11. При обнаружении признаков загорания пыли в бункере (запаха гари, повышения температуры в бункере выше максимально допустимой температуры за мельницей для данной марки угля и схемы сушки) принимать следующие меры:

на работающем котле увеличить подачу пыли в бункер и принять меры для ускорения сработки тлеющей пыли, для чего поднять нагрузку на котле, если она ниже номинальной; исключить возможность попадания в бункер воздуха через течки неработающих питателей пыли и влагоотсосную трубу неработающей системы пылеприготовления;

на остановленном котле выявить причины загорания пыли и принять меры к устранению горения (ввод углекислоты, азота и др.).

12. При проектировании электростанций, рассчитанных на сжигание взрывоопасных топлив, обеспечивать герметичность бункеров пыли, например путем выполнения их стен и перекрытий из металла.

2.3. Предотвращение взрывов и хлопков при открытии люков для осмотра и ремонта пылеприготовительного оборудования

На некоторых электростанциях (Красноярская ТЭЦ-1, Канская ТЭЦ-1, Южно-Сахалинская ТЭЦ-2 и др.), работающих на взрывоопасных топливах, при открытии люков на остановленных для осмотра или ремонта мельницах происходили взрывы и хлопки, что приводило к выбросам пламени и горящей пыли из мельницы и травмам персонала.

Причинами этих взрывов и травм персонала явились взвихривание при открывании люка тлеющих отложений пыли, оставшихся в мельнице вследствие недостаточного ее выхолащивания перед остановом, и нарушение правил техники безопасности при вскрытии люков.

Для предотвращения подобных взрывов и травм персонала пред-

лагается обеспечить строгое выполнение «Правил взрывобезопасности установок для приготовления и сжигания топлива в пылевидном состоянии» («Энергия», 1975), «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» («Энергия», 1977) и «Правил техники безопасности при эксплуатации теплосилового оборудования электростанций» («Атомиздат», 1972) в части, касающейся устройств, эксплуатации и ремонта установок пылеприготовления:

1. Тщательно выхолащивать мельницу перед остановом.

2. Перед вскрытием люков для осмотра и ремонта оборудования и элементов системы пылеприготовления (мельница, сепаратор, циклон и др.) обстучать и надежно закрепить в закрытом положении мигалки на течках сырого угля, а в системах пылеприготовления с промбункером, кроме того, на течках возврата из сепаратора и под циклоном.

3. Запретить открывание люков, лазов и проведение ремонтных работ, связанных с нарушением герметичности пылевоздушного тракта (замену диафрагм предохранительных клапанов и др.), на работающей системе пылеприготовления, а также на остановленной системе пылеприготовления, если температура за мельницей или сепаратором превышает 50 °С.

4. При осмотрах, ремонтах и обслуживании пылеприготовительного оборудования применять с учетом местных условий специальные меры безопасности (предусмотреть в местной инструкции), предотвращающие при взрыве в системе пылеприготовления травмы персонала выброшенной из предохранительных клапанов и отраженной от стен и перекрытий горящей пылью.

Примечание. По имеющимся эксплуатационным данным дальнодействие выброса из предохранительных клапанов достигало в отдельных случаях 15–20 м.

5. При вскрытии люков и дверок мельницы выполнять следующие мероприятия:

удалить всех посторонних лиц от мельницы;

проверить закрытие шиберов на воздуховоде к мельнице и открытие атмосферного клапана между ними, а в системах пылеприготовления с молотковыми мельницами и прямым вдуванием, кроме того, закрытие ремонтных шиберов на сепарационной шахте и на пылепроводах к горелкам;

убедиться в снятии напряжения с электродвигателей питателя топлива, мельницы и с приводов (КДУ) шиберов на воздуховоде первичного воздуха, а также в наличии соответствующих плакатов по месту и на ключах управления указанными электродвигателями и приводами шиберов;

убрать посторонние предметы, мешающие отходу от мельницы;

подавать воду в молотковую мельницу[1] в течение 2–5 мин (время уточнить по местным условиям), осторожно открыть ее малые люки (люки ловушек металла), не допуская взвихривания пыли, и смыть оставшееся в мельнице топливо через малые люки или дренажную трубу (при ее наличии);

медленно вскрыть дверки или ремонтные люки мельницы, не допуская взвихривания пыли.

При открытии дверок или крышек люков запрещается находиться против них, трогать шиберы, а также наносить удары по корпусу мельницы, пылепроводам и воздухопроводам во избежание взвихривания пыли.

[1] В шаровые и среднеходные мельницы вода, как правило, не подается.

2.4. Устранение утечек масла в шаровых барабанных мельницах и разъедания маслом фундаментов мельниц

При эксплуатации шаровых барабанных мельниц наблюдаются утечки масла через неплотности мельничного агрегата, в результате чего происходит разрушение фундаментов. Наиболее часты случаи утечек масла из подшипников мельниц и особенно из редукторов. Вытекающее масло помимо разрушения фундаментов загрязняет отдельные участки мельничного агрегата и приводит к повышенному расходу масла.

Утечки масла из подшипников и редуктора мельниц приводят к длительным остановам мельничных агрегатов для проведения трудоемких работ по перезаливке участков фундаментов и ремонту фундаментных плит.

Для предупреждения утечек масла из шаровых барабанных мельниц и повреждения их фундаментов предлагается:

1. Тщательно обследовать состояние масляной системы и фундаментов мельниц, установить места утечки масла, наметить и осуществить в процессе эксплуатации и при ближайшем ремонте мельниц мероприятия по устранению утечек.

2. При разработке мероприятий по устранению и предупреждению утечек масла и повреждений фундаментов руководствоваться приведенными ниже указаниями.

КОРЕННЫЕ ПОДШИПНИКИ БАРАБАНА

Утечки масла из подшипников происходят обычно из-за применения несоответствующей набивки для уплотнения.

Как показал опыт эксплуатации шаровых барабанных пылеугольных мельниц Ш-16, Ш-32, Ш-50, при правильно отрегулированной подаче масла на цапфы мельниц и применении уплотнительной набивки из плотного войлока (рис. 2.2) течь масла не наблюдается.

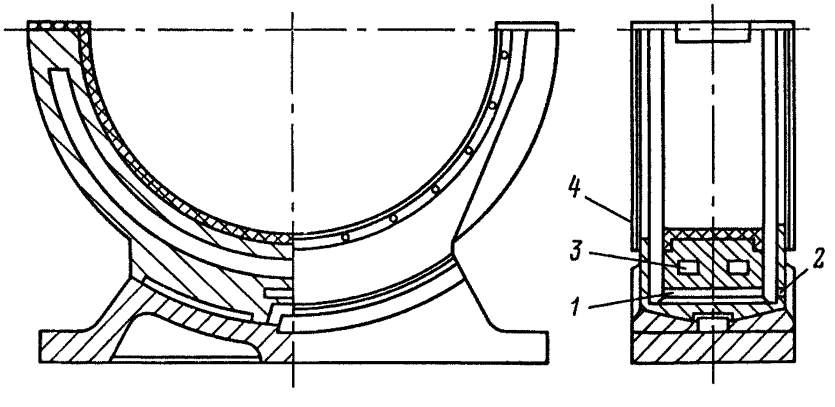


Рис. 2.2. Коренной подшипник барабана мельницы.

1 – спускной масляный канал; *2* – отверстие для выхода масла, *3* – канал водяного охлаждения; *4* – уплотнительная набивка.

Рекомендуется применение ленты – прокладки из технического полугрубошерстного войлока в соответствии с ГОСТ 6308–71.

Утечки могут возникнуть и в местах установки датчиков температурного контроля подшипников. Поэтому необходимо следить за исправностью в этих местах паранитовых прокладок (толщиной 0,5–1,0 мм).

ПОДШИПНИКИ ПРИВОДНОГО ВАЛА С КОЛЬЦЕВОЙ СМАЗКОЙ (МЕЛЬНИЦЫ ДО Ш-16 ВКЛЮЧИТЕЛЬНО)

Основной мерой, предупреждающей вытекание масла из подшипников приводного вала, является повышение качества набивки (использование плотного войлока). На некоторых электростанциях встречаются подшипники привода с принудительной смазкой; в этих случаях необходимо так отрегулировать поступление масла в подшипник, чтобы не создавалось излишнего давления.

Обязательным условием для предотвращения утечки является поддержание уровня масла в ванне подшипника в установленных пределах без излишних запасов. При повышенном уровне масла в ванне (по маслоуказателю) происходит чрезмерно обильная смазка шейки вала и подшипника, и даже хорошая набивка не устраняет утечек масла и попадания его на фундамент. При снижении уровня до нормального утечка масла прекращается.

ПОДШИПНИКИ КАЧЕНИЯ

У мельниц Ш-50А смазка подшипников приводного вала консистентная, а коренных подшипников и подшипников электродвигателей – жидкая. У мельниц Ш-70 смазка подшипников вала ведущих роликов (рис. 2.3) и электродвигателей жидкая, а опорных роликов – консистентная.

Подача масла в подшипники, работающие на жидкой смазке, производится на одну или несколько мельниц в зависимости от производительности масляной станции.

В процессе эксплуатации необходимо поддерживать установленное давление масла в маслопроводе и в каждом подшипнике двигателя. И в этом случае необходимо обеспечивать исправность уплотнений подшипников, выполненных из плотного войлока, установленных в выточках корпусов и прижатых фланцами на болтах. Все резьбовые соединения маслопроводов и термодатчиков должны быть хорошо уплотнены белилами и пенькой.

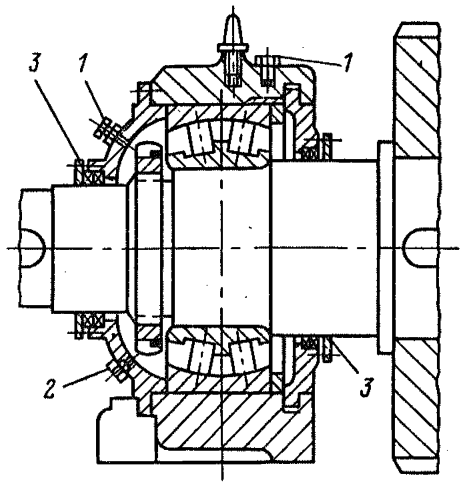


Рис. 2.3. Подшипник приводного вала (смазка жидкая).

1 – подвод масла; *2* – выход масла, *3* – уплотнительная набивка.

Утечки масла из редуктора происходят как через сальниковые уплотнения подшипников, так и через разъем корпуса редуктора. У роликовых подшипников масло вытекает из-за плохой набивки сальникового уплотнения, а у подшипников с принудительной смазкой также и из-за неправильной регулировки поступающего масла.

Утечки масла через разъем крышки редуктора с корпусом происходят в основном из-за сложной конфигурации плоскости разъема и затруднений в связи с этим в установке цельной прокладки. Вытекание масла через разъем корпуса редуктора наблюдается также и в тех случаях, когда уровень масла в ванне редуктора превышает нормальную отметку (по маслоуказателю – 3/4 высоты стекла). Большая шестерня при своем вращении захватывает в этом случае излишки масла, которое затем разбрызгивается по всей внутренней поверхности корпуса редуктора и проникает через разъем, стекая на фундамент.

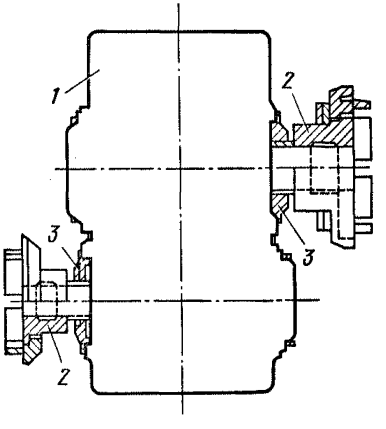


Рис. 2.4. Редуктор.

1 – корпус; *2* – полумуфта; *3* – уплотнительная набивка.

Для предупреждения утечек масла из редуктора необходимо:

а) сальниковые уплотнения подшипников выполнять из плотного технического войлока, учитывая, что в некоторых случаях набивка должна работать длительное время, так как для смены набивки требуется снять втулку полумуфты (рис. 2.4);

б) при принудительной смазке не допускать поступления излишнего количества масла в подшипник;

в) уровень масла в ванне редуктора поддерживать на отметке, равной 3/4 высоты маслоуказательного стекла;

г) плоскость прилегания крышки редуктора к корпусу проверять и пришабривать по краске;

д) прокладку на разъеме крышки с корпусом устанавливать из цельного куска материала, предусмотренного заводом-изготовителем;

е) обжатие болтов и шпилек на разъеме корпуса редуктора производить равномерно по щупу в несколько приемов.

При набивке сальниковых уплотнений подшипников следует добиваться плотного и тугого охвата набивкой шейки вала, проверяя это с помощью щупа. При пуске агрегата шейка вала сильно нагревается, так как вначале происходит значительное трение. Для устранения чрезмерного нагрева агрегат через 10–20 мин после пуска следует остановить и дать валу полностью остыть; при последующем пуске шейка нагреваться уже не будет, так как набивка после первого пуска обжалась и все волокна набивки расположились по направлению вращения. Шейка вала должна быть хорошо отшлифована и иметь правильную цилиндрическую форму.

2.5. Предотвращение случаев попадания мазута в пароводяной тракт котлов

На одной электростанции в процессе эксплуатации было обнаружено попадание мазута в пароводяной тракт котла через паровой коллектор 1,3 МПа (13 кгс/см^2). По данным химического анализа, количество нефтепродуктов в питательной воде, деаэраторе и на конденсатоочистке достигло 20,8 мг/л.

Причиной загрязнения пароводяного тракта котла мазутом явились неплотность запорной арматуры *2* и пропуск обратного клапана *3* (рис. 2.5,*а*) в схеме продувки паром мазутных форсунок.

В связи с тем что паровой коллектор 1,3 МПа (13 кгс/см^2) является общим для всех котлов, наблюдалось загрязнение мазутом пароводяных трактов соседних блоков.

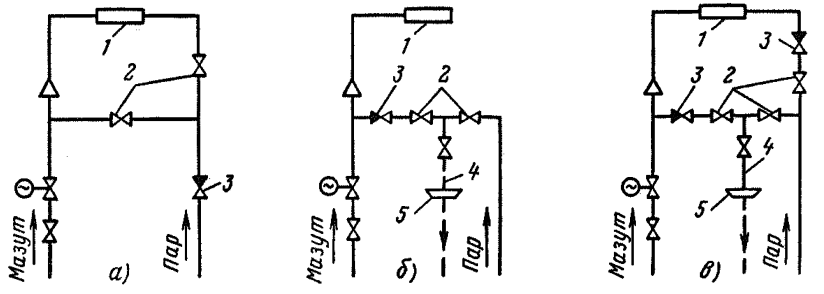


Рис. 2.5. Схема подачи мазута к форсунке и пара для ее продувки. *а* – существующая; *б* – предлагаемая при механическом распыливании мазута; *в* – предлагаемая при паромеханическом распыливании мазута; *1* – механическая форсунка; *2* – запорная арматура; *3* – обратный клапан; *4* – дренаж; *5* – поддон.

В целях предупреждения попадания мазута в пароводяной тракт котлов предлагается:

1. Схемы подвода мазута, продувочного и распыливающего пара к форсункам выполнять в соответствии с требованиями § 17.27 ПТЭ («Энергия», 1977).

В предлагаемых на рис. 2.5 схемах при механическом (*б*) и паромеханическом (*в*) способе распыливания мазута предусмотрена установка клапанов *3* со стороны мазутной линии и, кроме того, осуществлен визуальный контроль (ревизия) плотности запорной арматуры *2* на линиях продувки форсунок.

Для осуществления дистанционного управления горелками со щитов и реализации схемы автоматической блокировки, исключающей одновременное открытие запорной арматуры на мазутопроводе и линии продувочного пара, запорная арматура *2* и дренаж *4* должны быть электрифицированными.

На линии подвода пара для опорожнения мазутопровода перед фронтом котла между двумя запорными вентилями во время эксплуатации должна быть установлена заглушка.

2. К эксплуатации схемы паро- и мазутопроводов приступать только после тщательной проверки на герметичность закрытия за-

порных органов, обратных клапанов, проверки правильности действия блокировок в случае дистанционного (автоматического) управления арматурой.

3. Линию подачи пара к фронту котла выполнять автономной, отдельной от других паропроводов, дренажей и др. Эта линия должна питаться паром только в одной точке и раздавать пар только на распыливание мазута, продувку форсунок и мазутопровода.

4. Все дренажи системы продувок форсунок и опорожнения мазутопровода собирать в отдельный бак, из которого они должны перекачиваться в устройства для очистки загрязненного мазутом конденсата с дальнейшим его использованием.

5. Эксплуатацию паромазутных схем осуществлять строго в соответствии с действующими инструкциями.

6. Производить плановые ремонты мазутопроводов и арматуры в сроки, предусмотренные графиком, утвержденным главным инженером электростанции. При проведении ремонтов запорной арматуры обращать внимание:

а) на чистоту уплотнительных поверхностей, которая должна быть не ниже 10-го класса;

б) на чистоту поверхностей фланцевых соединений корпуса с крышкой;

в) на плотность сальникового уплотнения, которая проверяется гидравлическим испытанием. Наличие рисок, вмятин, забоин на уплотнительной поверхности шпинделя не допускается. Применяемые асбестовые кольца должны быть хорошо пропитаны сухим графитным порошком (графит тигельный, чешуйчатый, первый сорт).

Ремонт запорной арматуры в схеме обвязки мазутных форсунок осуществлять персоналом, производящим ремонт арматуры, работающей при высоких параметрах.

2.6. О применении на электростанциях взамен мазута других видов жидкого топлива

В отдельных случаях электростанциям выделяются в относительно небольших количествах взамен мазута другие виды жидкого топлива (дизельное топливо, соляровое масло, сланцевое масло и др.).

Технические характеристики этих жидких топлив существенно отличаются от технических характеристик топочных мазутов (ГОСТ 10585–75 и ЭТУ 638–57). Так, большинство этих топлив имеет температуру вспышки более низкую, чем обычные мазуты, и использование их требует специальных мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Главное техническое управление по эксплуатации энергосистем предлагает при применении на электростанциях заменителей мазута руководствоваться следующими указаниями:

1. В качестве заменителей мазута на электростанции могут быть использованы жидкие топлива с температурой вспышки не ниже 45 °С (ГОСТ 4333–48).

В случае поступления жидкого топлива с температурой вспышки ниже 45 °С слив его на электростанциях запрещается и груз должен быть переадресован.

Не допускается в качестве даже временного заменителя мазута использование сырых и стабилизированных нефтей на электростанциях, оборудование которых не приспособлено к их сжиганию.

Не допускается также использование на электростанциях в качестве заменителей мазута кислых гудронов и жидких топлив с вязкостью выше 16 °ВУ при 80 °С.

Примечание. Применение сырых и стабилизированных нефтей в качестве топлива допускается только на тех электростанциях, все оборудование которых приспособлено для работы на таком топливе.

2. Поставка электростанции взамен мазута других видов жидкого топлива допускается только по согласованию с руководством электростанции. При этом о предстоящей поставке заменителя мазута электростанция должна быть предупреждена не менее чем за 5 сут.

3. До поставки заменителей мазута на электростанцию должны быть выполнены следующие мероприятия:

а) проверены на плотность все фланцевые соединения мазутопроводов и мазутоподогревателей, сальниковые уплотнения арматуры и мазутных насосов. Неплотности должны быть устранены путем подтягивания соответствующих фланцевых соединений или замены сальниковых набивок и фланцевых прокладок;

б) проверены в работе электро- и ручные приводы арматуры на мазутопроводе;

в) проверены укомплектованность и готовность первичных средств пожаротушения в мазутном хозяйстве и в котельной;

г) проверены заземления электродвигателей в мазутном хозяйстве и отремонтированы средства защиты от статического электричества мазутохранилищ, элементов сливной эстакады и др. При отсутствии средств защиты они должны быть выполнены в соответствии с существующими правилами. Способы заземления некоторых элементов сливной эстакады показаны на рис. 2.6;

д) приведены в надлежащее состояние устройства по предупреждению разбрызгивания топлива при сливе его из цистерн. Сливные приборы цистерн следует накрывать кожухами, изготовленными из тонкой жести или брезента;

е) проверена исправность вентиляции мазутонасосной;

ж) поставлена в известность районная (городская) пожарная охрана и усилен профилактический надзор за соблюдением требований пожарной безопасности;

з) проведена смешанная противопожарная тренировка с привлечением широкого круга персонала согласно «Инструкции по организации противопожарных тренировок на энергообъектах Министерства энергетики и электрификации СССР» (БТИ ОРГРЭС, 1968);

и) проведен дополнительный инструктаж обслуживающего персонала: сливщиков, дежурных по мазутонасосной, дежурных слесарей, отборщиков проб топлива, лаборантов химической лаборатории, машинистов котлов, начальников смен и дежурных инженеров. При инструктаже особое внимание следует уделять технической и пожарной безопасности и специфическим свойствам заменителя мазута.

4. На электростанциях, на которых предстоит вместо мазута использовать другие виды жидкого топлива, местные инструкции должны быть дополнены указаниями по применению этих заменителей в соответствии с требованиями § 2.6 и с учетом местных условий.

5. При поступлении каждой партии заменителя мазута до начала маршрута слива должна быть отобрана проба поступившего топлива и определена температура его вспышки (ГОСТ 4333—48). Допустимость использования данного топлива в качестве заменителя мазута должен решать главный инженер электростанции.

6. Слив заменителей мазута, пропарка цистерн после слива, разогрев сливных клапанов производятся открытым паром. Запрещается спуск рабочих в цистерны для очистки внутренних поверхностей цистерн от остатков заменителей мазута.

7. При сливе нефтепродуктов с температурой вспышки ниже 60 °С должны быть отключены змеевиковые подогреватели в приемных емкостях и приемных лотках.

8. Змеевиковые подогреватели в резервуарах могут включаться, когда уровень заменителя мазута поднимается выше этих подогревателей не менее чем на 500 мм.

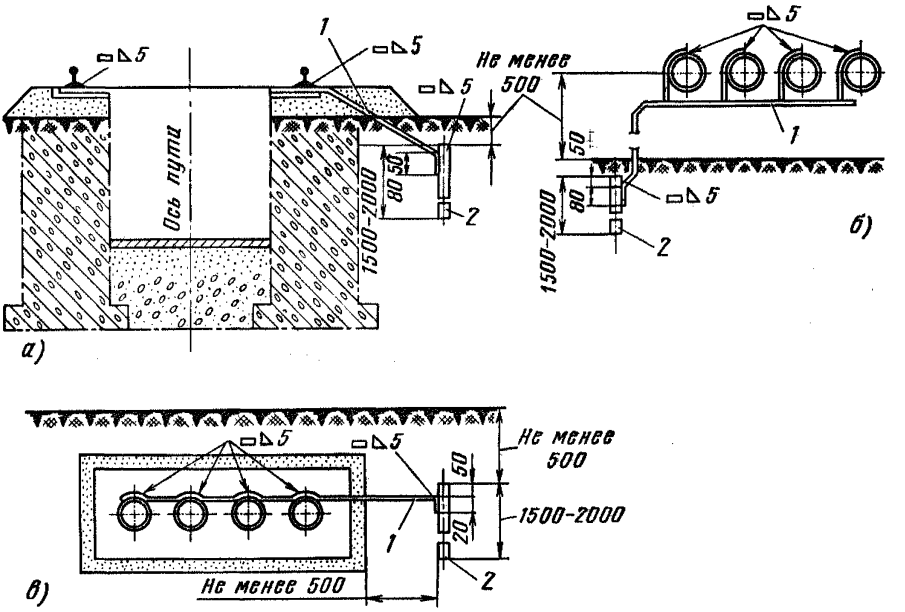


Рис. 2.6. Защита от статического электричества.

а – железнодорожных цистерн; *б* – трубопроводов на эстакаде; *в* – трубопроводов в подземных каналах; *1* – сталь полосовая; *2* – заземлитель диаметром 25–30 мм.

9. Температура заменителя мазута в резервуаре должна поддерживаться не менее чем на 10 °С ниже температуры его вспышки ($t_{\text{резерв}} = t_{\text{всп}} - 10$ °С).

10. К механическим форсункам заменитель мазута нужно подавать с температурой, при которой вязкость его не превышает: 2,5–3 °ВУ для электростанций, применяющих механические форсунки и использующих мазут как основное (резервное) топливо и как растопочное для блочных установок; 4 °ВУ для других электростанций, применяющих механические форсунки и использующих мазут как растопочное топливо; 6 °ВУ при применении паровых форсунок. Определение температуры, при которой заменитель мазута имеет нужную вязкость, производится по номограмме ВТИ (рис. 2.7).

Подогревать заменители мазута до температуры, превышающей температуру их вспышки, допускается только в закрытых мазутных подогревателях под давлением.

11. В период работы электростанции на заменителях мазута должно проводиться регулярное наблюдение за плотностью сальников и фланцев на мазутном тракте в мазутном хозяйстве и в котельной и все обнаруженные утечки должны немедленно устраняться.

12. При аварийной утечке заменителя мазута должна быть немедленно вызвана районная (городская) пожарная команда.

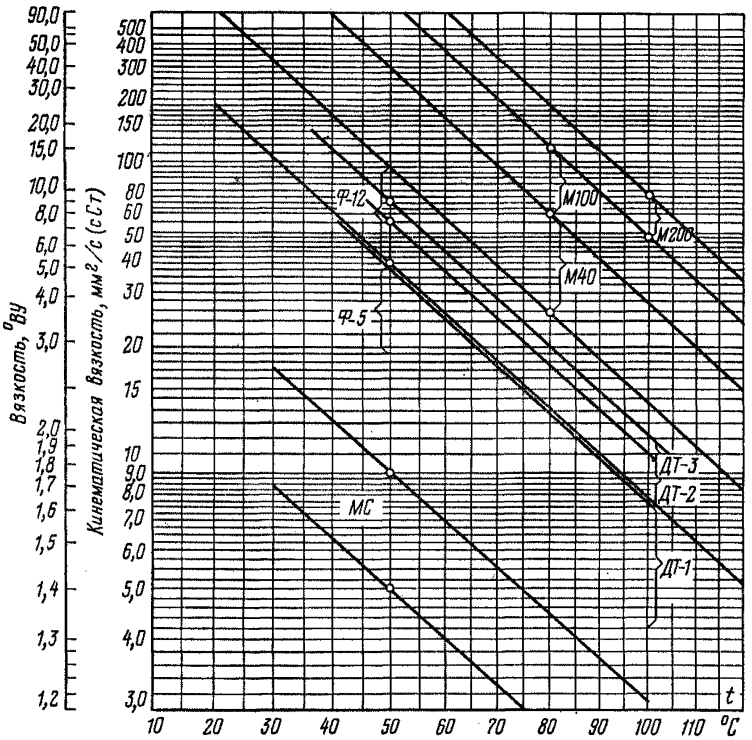


Рис. 2.7. Зависимость вязкости жидкого топлива от температуры. М200, М100, М40, Ф-12, Ф-5 – мазут (ГОСТ 10585–75); ДТ-1, ДТ-2, ДТ-3 – топливо для тихоходных дизелей (ГОСТ 1667–68); МС – соляровое масло.

13. При растопке горелок на заменителях мазута нужно применять только мощные, надежно действующие запальные устройства и не допускать даже кратковременной задержки в воспламенении факела.

14. При растопке на легких заменителях мазута в случае погасания топки необходима ее вентиляция продолжительностью не менее 15 мин.

15. При использовании заменителей мазута рекомендуется учитывать следующее:

а) при заполнении железобетонных резервуаров легкими маловязкими продуктами резко увеличиваются утечки топлива из них, и

в дальнейшем эти утечки мало уменьшаются при заполнении резервуара обычным мазутом;

б) при смешении некоторых легких продуктов с обычным мазутом могут иногда образовываться и выпадать тяжелые и плотные осадки, которые способны забивать фильтры, нефтепроводы, арматуру и форсунки;

в) заменители мазута целесообразно принимать в отдельный, специально выделенный резервуар;

г) в маршрутах цистерн, которыми доставляются маловязкие заменители мазута, могут быть отдельные железнодорожные цистерны без нижнего сливного прибора. Следует заранее проверить исправность устройства для верхнего слива.

2.7 Предупреждение и ликвидация загорания отложений сажи и уноса в хвостовых поверхностях нагрева котельных агрегатов

Загорание отложений сажи, образующейся при сжигании мазута, а также уноса несгоревшей пыли в конвективных шахтах, регенеративных воздухоподогревателях (РВП) и газоходах котлов приводит к серьезным повреждениям оборудования и значительным затратам средств и времени на их ремонт и восстановление.

Ниже приводятся наиболее характерные случаи загораний отложений в газоходах котельных агрегатов и РВП.

На одном из котлов ТП-100 паропроизводительностью 640 т/ч, рассчитанном на сжигание антрацита, во время комплексного опробования загорелись отложения уноса в конвективной шахте, что вызвало серьезное повреждение воздухоподогревателя. Причиной образования недогоревших отложений явились неполное сгорание мазута и невоспламенение пыли, подаваемой в топку вместе с воздухом через сбросные горелки. Мазутные форсунки, установленные на котле, не имели организованного подвода воздуха. Сбросные горелки были расположены на большой высоте от ядра мазутного факела.

Загорание отложений в газоходах и всасывающих коробах дымососов произошло на Тольяттинской ТЭЦ (котел ТП-80), где включение питателей пыли было произведено в условиях неустойчивого процесса горения при растопке на обводненном мазуте.

Наиболее часто возникают пожары в РВП. Случаи пожаров в воздухоподогревателях с их полным разрушением имели место на Карагандинской ГРЭС-1, ТЭЦ Челябинского металлургического завода, Кустанайской ТЭЦ-1. На Балаковской ТЭЦ-4 Саратовэнерго (котел ТГМ-84) в результате пожара повреждена значительная часть набивки ротора, вышли из строя радиальные и периферийные уплотнения, ротор просел на нижнюю торцевую часть корпуса. Причиной пожаров были неудовлетворительное состояние мазутного хозяйства и растопка котла при недопустимо низком давлении мазута и недостаточном его подогреве.

На Северодвинской ТЭЦ-2 во время первых пусков головного котла с наддувом ТГМЕ-464 при работе на мазуте под разрежением с малой нагрузкой произошло загорание отложений в набивке ротора РВП-88. Большая часть набивки РВП оказалась поврежденной. После замены набивки и некачественно проведенной промывки ротора во время пуска котла оставшиеся отложения загорелись вторично.

Занос набивки РВП отложениями произошел в результате неполного сгорания обводненного и плохо разогретого мазута, недостаточного подогрева воздуха перед воздухоподогревателем. Отсутствие сигнализации на щите управления по разности температур газов перед РВП и воздуха за ним не позволило персоналу своевременно установить факт возникновения пожара и принять соответствующие меры для его тушения.

Анализ случаев загораний сажи и уноса в хвостовых поверхностях нагрева и газоходах котельных агрегатов показывает, что основными их причинами являются неудовлетворительное состояние мазутного хозяйства (недостаточная температура подогрева мазута и его большое обводнение), неудовлетворительная организация процесса горения (некачественная сборка форсунок, установка неисправных и не проверенных на стендах форсунок, работа форсунок без организованного подвода к ним воздуха), работа котла или отдельных горелок с недостатком воздуха, недостаточный подогрев воздуха перед воздухоподогревателями мазутных котлов, преждевременная подача твердого топлива или сбросного воздуха из систем пылеприготовления в непрогретую топку, работа на смеси твердого топлива с жидким или газообразным с грубым нарушением воздушного режима, отсутствие или несвоевременный ввод в эксплуатацию средств очистки поверхностей нагрева.

На некоторых электростанциях отсутствуют необходимый контроль за состоянием поверхностей нагрева и сигнализация при возникновении пожара; зачастую имеющиеся устройства сигнализации остаются невключенными.

В целях предупреждения аварий, связанных с загоранием отложений сажи и уноса в конвективных шахтах, РВП и газоходах котельных агрегатов, предлагается:

1. Обеспечить бесперебойную подачу в котельную необводненного отфильтрованного мазута при температуре и давлении в соответствии с требованиями ПТЭ [1] (§ 15.39 – 15.41, 15.45). Подогрев мазута должен быть таким, чтобы его вязкость не превышала, °ВУ:

для котлов, работающих с механическими и паромеханическими форсунками, – 2,5;

для котлов, работающих с паровыми и ротационными форсунками, – 6.

2. К установке на котлы допускать только проверенные и протарированные на водяном стенде (рис. 2.8) форсунки (§ 17.24 ПТЭ). Для этого необходимо:

а) при сборке тщательно осматривать форсунки с целью проверки чистоты поверхностей, отсутствия заусенцев, забоин, кокса и грязи; детали форсунок даже с незначительными дефектами к сборке не допускаются;

б) проверку форсунок, работающих с давлением мазута до 2 МПа (20 кгс/см^2), на водяном стенде производить при давлении воды, равном номинальному давлению топлива. Форсунки, рассчитанные на работу с большим давлением, проверять при давлении воды не ниже 2 МПа (20 кгс/см^2). Давление воздуха при проверке паромеханических форсунок должно соответствовать давлению пара, идущего на распыл;

---

[1] Здесь и далее ссылки на «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей» (изд. 13-е, переработанное и дополненное. – М.: Энергия, 1977).

в) качество распыливания при проверке форсунок на стенде определять визуально; конус распыленной воды должен иметь мелкодисперсную структуру без заметных на глаз отдельных капель, сплошных струй и легко различимых местных сгущений (полос);

г) проверять угол раскрытия конуса для комплекта форсунок, устанавливаемых на котел (не должен отклоняться более чем на $\pm 5^{\circ}$ от заводской нормали);

д) при проверке на стенде обращать внимание на плотность прилегания отдельных элементов форсунки и ее штанги; форсунки с неплотными соединениями отдельных элементов к установке на котел не допускаются;

е) проверить разницу в номинальной производительности отдельных форсунок в комплекте, которая не должна превышать 1,5% (в случае отличия давления воды во время тарировки от номинального давления топлива перед форсунками расходные характеристики форсунок должны быть пересчитаны на номинальное давление); особенно жесткие требования к подбору форсунок по производительности должны предъявляться в случае работы котлов в режиме с малыми избытками воздуха ($\alpha''_т \leqslant 1{,}03$);

ж) после проверки на стенде форсунки снабдить бирками с указанием производительности, диаметра распылителя и длины штанги;

з) запасные форсунки хранить на специально оборудованном стеллаже;

и) форсунки устанавливать в горелках таким образом, чтобы распыленный мазут не попадал на стенки амбразуры; расстояние между образующей конуса распыленного мазута и выходной кромкой амбразуры устанавливать в пределах 50–80 мм (в зависимости от конструкции горелки).

3. Ко всем мазутным форсункам (включая растопочные) выполнить организованный подвод воздуха, обеспечивающий хорошее его перемешивание с топливом. Работа мазутных форсунок без организованного подвода к ним воздуха запрещается (§ 17.27 ПТЭ).

4. Наиболее благоприятные условия для сажеобразования создаются при температуре топки, недостаточной для дожигания углерода. Особую опасность представляет пусковой период на вновь вво-

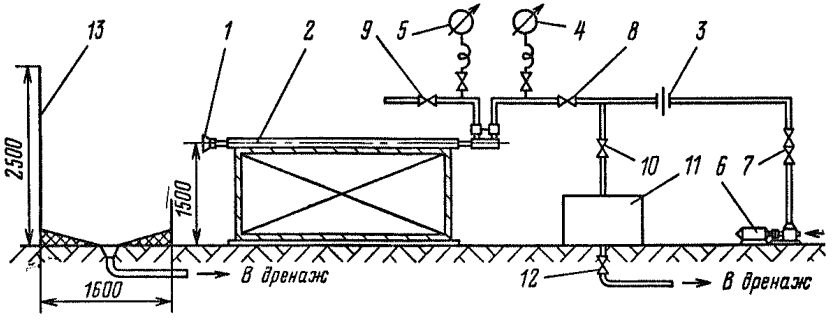


Рис. 2.8. Схема водяного стенда для проверки паромеханических форсунок.

1 – форсунка; *2* – каркас; *3* – измерительная диафрагма; *4*, *5* – манометры; *6* – центробежный насос; *7–10* – вентили $D_у$ 20 мм; *11* – тарировочный бак; *12* – вентиль $D_у$ 50 мм; *13* – ограждение из листового железа.

димых котлах, когда неналаженность оборудования и режимов горения часто сочетается с длительной работой котлов на малых нагрузках.

Учитывая вышесказанное, с момента растопки котла вести постоянное наблюдение за работой горелок, обращая внимание на отсутствие в факеле дымных полос и летящих искр. Обеспечивать правильное ведение воздушного режима работы отдельных горелок и котлоагрегата в соответствии с режимными картами и заводскими инструкциями. При неудовлетворительной работе отдельных форсунок своевременно производить их замену.

5. При растопке и работе котлов в переменных режимах вести тщательное наблюдение за температурой газов и воздуха после каждой из ступеней трубчатых воздухоподогревателей, за температурой газов и горячего воздуха в РВП.

6. Растопку котлов, сжигающих сернистый мазут, производить с предварительно включенной системой подогрева воздуха перед воздухоподогревателями. Подогрев воздуха в начальный период должен быть не ниже 60 °С.

При дальнейшей эксплуатации температура воздуха, поступающего в воздухоподогреватель, должна поддерживаться не ниже 110 °С – для котлов с трубчатыми воздухоподогревателями и 70 °С – для котлов с РВП (§ 17.25 ПТЭ).

7. Не выполнять обводные газоходы и воздуховоды помимо РВП для пуска котла, поскольку их использование не исключает заноса набивки во время растопок (через неплотности отключающих шиберов) и, кроме того, приводит к значительным перетокам газов помимо РВП во время нормальной эксплуатации и соответственно к снижению экономичности.

8. Подачу в топку пыли топлив с выходом летучих менее 15% начинать при нагрузке котла не ниже 30%номинальной; при работе на топливах с выходом летучих более 15% разрешается подача пыли при меньшей тепловой нагрузке, установленной исходя из условия устойчивого воспламенения. Полное отключение мазута или газа производить при нагрузке, установленной на основании опыта эксплуатации, что должно быть отражено в местной инструкции.

9. Не допускать подачи запыленного воздуха в холодную топку и при неустойчивом режиме горения растопочного топлива.

10. Строго придерживаясь графика, производить обдувку и очистку дробью конвективных поверхностей нагрева и очистку РВП. Периодичность включения средств очистки при эксплуатации должна быть установлена для конкретных условий работы котлов в зависимости от вида топлива и конструкции котла.

11. При работе парового котла под нагрузкой для контроля загорания отложений использовать сигнализацию по разности температур газов на входе в воздухоподогреватель (ступень воздухоподогревателя) и воздуха на выходе из него. Срабатывание сигнала должно происходить при снижении разности температур ниже 30 °С (уточняется в зависимости от конкретных условий эксплуатации и утверждается главным инженером электростанции).

Регулярно осуществлять контроль за температурой уходящих газов и горячего воздуха (резкое повышение этой температуры на 20 – 30 °С свидетельствует о загорании отложений). С целью уточнения места загорания устанавливать в каждом газоходе за воздухоподогревателем помимо штатного контроля не менее трех термопар с выводами их на показывающий прибор.

На остановленных паровых и водогрейных котлах контроль загорания отложений осуществлять по штатным приборам температуры уходящих газов.

12. Котлы, сжигающие мазут в качестве основного или растопочного топлива, оснащать средствами пожаротушения воздухоподогревателей.

В качестве основного противопожарного средства к конвективным шахтам и РВП подводить воду, расход которой должен составлять не менее 8 – 10 т/ч на 1 м^2 сечения конвективной шахты или ротора РВП (см. приложение).

Вода к конвективным шахтам подводится из производственного водопровода через специальные трубы, установленные в газоходах паровых котлов над воздухоподогревателями I и II ступеней, а водогрейных котлов – над конвективными поверхностями. Трубы должны быть размещены так, чтобы возможно более равномерно орошалось все поперечное сечение шахты.

Вода к РВП подводится: 4 – 5 т/ч – из системы обмывки РВП; остальные 4 – 5 т/ч – из производственного трубопровода через трубы, установленные в верхних газовом и воздушном коробах (рис. 2.9).

Так как вероятность одновременного возникновения пожара (на одном котле) в нескольких РВП или обеих конвективных шахтах мала, указанные расходы подаваемой воды должны относиться к сечению одной из шахт или одного РВП (когда их установлено два и более).

Расход воды и диаметр магистрального трубопровода в котельном помещении определяются исходя из потребности тушения пожара в конвективной шахте самого мощного котла или наиболее крупного РВП.

Для тушения пожара в конвективной шахте парового котла с трубчатым воздухоподогревателем допускается вместо воды применять сухой или слабоперегретый пар давлением 0,5 – 1,8 МПа (5 – 18 кгс/см^2) в зависимости от источника питания (производственного отбора или противодавления теплофикационных турбин РОУ 40/13, ли-

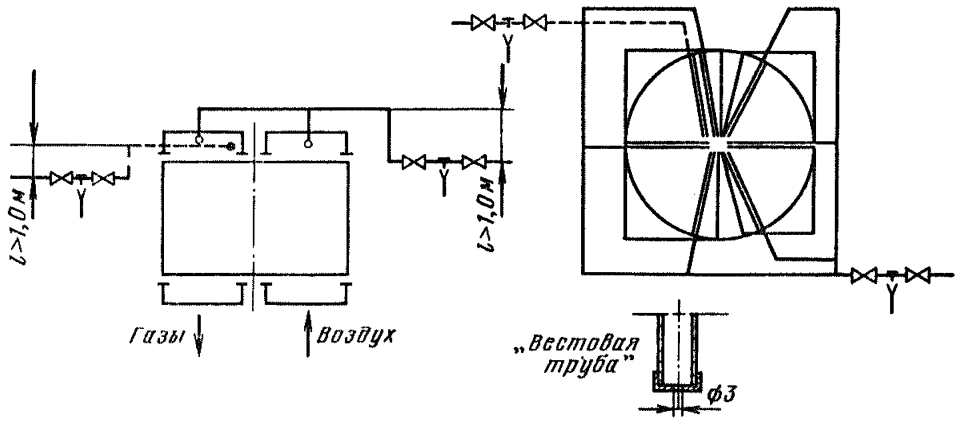


Рис. 2.9. Схема подачи воды для тушения пожара в РВП.

– – – – – линия обмывки РВП; ———— вода в пожарной магистрали; Т – «вестовая труба» с шайбой диаметром 3 мм; *У* – дренажная воронка.

нии собственных нужд). Расход пара – 2,5 – 3,0% паропроизводительности котла. Для тушения загораний отложений в конвективной поверхности водогрейного котла можно использовать систему обмывки.

13. При определении источника подачи воды исходить из продолжительности тушения пожара: в первые 30 мин расход воды полный, в последующие 30 мин он может быть в 2 раза меньше.

14. Для предотвращения коррозии труб воздухоподогревателя и набивки РВП вследствие возможного попадания в них воды из трубопроводов пожаротушения на подводящих воду линиях установить последовательно два вентиля с врезанной между ними «вестовой трубой» (рис. 2.10). На «вестовую трубу» вместо вентиля навернуть колпачок с отверстием диаметром 3 мм. Для надежного дренирования воды (конденсата пара) подвод ее осуществляется снизу с восходящим участком перед орошающими трубами высотой не ниже 1 м.

С целью исключения во время эксплуатации перетока воздуха из воздушной части РВП в газовую через трубы пожаротушения на линии подвода воды между воздушной и газовой частями установить разделительный вентиль (см. рис. 2.9).

15. Регулярно по утвержденному графику производить внешний осмотр арматуры трубопроводов пожаротушения и следить за наличием воды и пара в подводящих магистралях.

16. Воздушные и газовые короба под РВП, короба под конвективными шахтами, а также нижние части топок башенного типа оборудовать дренажными трубами с устройствами, препятствующими присосу воздуха через эти дренажные трубы в газоходы котла.

17. Для наблюдения за состоянием поверхностей нагрева воздухоподогревателей (набивки и труб) и визуального определения очагов горения при поступлении сигнала о загорании установить гляделки в газоходах перед каждой ступенью трубчатого воздухоподогревателя и за ней, в газовых коробах – перед РВП и за ним, в воздушных коробах – за РВП.

Гляделки следует установить в доступных и безопасных местах; они должны быть удобными для осмотра верхней и нижней торцевых поверхностей ротора РВП, верхней и нижней трубных досок обеих ступеней трубчатого воздухоподогревателя, должны легко открываться и герметически закрываться.

18. Непосредственно перед остановом котла, работавшего на мазуте, произвести очистку дробью конвективных поверхностей нагрева и тщательную обдувку набивки РВП.

19. После отключения последней горелки производить наружный и внутренний (через гляделки) осмотр РВП и трубчатого воздухоподо-

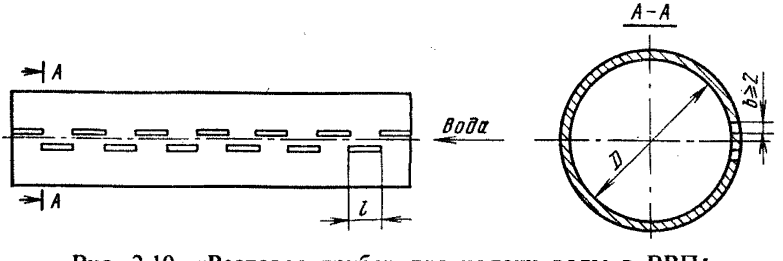


Рис. 2.10. «Вестовая труба» для подачи воды в РВП:

гревателя. Продолжительность наблюдения за воздухоподогревателями остановленного котла и периодичность их осмотров устанавливаются по местным инструкциям.

20. Выключать приборы, показывающие и регистрирующие температуру воздуха и газа перед РВП и за ним, температуру воздуха и газа перед каждой ступенью трубчатого воздухоподогревателя и за ней, а также температуру уходящих газов водогрейного котла не ранее чем через 24 ч после останова котла.

21. При признаках загорания немедленно произвести осмотр газохода, проверить температуры газов по всем установленным в газоходах термопарам, поставить в известность пожарную команду и в дальнейшем вести наблюдение за участком наиболее вероятного загорания.

22. При возникновении пожара в газовом тракте парового котла:

а) немедленно остановить котел;

б) остановить дутьевые вентиляторы и дымососы, вентиляторы рециркуляции; закрыть их направляющие аппараты;

в) закрыть шиберы, отключающие РВП по газу и по воздуху;

г) включить систему средств пожаротушения и проверить на линии отвода воды из коробов открытие запирающих устройств («хлопушек»);

д) вызвать пожарную команду;

е) проверить плотность закрытия всех гляделок и лазов.

При загорании в конвективной поверхности остановленного водогрейного котла немедленно подать воду на пожаротушение и обеспечить, если возможно, проток сетевой воды через котел.

Последствия пожара зависят в основном от времени, прошедшего с момента загорания до начала тушения, а также от быстроты проведения всех операций по ликвидации пожара.

23. Ротор РВП не останавливать до полной ликвидации пожара. В случае самопроизвольного или вынужденного останова электродвигателя ротор РВП проворачивать вручную.

24. После ликвидации пожара в РВП удалить все поврежденные пакеты, а также пакеты, поверхность которых подвергалась снаружи частичному окислению. Во избежание повторного загорания окисленные нагревательные элементы можно устанавливать только после их тщательной очистки.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Примеры определения необходимого расхода воды на пожаротушение

1. Котел паропроизводительностью 320 т/ч на давление пара 14 МПа (140 кгс/см^2) с трубчатым воздухоподогревателем. По глубине котлоагрегата расположены две конвективные шахты, разделенные воздушным коробом. Площадь каждой из конвективных шахт $F = 10 \cdot 2 = 20$ м^2. Расход воды на пожаротушение из производственного водопровода $10 \cdot 20 = 200$ м^3/ч.

2. Котел паропроизводительностью 420 т/ч на давление пара 14 МПа (140 кгс/см^2) с двумя РВП диаметром 5400 мм. Площадь сечения ротора каждого РВП $F = 5{,}4^2 \cdot 0{,}785 = 22{,}9$ м^2. Расход воды от системы обмывки и из производственного водопровода – по $5 \cdot 22{,}9 = 114{,}5$ м^3/ч.

3. Котел паропроизводительностью 500 т/ч на давление пара 13 МПа (130 кгс/см^2) с одним РВП диаметром 8800 мм. Площадь сечения ротора $F = 8{,}8^2 \cdot 0{,}785 = 60{,}7$ м^2. Расход воды из каждого источника по $5 \cdot 60 = 300$ м^3/ч.

4. Котел паропроизводительностью 950 т/ч на давление пара 25,5 МПа (255 кгс/см^2) с двумя РВП диаметром 9800 мм. Площадь сечения ротора $F = 9{,}8^2 \cdot 0{,}785 = 75{,}4$ м^2. Расход воды из каждого источника по $60 \cdot 5 = 300$ м^3/ч.

При скорости воды в подводящих трубопроводах четырех рассматриваемых котлов 1,7 – 2,2 м/с диаметр их равен соответственно 200; 150; 250 и 250 мм.

2.8. Снижение присосов воздуха в топку и газоходы котлов

Неплотности топки и газоходов являются одной из основных причин, ограничивающих нагрузку котлоагрегатов, и оказывают существенное влияние на их экономические показатели, вызывая значительные перерасходы электроэнергии на собственные нужды и повышение удельных расходов топлива. Например, увеличение присосов воздуха в топку на 20% приводит к снижению КПД котлоагрегата более чем на 1,0%, увеличение присосов воздуха в конвективную шахту котла на 10% снижает его КПД на 0,6%.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации» (Энергия, 1977) нормы присосов составляют (§ 17.30):

а) топки котлов паропроизводительностью до 320 т/ч, работающих на газообразном и жидком топливе, – не выше 5%, на пылевидном топливе – не выше 8%; топки котлов паропроизводительностью свыше 320 т/ч, работающих: на газообразном и жидком топливе – не выше 3%, на пылевидном топливе – не выше 5%; топки котлов с цельносварными экранами не должны иметь присосов;

б) газовые тракты котлов на участках от выхода из пароперегревателя до выхода из дымососа (без учета золоуловителей), оборудованных трубчатыми воздухоподогревателями, – не выше 10%, оборудованных регенеративными воздухоподогревателями (РВП) – не выше 25%;

в) электрофильтры – не более 10%; золоуловители других типов – не более 5%.

По отчетным данным за 1977 г., значения присосов воздуха в газоходы котлов некоторых электростанций составили:

на блоках 300 МВт с котлами ТГМП-114 – от 21,7 до 39,7%;

на блоках 300 МВт с котлами ПК-41 – от 31,7 до 32,2 – 35%;

на блоках 300 МВт с котлами ТГМП-314 – от 20,1 – 23,0 до 35 – 47%.

На электростанциях, где вопросам уплотнения газовых трактов уделяется большое внимание, достигнут определенный успех, однако еще на многих электростанциях присосы воздуха в топку и газоходы продолжают оставаться высокими. Так, на котле ТГМП-314Ц ТЭЦ-21 Мосэнерго присосы в газовый тракт составляют 45%, в то время как на котлах ТГМП-314 Ириклинской и Костромской ГРЭС значение присосов в газовые тракты не превышает 25%.

На электростанциях, сжигающих твердое топливо, присосы воздуха за этот же период составили: котлов ТПП-110, ТПП-210, ТПП-210А Новочеркасской и Приднепровской ГРЭС – 38 – 42%, ПК-39 Ермаковской ГРЭС – 39%; ПК-59 Рязанской ГРЭС – 30 – 90% (с трубчатым воздухоподогревателем).

Неплотности топок и газоходов являются результатом дефектов изготовления и монтажа оборудования, а также неудовлетворительной эксплуатации и ремонтов.

Ниже перечислены основные узлы котельного оборудования, являющиеся источниками повышенных присосов воздуха, выявленные в результате проведенных обследований котельных агрегатов и анализа их эксплуатационных показателей, и указаны наиболее характерные причины их образования.

ТОПКА

Основным источником присосов воздуха в топочную камеру котла являются места прохода труб через обмуровку, места примыкания горелочных устройств к экранам, лазы, гляделки и места установки обдувочных аппаратов.

Следует иметь в виду, что при неплотностях в местах, указанных выше, установка металлической обшивки не полностью устраняет присосы воздуха.

Другими местами возможных присосов воздуха в топочную камеру могут быть следующие узлы: места сочленения натрубной обмуровки с неподвижной ее частью, места сопряжения стен топки и газоходов, шлакоспускные шахты и гидравлические затворы, реперные проемы. Основными причинами присосов воздуха являются несовершенство конструкций уплотнений, незавершенность монтажа и низкое качество выполняемого ремонта.

Вводимые в эксплуатацию котлы не всегда проверяются на плотность и часто имеют присосы воздуха, значительно превышающие действующие нормы. Так, на котле ТГМП-314Ц, пущенном в 1975 г. на ТЭЦ-21 Мосэнерго, присосы в топочную камеру в первый период эксплуатации составляли 18% против 3–5%, достигнутых на серийных котлах ТГМП-314 Костромской и Лукомльской ГРЭС.

ГАЗОВЫЙ ТРАКТ

Источниками присосов воздуха в газовый тракт котла являются места прохода трубопроводов через обмуровку, компенсаторы конвективных шахт, взрывные клапаны, лазы, лючки, а также непровары в сварных соединениях газоходов.

Зачастую при кустарном изготовлении монтажными организациями компенсаторов воздухоподогревателей они выполняются неудовлетворительно, быстро выходят из строя и являются источником значительных перетоков воздуха из воздушного тракта в газовый.

Причинами присосов являются также неудовлетворительное качество сварки труб воздухоподогревателей с трубными досками, большие зазоры в уплотнительных плоскостях лазов, лючков и гляделок, разрушения газоходов, обшивок коробов у коллекторов поверхностей нагрева из-за неправильного монтажа, отсутствие уплотнений в месте прохода вала дымососа через кожух.

К числу эксплуатационных неполадок, приводящих к увеличению присосов воздуха в газовый тракт котла, относятся: неплотности, возникшие в результате коррозии и золового износа трубчатых воздухоподогревателей, газоходов, золоуловителей и взрывных предохранительных клапанов; разрыв компенсаторов конвективных шахт из-за термических деформаций; частичное открытие или неплотности засло-

нок на течках золоуловителей; отсутствие крышек уплотнений и штуцеров для установки измерительных приборов (дымомеров, газоанализаторов, термопар и тягомеров) и др.

РЕГЕНЕРАТИВНЫЕ ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛИ

Неплотности РВП являются одной из основных причин снижения экономических показателей котлоагрегата. Повышенные присосы и перетоки воздуха в газовую часть РВП могут явиться причиной ограничения нагрузки котла (блока) по производительности дымососов.

Проточка фланцев РВП, поверхность которых служит элементом периферийного уплотнения, монтажными организациями не выполняется или выполняется неудовлетворительно, в результате чего уплотнения быстро выходят из строя и становятся источником больших присосов воздуха в газовый тракт.

Надежная и эффективная работа уплотнений РВП может быть достигнута только при высоком качестве их изготовления и монтажа, а также при своевременной регулировке зазоров в процессе эксплуатации.

Присосы воздуха возможны также при некачественном изготовлении и коррозии гидрозатворов в системе обмывки РВП.

СИСТЕМА ДРОБЕОЧИСТКИ И ЗОЛОУЛАВЛИВАНИЯ

На котлах, оборудованных дробеочисткой, имеются значительные присосы воздуха через золоотвеивающие сепараторы, где отвеивание осуществляется атмосферным воздухом, подсасываемым в газоход котла. Возможным местом присоса воздуха в системе очистки является участок «дробеуловитель-разбрасыватель» при нижнем хранении дроби или при опорожнении дробеуловителя.

Неплотности в системе золоулавливания мало влияют на КПД котла брутто, но приводят к значительному увеличению расхода электроэнергии на тягу, снижают температуру дымовых газов в газоходах и дымовой трубе, что способствует их коррозии и разрушению.

Основными местами присосов в системе золоулавливания являются золосмывные аппараты, золоспускные течки, а также места прохода штанг встряхивающих элементов в электрофильтрах.

МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПРИСОСОВ

Для снижения присосов воздуха в топочную камеру и газоходы котла предлагается:

1. Поддерживать плотность топки и газового тракта путем систематического устранения мест присосов воздуха (на работающем котле, где это возможно по условиям техники безопасности), обнаруженных во время ежедневных наружных осмотров установок.

Присосы воздуха должны контролироваться путем осмотра установки и контрольным газовым анализом, проводимым не реже 1 раза в месяц, а также до текущего, среднего и капитального ремонтов (ПТЭ, § 17.31) и после них.

2. Не реже 1 раза в год производить опрессовку трубчатых воздухоподогревателей с присадкой красящих веществ (мела, охры) во

всасывающие короба дутьевых вентиляторов и производить проверку состояния труб, уплотнений труб в трубных досках, состояния компенсаторов с тем, чтобы во время капитального или среднего ремонта котлоагрегата выполнить мероприятия по обеспечению снижения присосов до значений, предусмотренных ПТЭ.

Сброс воздуха, охлаждающего балки водяных экономайзеров, направлять во всасывающие короба дутьевых вентиляторов, а не в газоходы котла.

3. Для производства работ по устранению выявленных в процессе эксплуатации дефектов и уплотнению газоходов котлоагрегатов при необходимости выделять бригаду (слесарей, изолировщиков, сварщиков).

4. При приемке котла из капитального, среднего или текущего ремонтов, а также при присосах, превышающих нормы ПТЭ, необходимо принимать меры по обнаружению и ликвидации мест присосов (заварка обшивки, обмазка обмуровки и др.). Визуальное определение мест присосов воздуха можно производить:

а) с помощью дымовых шашек при закрытых направляющих аппаратах остановленных тягодутьевых машин и шиберах по газовоздушному тракту;

б) создавая повышенное разрежение путем включения дымососа;

в) постановкой топки и газоходов котла под давление с помощью дутьевых вентиляторов. Места неплотностей обнаруживаются по выходу дыма, шуму, пылению или на ощупь.

Методика определения присосов воздуха в топку и газоходы котла с помощью газового анализа приведена в приложении 1, а мероприятия по уменьшению присосов – в приложении 2.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

1. ОЦЕНКА ПРИСОСОВ ВОЗДУХА В ТОПОЧНУЮ КАМЕРУ ПО СПОСОБУ, РАЗРАБОТАННОМУ ЮЖТЕХЭНЕРГО

Для определения присосов воздуха в топку требуется сведение полного теплового и воздушного баланса котла, что представляет на практике значительные трудности и может быть выполнено только при проведении балансовых испытаний. Поэтому в условиях эксплуатации присосы воздуха в топку могут определяться упрощенным способом, предложенным Южтехэнерго.

Этот способ требует измерения: разрежения вверху и внизу топки $s_т^в$, $s_т^н$ (микроманометрами с точностью не ниже 2 Па), сопротивления участка газового тракта $\Delta p_г$ (микроманометром или U-образным тягомером), величины, характеризующей расход воздуха $\Delta p_в$ (на котлах с трубчатыми воздухоподогревателями U-образным тягомером измеряется сопротивление воздухоподогревателя по воздушной стороне, а на котлах с регенеративными воздухоподогревателями, если не измеряется количество воздуха, поступающего в топочную камеру, необходима установка мультипликатора в воздуховодах за РВП), и содержание RO_2 и O_2 в дымовых газах в сечении газохода за пароперегревателем (рис. 2.11).

При определении присосов воздуха в топочную камеру автоматика горения и разрежения должна быть отключена. Первый режим ра-

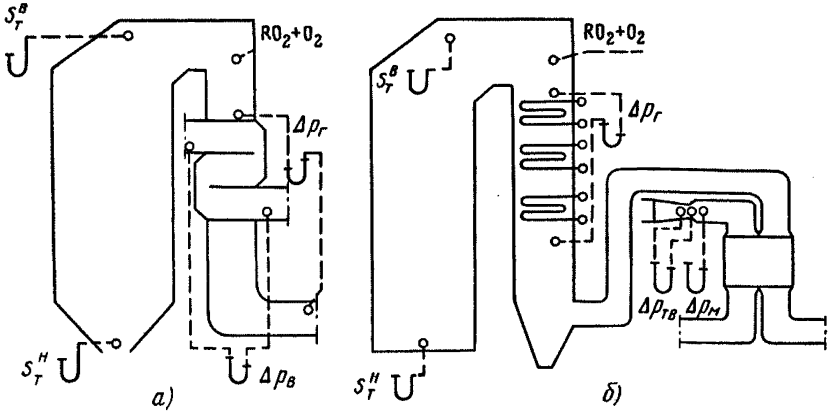


Рис. 2.11. Схема измерений при определении присосов в топку упрощенным методом.

а – на котле с трубчатым воздухоподогревателем; *б* – на котле с регенеративным воздухоподогревателем.

боты котла должен быть зафиксирован при нагрузке примерно 80% номинальной, расчетном коэффициенте избытка воздуха за пароперегревателем (в зависимости от типа котла и вида сжигаемого топлива) и нормально принятом в эксплуатации разрежении вверху топки $S_т^в$. Последующие режимы характеризуются неизменными значениями нагрузок и организованно подаваемым в топку воздухом при следующих значениях разрежения вверху топки: 0; −50; −100; −150; −200 Па (0; −5; −10; −15; −20 кгс/м²). Длительность выдерживания каждого режима определяется продолжительностью трех-четырех записей показаний приборов.

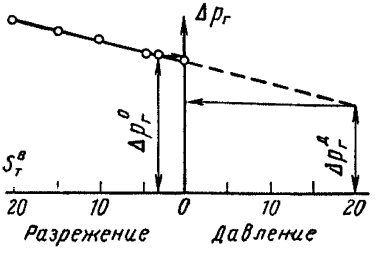


Рис. 2.12. График определения сопротивления газового тракта котла при условной работе топки под давлением.

На рис. 2.12 приведен график изменения сопротивления участка газового тракта $\Delta p_г$ в зависимости от статического давления вверху топки $s_т^в$. По оси абсцисс влево от нуля отложены значения разрежения, вправо – давления.

Нормальному эксплуатационному разрежению вверху топки $s_т^в$ соответствует сопротивление участка тракта, равное $\Delta p_г^д$; при значениях $s_т^в$ от – 200 Па (20 кгс/м²) до 0 на графике наносятся измеренные значения $\Delta p_г$; полученная прямая экстраполируется вправо, в область работы топки под давлением до значения, при котором разрежение внизу топки $s_т^н = 0$. При этом сопротивление участка тракта равно $\Delta p_г^д$.

Значение присосов в топку и газоход пароперегревателя определяется по формуле

$$\Delta\alpha''_{т} = \frac{\alpha''_{пп}}{2}\left(1 - \sqrt{\frac{\Delta p^{д}_{г}}{\Delta p^{0}_{г}}}\right),$$

где $\alpha''_{пп}$ – коэффициент избытка воздуха за пароперегревателем при эксплуатационном (первом) режиме.

Поддержание плотности топки необходимо при сжигании любого вида топлива, но особенно важно для газомазутных котлов при работе с предельно малыми избытками воздуха.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИСОСОВ ВОЗДУХА В ГАЗОВЫЙ ТРАКТ

Порядок определения присосов следующий: режим работы котла устанавливается по режимной карте при нагрузке, близкой к номинальной, анализ газов производят одновременно в газоходах за пароперегревателем (в точке с температурой газов не выше 600 °С) и за дымососом. Это дает общий присос воздуха в газовый тракт, результаты используются в месячной отчетности по форме 3-тех.

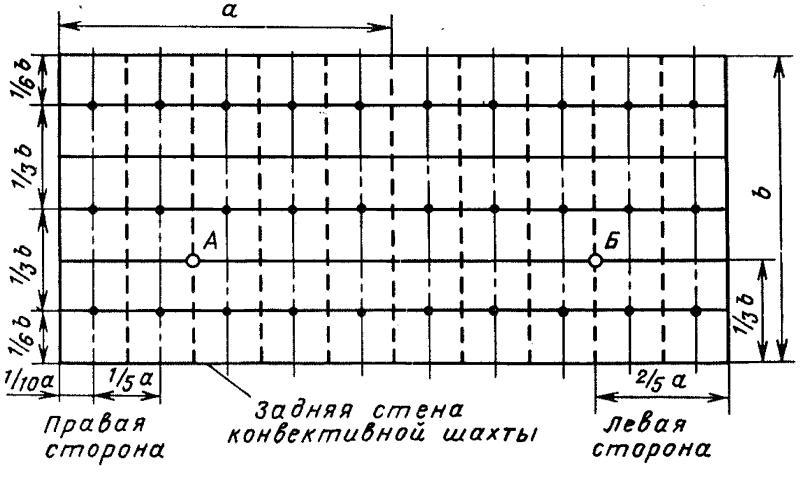


Рис. 2.13. Разметка газохода котла.
А, Б – места установки контрольных труб при тарировке.

На котлах с РВП целесообразно производить одновременно и анализ газов перед ними, во всяком случае впредь до их наладки и получения стабильных и близких к норме присосов в РВП.

Кроме того, требуется и проведение анализа газов за воздухоподогревателем в целях определения потери с уходящими газами; периодичность этих измерений определяется условиями режима и эксплуатации.

Газовый анализ производится для малореакционных топлив (с выходом летучих до 12%) при помощи переносных газоанализаторов ГХП-3М (типа ОРСА) или переносных автоматических кислородомеров. При сжигании реакционных топлив, при которых возможна суще-

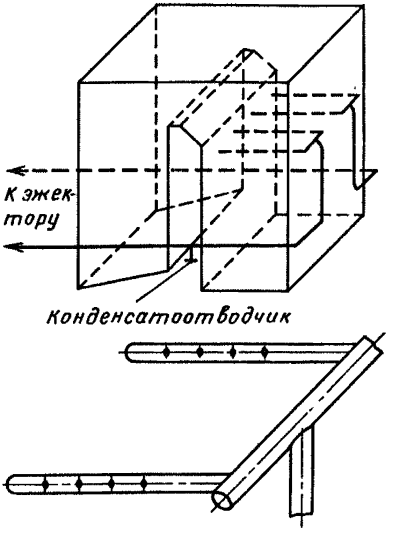


Рис. 2.14. Схема газозаборного устройства.

ственная химическая неполнота сгорания, требуется полный анализ газов при помощи хроматографа.

Для правильного определения среднего состава дымовых газов сечения газохода должны быть протарированы при нормальном режиме и нагрузке, близкой к номинальной. Для тарировки сечения газохода условно разбивают на равновеликие площадки, из центра которых с помощью передвижных газозаборных трубок одновременно по всей ширине газохода по одному ряду точек производят отбор газов на анализ. Число площадок по сечению газоходов выбирается в зависимости от размеров прямолинейных участков вблизи измеряемого сечения. При наличии сужений и поворотов разного вида число площадок увеличивается и составляет в глубину пять – семь вместо трех, показанных на рис. 2.13.

На рис. 2.14 показана схема газозаборного устройства, применяемая на ряде электростанций. Заборное устройство выполнено из трубы (сталь 12Х1МФ) диаметром 38 × 6 мм с четырьмя – шестью боковыми сверлениями диаметром 4 – 5 мм.

Заборные перфорированные трубы подвешиваются в газоходах с таким расчетом, чтобы расстояние между трубами в зоне высоких температур (за пароперегревателем) не превышало 1 м.

Отсос дымовых газов осуществляется с помощью парового или воздушного эжектора.

Отношение количества присасываемого в газоходы воздуха к теоретически необходимому для горения с увеличением паропроизводительности котла уменьшается, хотя абсолютное значение присосов воздуха увеличивается. Учитывая это, желательно проверку плотности газовых трактов производить при постоянной нагрузке котла, близкой к номинальной, и приблизительно одинаковой характеристике горючей массы сжигаемого топлива. Несоблюдение этих условий не позволит получить сравнимые значения присосов по отношению к полученным в предыдущих определениях.

Для контроля за стабильностью режима при тарировке производится анализ газов в контрольных точках. Желательно, чтобы они совпали с точками отбора газов на штатные приборы. Это дает также возможность сверки штатных газоанализаторов с переносными.

При анализе газов кислородомером или газоанализатором типа ОРСА присосы определяются по сокращенной кислородной формуле

$$\Delta\alpha = 20{,}96\left(\frac{1}{20{,}96 - O'_2} - \frac{1}{20{,}96 - O_2}\right) \qquad (1)$$

или по углекислотной формуле

$$\Delta\alpha = \frac{RO_2^{макс}}{RO'_2} - \frac{RO_2^{макс}}{RO_2}, \quad (2)$$

где $RO_2^{макс}$ – максимальное содержание трехатомных газов при $\alpha = 1$,

$$RO_2^{макс} = 20{,}96/(1 + \beta); \quad (3)$$

β – характеристика топлива.

В формулах (1) и (2) RO'_2, O''_2 и RO_2, O_2 – содержание трехатомных газов и кислорода соответственно в конечных и начальных сечениях газоходов.

При полном анализе газов коэффициент избытка воздуха определяется для каждого сечения газоходов по формуле

$$\alpha = \frac{N_2}{N_2 - 3{,}76[O_2 - 0{,}5(CO + H_2) - 2CH_4]}, \quad (4)$$

где N_2, CO, H_2, CH_4 – содержание азота и продуктов неполного сгорания в дымовых газах, %.

Содержание азота определяется из уравнения

$$N_2 = 100 - [RO_2 + O_2 + CO + H_2 + CH_4], \%. \quad (5)$$

Присосы определяются как разность коэффициентов избытка воздуха в конечных и начальных сечениях

$$\Delta\alpha = \alpha'' - \alpha'. \quad (6)$$

Формулы (1), (4), (5) и (6) могут быть применены и при сжигании смеси топлив.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Мероприятия по уменьшению присосов воздуха в газовые тракты котлов

1. УПЛОТНЕНИЕ МЕСТ ПРОХОДА ТРУБОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ОБМУРОВКУ КОТЛА

При уплотнении мест прохода труб через обмуровку котлов приходится учитывать тепловые расширения коллекторов.

На рис. 2.15 приведены способы уплотнения мест прохода труб пароперегревателя, водяного экономайзера и трубопроводов питательной воды через обмуровку и короба коллекторов. Для изоляции змеевиков и коллекторов используются минераловатные изделия, изоляционные плиты, напыляемая и мастичная изоляция, на которые наносятся уплотнительная обмазка и газоплотное покрытие из полимерных материалов в сочетании со стеклотканью (рис. 2.15, *а*, *б*). При наличии металлического кожуха уплотняется место прохода наружных труб через стенки кожуха (рис. 2.15, *в*, *г*). На рис. 2.15, *д* показано уплотнение мест прохода труб через обмуровку, выполненное с помощью засыпки сухим песком и асбестовой пушонкой.

Наиболее надежным способом уплотнения проходов труб через обмуровку является сочетание изоляции камер и труб (рис. 2.16, *а*, *б*) с металлической обшивкой.

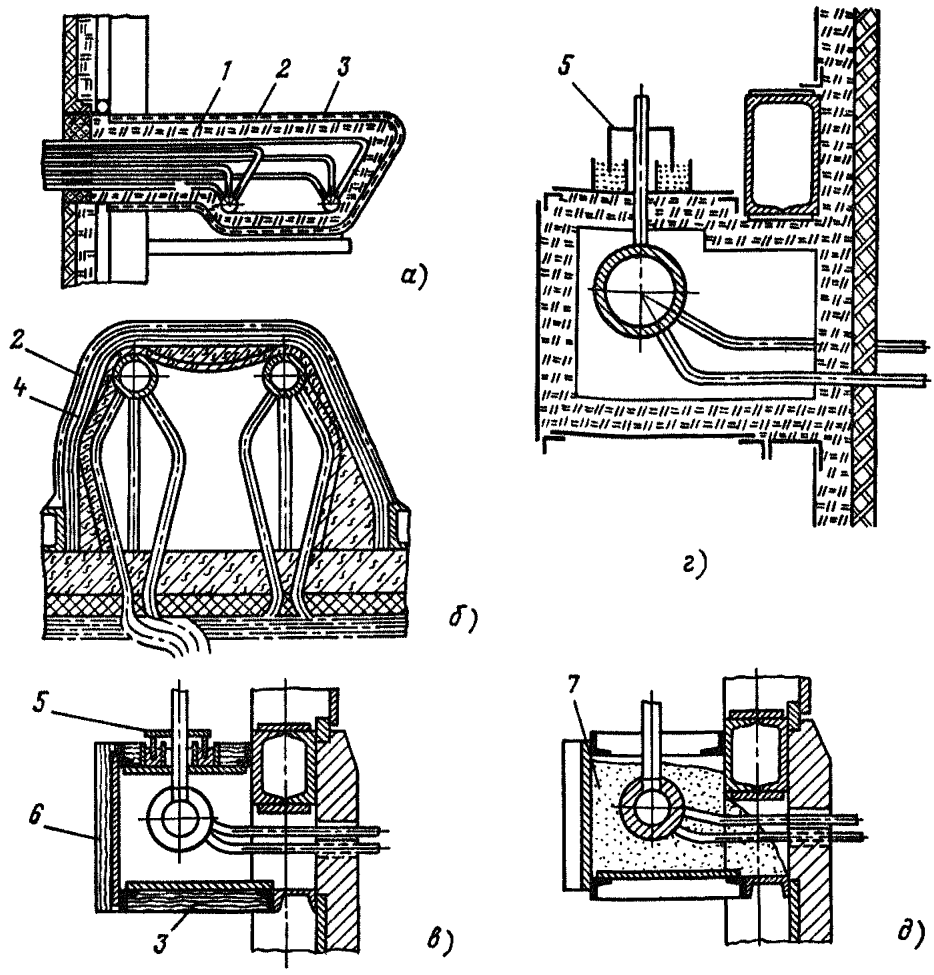


Рис. 2.15. Конструкции уплотнений прохода труб пароперегревателя и водяного экономайзера.

1 — изоляционный слой; *2* — уплотнительная штукатурка; *3* — газоплотное покрытие; *4* — минераловатный матрац; *5* — песочное уплотнение; *6* — съемный металлический щит; *7* — засыпка сухим песком.

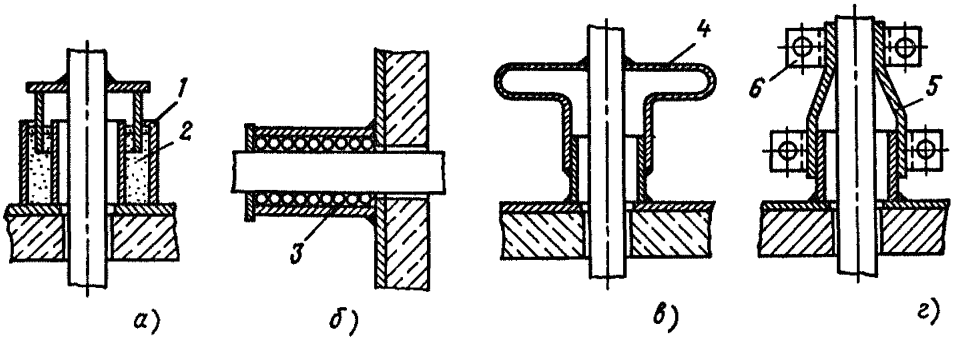


Рис. 2.16. Конструкции уплотнений прохода через обшивки котла.

1 — шлаковая вата; *2* — засыпка сухим песком; *3* — асбестовый шнур; *4* — компенсатор; *5* — манжета; *6* — хомут.

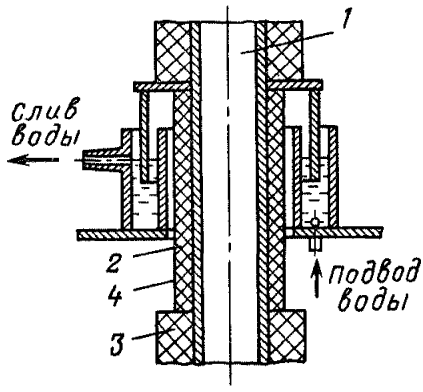


Рис. 2.17. Гидрозатвор боковых и задних труб.

1 – опускная труба; *2* – шнуровой асбест; *3* – шлаковая вата; *4* – листовая обшивка.

При вертикальном или горизонтальном перемещении труб через обшивку котлов широкое распространение получили уплотнения, выполненные из металлических компенсаторов, из манжеты из асбестовой ткани, набивными из асбестового шнура, из засыпки сухим песком (рис. 2.16, *а – г*; рис. 2.15, *в – д*). Высота слоя песка в зависимости от разрежения должна быть в пределах 150 – 250 мм.

На ряде котлов песочные уплотнения мест прохода опускных труб циркуляционных контуров были заменены гидрозатвором (рис. 2.17), который оказался более надежным в условиях эксплуатации.

При перемещении труб и коллекторов через обшивку котлов

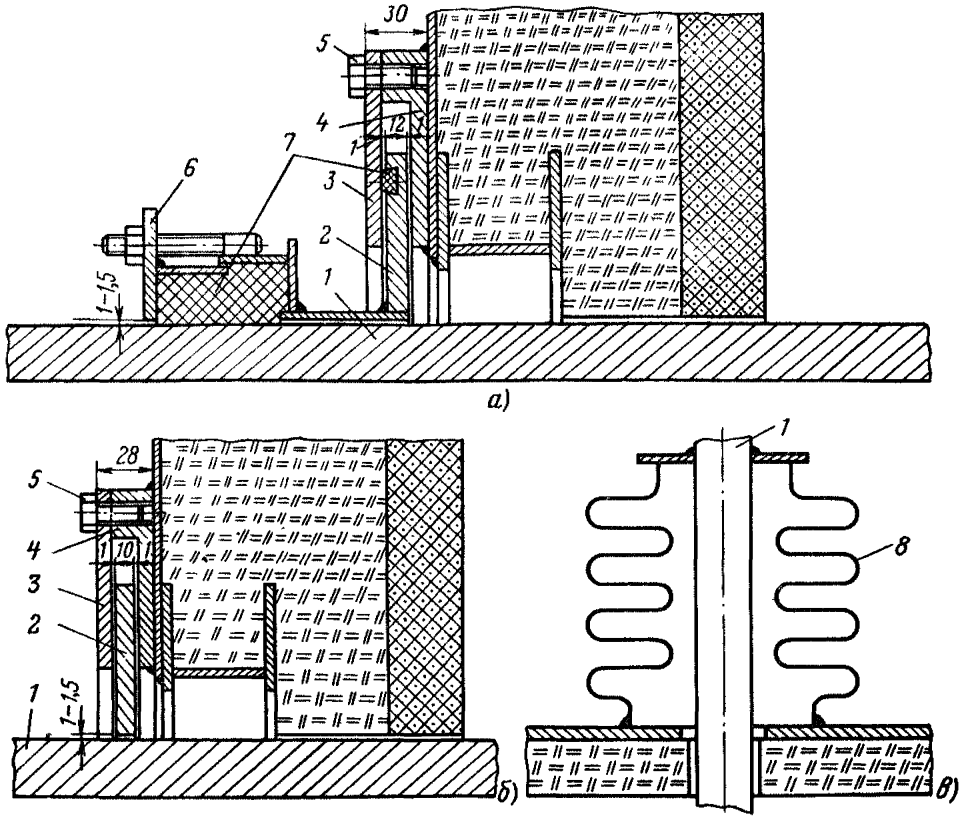


Рис. 2.18. Уплотнение прохода камер и трубопроводов через обшивку котла.

1 – камера, трубопровод; *2* – кольцо; *3* – крышка; *4* – основание; *5* – болт; *6* – подвижный фланец; *7* – набивка асбестовая; *8* – сильфон.

в двух направлениях конструкция представляет из себя сочетание двух уплотнений, обеспечивающих продольное и поперечное перемещения. На рис. 2.18 *а, б* показаны уплотнения для камер с температурой стенки до 450 и свыше 450 °С соответственно.

При небольших поперечных перемещениях допускается применение сильфонных уплотнений (рис. 2.18, *в*).

В последнее время при проектировании котлоагрегатов широкое распространение получило объединение мест сосредоточения коллекторов и труб в специальные плотные «теплые ящики» с применением местных уплотнений.

2. КОМПЕНСАТОРЫ ТОПОЧНОЙ КАМЕРЫ И КОНВЕКТИВНОЙ ШАХТЫ

Для уплотнения мест примыкания экранов к шлаковой шахте могут применяться гидрозатворы и двухволновые компенсаторы (рис. 2.19).

На рис. 2.20 показаны компенсатор и два вида уплотнений трубных досок воздухоподогревателя. В одном случае стальная полоса *1* толщиной 10 мм вставляется между трубными досками, в другом — полоса *2* накладывается сверху на соединение трубных досок; последний вид крепления более прост при монтаже. В том и другом случаях сварка стальных полос с трубными досками производится сплошным швом.

Уплотнение с линзовым компенсатором трубчатого воздухоподогревателя II ступени показано на рис. 2.21, *а*. Ширина зазора между полосой *5* и защитой *4* компенсатора делается на 4—5 мм меньше диа-

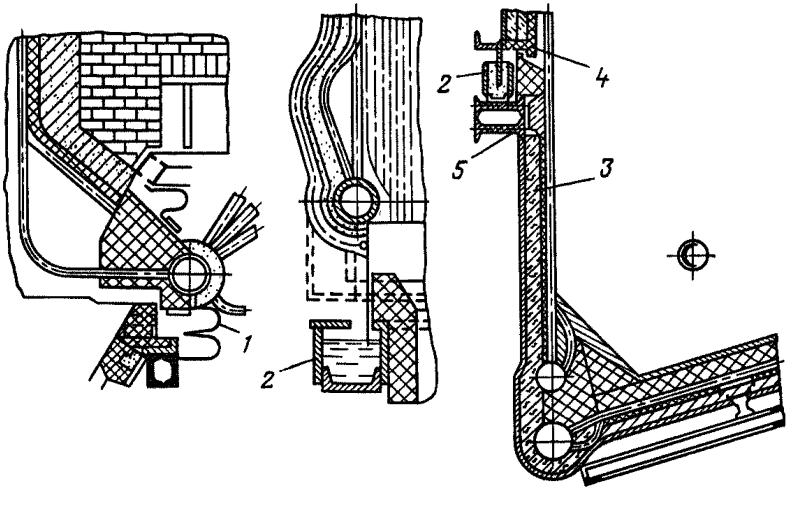


Рис. 2.19. Компенсаторы топочной камеры.

1 — двухволновой линзовый компенсатор; *2* — гидрозатвор; *3* — натрубная обмуровка; *4* — накаркасная обмуровка; *5* — пояс жесткости.

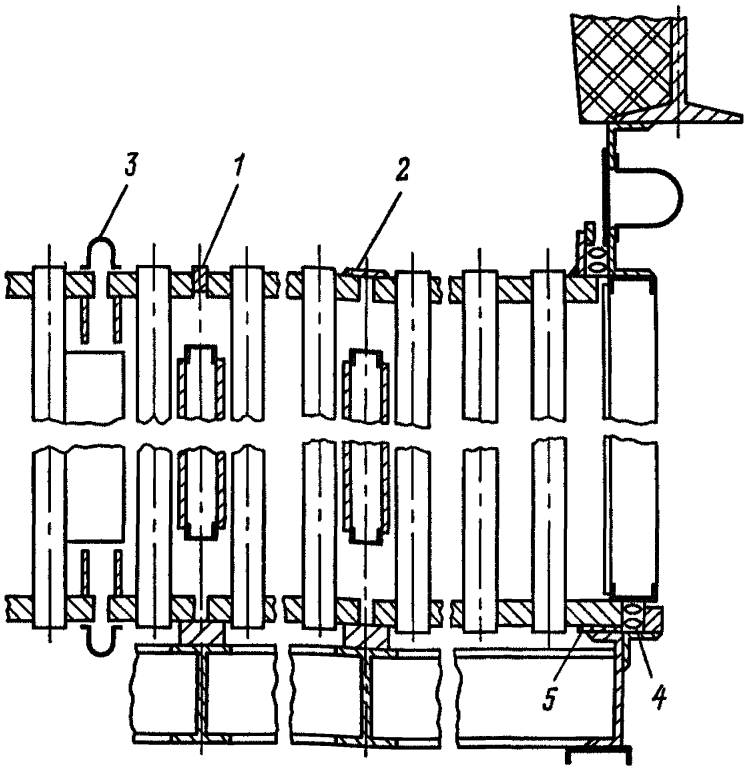


Рис. 2.20. Уплотнение трубных досок секций воздухоподогревателя.
1 — стальная вставка; *2* — накладка; *3* — компенсатор; *4* — уплотнение асбестовым шнуром; *5* — асбестовый лист.

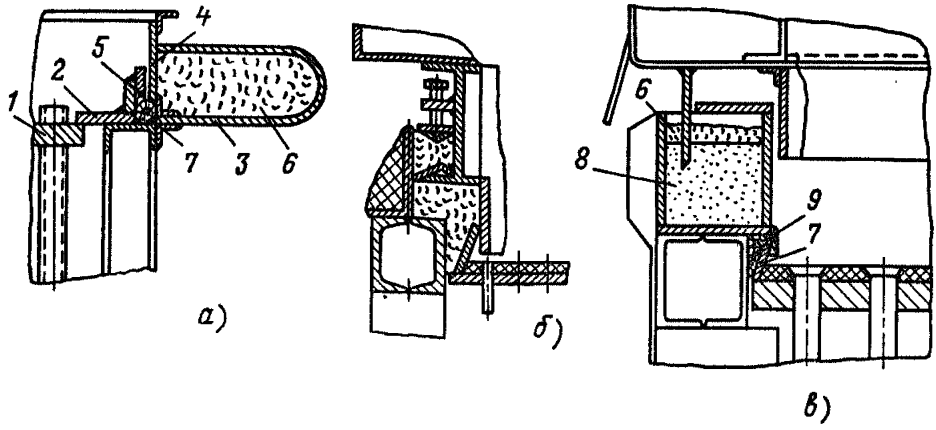


Рис. 2.21. Конструкция компенсаторов конвективной шахты.
1 — трубная доска; *2* — пластина; *3* — наружный компенсатор; *4* — защита компенсатора; *5* — полоса; *6* — минеральная вата; *7* — асбестовый шнур; *8* — сухой просеянный песок; *9* — мелкий щипаный асбест.

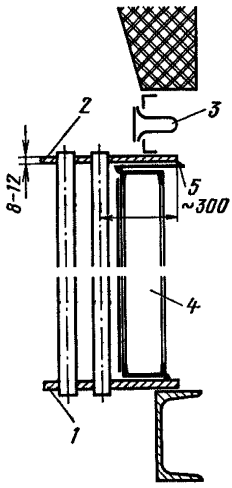


Рис. 2.22. Уплотнение щита при помощи металлического листа.

1 – нижняя трубная доска; *2* – верхняя трубная доска; *3* – компенсатор; *4* – боковой щит; *5* – промежуточный лист уплотнения.

метра асбестового шнура, применяемого для уплотнения. Пластина 2 вместе с полосой 5 приваривается только к трубным доскам крайних кубов так, чтобы при температурном удлинении кубов она могла перемещаться. Конструкция скользящего компенсатора (рис. 2.21, *б*) позволяет регулировать плотность набивки асбеста в любом месте по периметру компенсатора. На рис. 2.21, *в* изображена конструкция песочного уплотнения.

В последнее время распространение получило жесткое соединение щитов с трубными досками воздухоподогревателя или при помощи промежуточного листа толщиной 3 мм (рис. 2.22).

3. МОДЕРНИЗАЦИЯ УПЛОТНЕНИЙ РЕГЕНЕРАТИВНЫХ ВРАЩАЮЩИХСЯ ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ

Опыт эксплуатации РВП котлов ПК-47, ПК-33, П-50, ПК-41, ПК-39, ТПП-110 и ТПП-210 показывает, что присосы в них значительно превышают допустимые значения. В связи с этим СКБ ВТИ и ЗИО разработана конструкция модернизированных уплотнений ротора в РВП выпуска до 1966 г., которая прошла апробацию в длительной эксплуатации на Каширской, Черепетской, Троицкой и Славянской ГРЭС. Полученные результаты показывают, что такая модернизация уплотнений РВП обеспечивает возможность поддержания присосов на уровне 17–20 %.

Уплотнения РВП по проекту СКБ ВТИ и ЗИО могут быть изготовлены ремонтными заводами РЭУ или электростанциями.

Опыт модернизации РВП блоков 300 МВт может быть использован и на других котельных агрегатах как большей, так и меньшей мощности.

Чертежи и инструкции, необходимые для выполнения модернизации РВП, могут быть получены в СКБ ВТИ.

Технологические указания по модернизации уплотнений РВП

А. УПЛОТНЕНИЯ РВП КОТЛОВ ТКЗ ПЕРВЫХ ВЫПУСКОВ

При модернизации РВП должны быть полностью заменены все уплотнения ротора, установлены горизонтальные окружные уплотнения на обеих сторонах ротора, заменены секторные плиты и уплотнения вокруг вала, изготовлены и смонтированы кожухи. Одновременно должен быть опущен цевочный привод, ведомый венец которого расположен очень близко к верхнему фланцу ротора и мешает установке новых уплотнений.

При модернизации уплотнений следует соблюдать следующий порядок:

1. Снять тепловую изоляцию на обеих крышках в зоне секторных плит и в районе окружных уплотнений на расстоянии около 500 мм от крышек по всему периметру.

2. Срезать часть обшивки кожуха автогеном на высоте 295 мм от внутренней плоскости листов крышек (рис. 2.23), при этом необходимо оставить пять-шесть швеллеров на обшивке кожуха, чтобы удержать крышки в рабочем положении.

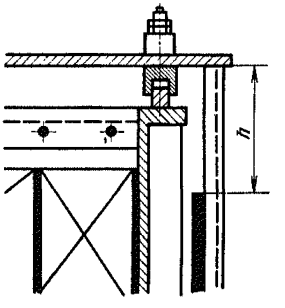


Рис. 2.23. Удаление части кожуха при реконструкции уплотнений.

h – высота срезаемой части кожуха, равна 295 мм для РВП-68 ТКЗ и 414 мм для РВП 3иО с диаметром ротора 7 м.

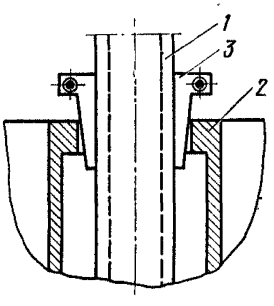


Рис. 2.24. Устранение зазоров между валом и ступицей ротора в РВП ТКЗ первых допусков.

1 – вал; *2* – ступица ротора; *3* – разъемная конусная втулка.

3. Тщательно осмотреть место посадки ротора на вал. При обнаружении зазоров (ослаблении посадки) между валом и отверстием ступицы их необходимо устранить; в зазор между валом и ступицей забить конусную втулку и тщательно обварить ее (рис. 2.24).

4. Сместить вниз цевочный обод, если он расположен вблизи фланца ротора (рис. 2.25), соблюдая следующий порядок действий:

а) удалить одну секцию кожуха и срезать автогеном все опорные кронштейны, которые приварены к бочке ротора; сдвинуть их вниз на 900–1100 мм и прихватить в новом положении;

б) тщательно выверить с помощью чертилки опорные кромки кронштейнов. Кронштейны должны лежать в одной горизонтальной плоскости и должны быть приварены швом 6 мм;

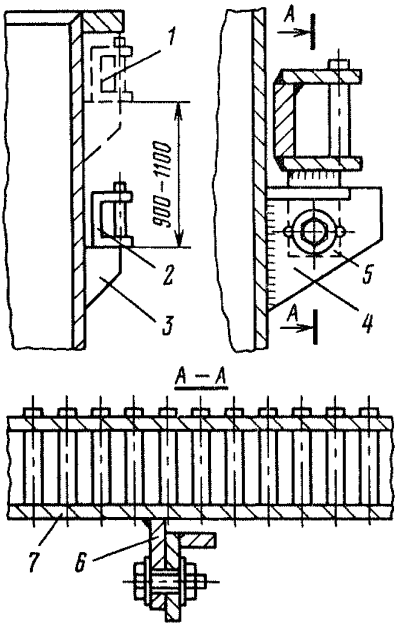
в) срезать автогеном все силовые кронштейны, которые передают усилие от цевочного обода к ротору, после чего опустить цевочный обод на выставленные опорные кронштейны;

г) тщательно выверить цевочный обод по наружной поверхности цевок. При вращении ротора вручную радиальное биение цевок не должно превышать 2 мм;

д) приварить к ротору силовые кронштейны швом 6 мм, при необходимости между бочкой ротора и вертикальным ребром силового кронштейна установить и приварить планку. Собрать болтовое соединение, скрепляющее силовой кронштейн с лапой цевочного обода.

Рис. 2.25. Смещение цевочного обода ротора РВП.

1 – существующее положение обода; *2* – новое положение обода; *3* – опорный кронштейн; *4* – силовой кронштейн; *5* – болтовое соединение силового кронштейна; *6* – лапа обода; *7* – цевочный обод.



5. Устранить повреждения и разрывы на наружной бочке ротора и фланцах, разделать и заварить трещины, положить усиливающие накладки (рис. 2.26). При необходимости изготовить новые фланцы.

6. Удалить существующие секторные плиты и уплотнения, расположенные вокруг вала на обеих крышках воздухоподогревателя. При этом необходимо вырезать ребра жесткости, выполненные из швеллеров, и обшивку, выполненную из тонкого листа, на которых были установлены плиты.

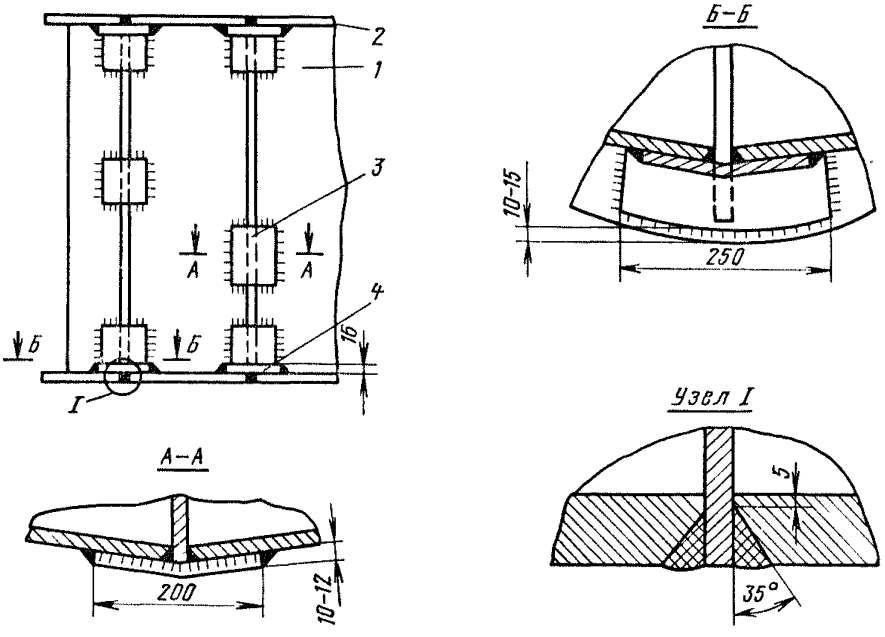


Рис. 2.26. Устранение дефектов на фланцах и роторе.

1 – бочка ротора; *2* – фланец; *3* – накладка бочки; *4* – накладка фланца.

7. Изготовить новые секторные плиты, направляющие пружины и шпильки, а также новые детали уплотнений вокруг вала.

8. Изготовить и смонтировать опорные детали для установки новых секторных плит, направляющих уголков и уплотнений вокруг вала (рис. 2.27).

Детали опорной конструкции проварить между собой на всю толщину листка. После сварки опорную конструкцию необходимо тщательно выправить.

9. Смонтировать новые секторные плиты и уплотнения вокруг вала. Кольцо окружного уплотнения вала ротора тщательно выставить на торце ступицы по диаметру 700 мм и приварить швом 6 мм. Подвести к кольцам секторные плиты с зазором 1–2 мм и закрепить их при помощи направляющих уголков, шпилек и пружин. Секторные плиты должны сидеть в направляющих уголках с зазором не более 1 мм на сторону (рис. 2.28).

Все пружины секторных плит должны быть вынесены из обогреваемой зоны.

Установить на свое место накладки, которые должны перекрывать кольцо уплотнения вокруг вала на 50–60 мм.

10. Проверить подвижность вновь установленных секторных плит.

11. Демонтировать все окружные уплотнения с верхней и нижней крышек кожуха. Отверстия в листах крышек кожуха, сквозь которые проходили пружины и другие детали, заглушить накладками из листа толщиной 4–5 мм и тщательно обварить (рис. 2.29).

12. Срезать автогеном верхний и нижний фланцы ротора до диаметра 7100 мм и проточить их до диаметра 7090 мм. Если существующие фланцы имеют толщину менее 25 мм, то необходимо срезать и заменить новыми, выполненными из листа толщиной 40 мм.

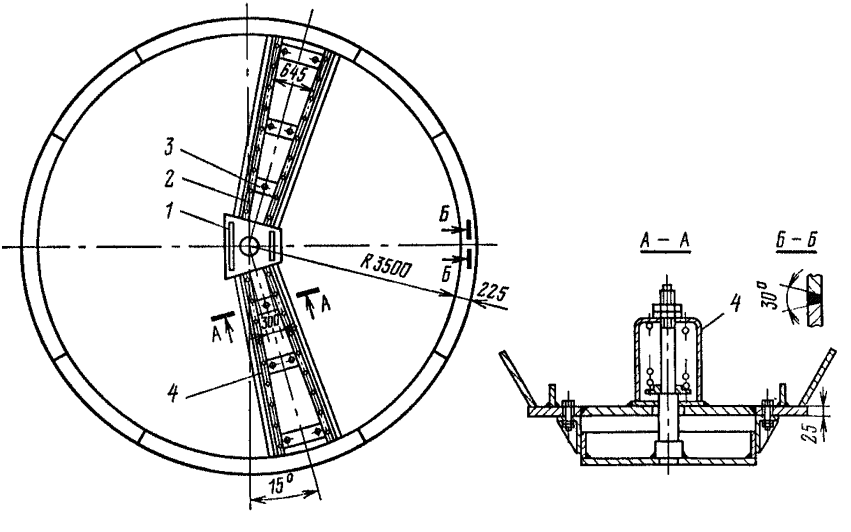


Рис. 2.27. Опорные конструкции для установки новых секторных плит.

1 – центральная часть, *2* – радиальная полоса, *3* – поперечная связь, *4* – установка пружин, вынесенных из обогреваемой зоны.

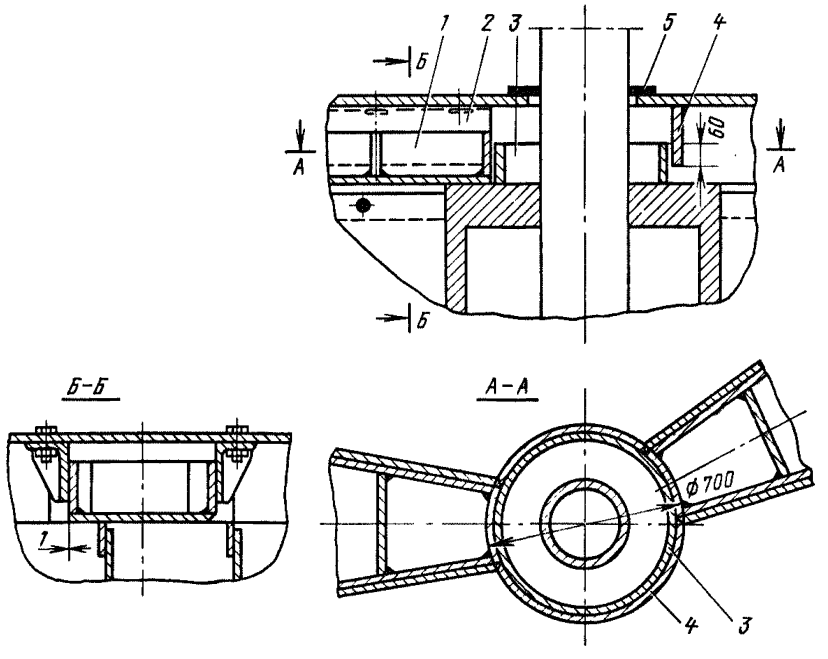


Рис. 2.28. Установка новых секторных плит и уплотнений вокруг вала.

1 – секторная плита; *2* – направляющий уголок; *3* – кольцо уплотнения у вала; *4* – накладка уплотнения у вала; *5* – кольцо.

13. Подогнать и приварить к проточенной по диаметру 7090 мм боковой поверхности фланцев ротора полосы, которые усилить накладками. При необходимости ребра ротора, расположенные на его наружной обечайке, подрезать по месту (рис. 2.30).

14. Проточить верхний и нижний фланцы ротора по диаметру 7080 мм и по торцам, чтобы снять неровности и уменьшить биение проточенных мест до 2–3 мм. При большем биении следует выполнить повторную проточку (рис. 2.31).

15. Приварить полосы к верхней и нижней кромкам обшивки кожуха, которые обрезаны автогеном так, чтобы лежать в одной горизонтальной плоскости (рис. 2.32).

16. Смонтировать вокруг фланца ротора дополнительные (вспомогательные) окружные уплотнения, выполненные из листового металла (рис. 2.33). При этом необходимо выдержать зазоры между бо-

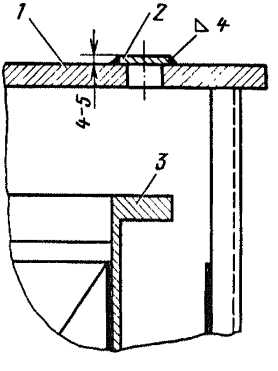


Рис. 2.29. Заделка отверстий в листе крышки кожуха.

1 – крышка; *2* – накладка; *3* – ротор.

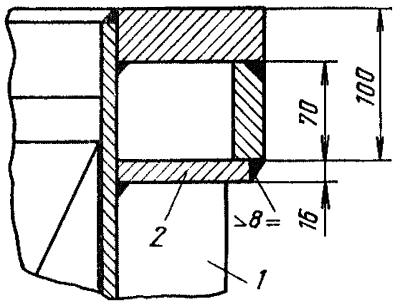


Рис. 2.30. Установка боковых полос фланцев ротора.

1 – полоса; 2 – усиливающая накладка. Установка боковых полос производится на боковой поверхности фланцев диаметром 7090 мм для РВП-68 ТКЗ и диаметром 7050 мм для РВП ЗиО с диаметром ротора 7 м.

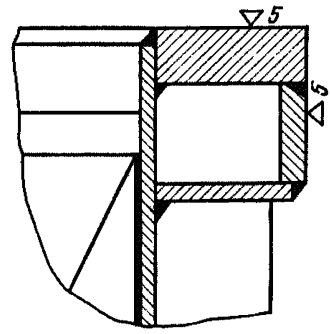


Рис. 2.31. Проточка фланца ротора.

Для РВП-68 ТКЗ проточка производится до диаметра 7080 мм, для РВП ЗиО с диаметром ротора 7м – до 7050 мм.

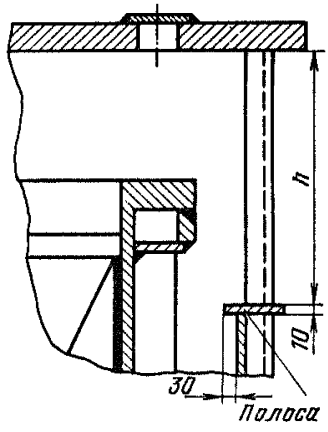


Рис. 2.32. Приварка полос к кожуху.

h – расстояние от внутренней плоскости крышки до опорной плоскости полосы, равное 285 мм для РВП-68 ТКЗ и 404 мм для РВП ЗиО с диаметром ротора 7 м.

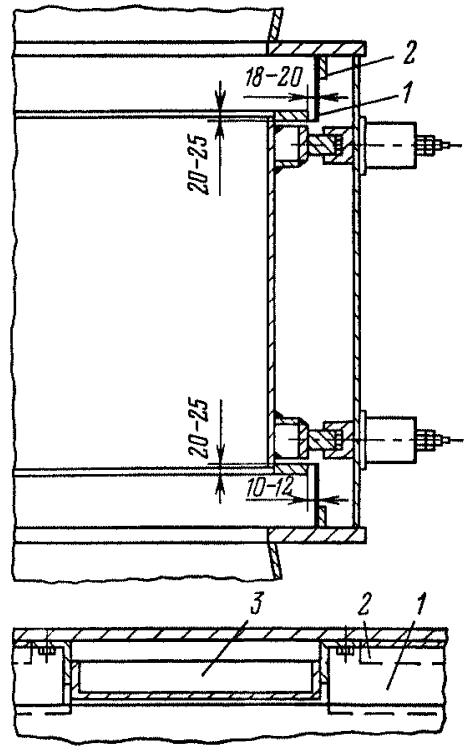


Рис. 2.33. Установка дополнительных окружных уплотнений.

1 – дополнительное уплотнение из листа толщиной 4–6 мм; *2* – планка из полосы толщиной 6–10 мм; *3* – секторная плита.

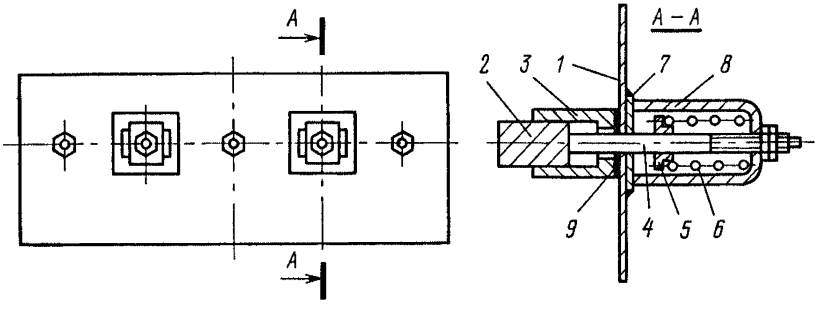


Рис. 2.34. Листы кожуха в сборе с деталями окружных уплотнений.
1 – лист; *2* – колодка уплотнений; *3* – направляющая; *4* – шпилька; *5* – упор; *6* – пружина; *7* – планка; *8* – скоба; *9* – асбестовая прокладка.

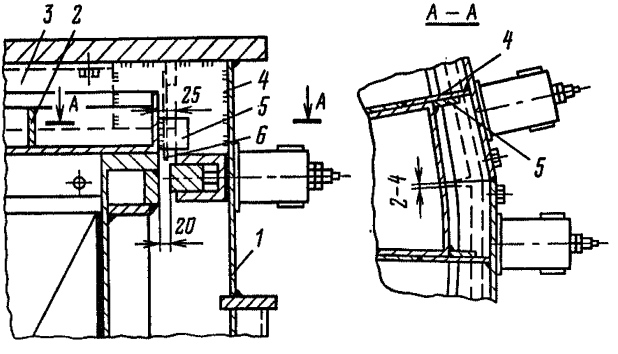


Рис. 2.35. Установка новых окружных уплотнений.
1 – лист кожуха в сборе с деталями уплотнений; *2* – секторная плита, *3* – направляющий угол секторной плиты; *4* – фасонная планка; *5* – дополнительная планка; *6* – вспомогательное окружное уплотнение «юбки».

ковой поверхностью фланцев и уплотнениями: на горячей стороне ротора – 18–20, на холодной – 10–12 мм.

Концевые участки этих уплотнений должны быть подогнаны и приварены к направляющим уголкам секторных плит.

17. Собрать листы кожуха с деталями окружных уплотнений (рис. 2.34): направляющими, колодками, шпильками, упорами, пружинами и скобами.

18. Установить на полосы кожуха листы в сборе с деталями окружных уплотнений, прихватить их к крышке кожуха полосами и между собой. Проследить за тем, чтобы при установке и прихватке листов с деталями обеспечивался зазор не менее 25 мм между проточенной по диаметру 7080 мм боковой поверхностью фланцев ротора и кромкой направляющей (рис. 2.35). При этом зазор между рабочей поверхностью уплотняющих колодок и ротором должен быть около 20 мм.

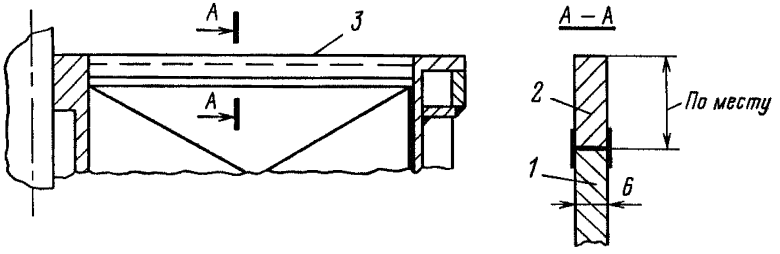


Рис. 2.36. Установка новых полос радиальных уплотнений.
1 – луч ротора; *2* – уплотнительная полоса; *3* – рабочая кромка полосы.

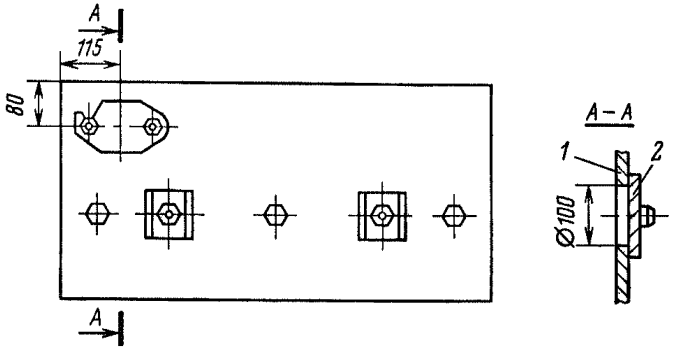


Рис. 2.37. Установка смотровых лючков на боковых листах.
1 – боковой лист; *2* – лючок.

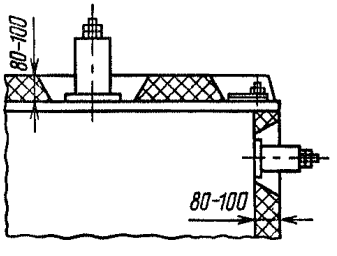


Рис. 2.38. Тепловая изоляция кожуха РВП в зоне новых окружных уплотнений и секторных плит.

19. Проверить легкость перемещения колодок в своих направляющих. При освобождении пружин колодки должны устанавливаться вплотную к обработанной боковой поверхности фланцев ротора.

20. Обварить установленные на свое место листы кожуха с деталями окружных уплотнений по всему периметру швом 6 мм.

21. Разделить пространство над верхним и под нижним поясами вновь установленных горизонтальных окружных уплотнений на воздушную и газовую части. Для этого направляющие уголки секторных плит нарастить фасонными планками, которые тщательно пригнать к уголкам, крышке кожуха и листам и приварить швом 6 мм. Кроме того, к секторным плитам приварить дополнительные планки, которые

должны плотно прилегать к фасонным планкам и уменьшать сечение для прохода воздуха.

22. Устранить все повреждения на лучах холодной и горячей сторон ротора. Приварить к лучам новые уплотнительные полосы, рабочие кромки которых должны быть обработаны (рис. 2.36). Перед приваркой полосы закрепить на лучах ротора таким образом, чтобы их рабочие кромки были заподлицо с обработанными плоскостями торцов ступицы и фланцев ротора. Зазор между линейкой и рабочей кромкой полосы не должен быть более 1 мм.

23. Установить смотровые лючки (рис. 2.37) на листах кожуха с деталями окружных уплотнений, прорезав для этой цели отверстия диаметром 100 мм.

24. Обкатать воздухоподогреватель в течение 24 ч в холодном состоянии. В процессе обкатки выполнить притирку вновь смонтированных уплотнений ротора. Для этого колодки с полностью освобожденными пружинами устанавливать вплотную к боковой поверхности фланца ротора.

Притирку колодок выполнять группами по три штуки на диаметрально противоположных сторонах ротора.

Притертые колодки должны плотно всей рабочей плоскостью прилегать к фланцам ротора.

25. Покрыть тепловой изоляцией наружные поверхности РВП в зоне установки новых уплотнений. Изоляция должна быть наложена таким образом, чтобы не закрывать пружин уплотнений и смотровых лючков (рис. 2.38).

Б. УПЛОТНЕНИЯ РВП КОТЛОВ ЗиО

Уплотнения РВП ЗиО состоят из регулируемых колодок и секторных плит. Поэтому, если уплотнения находятся в хорошем состоянии, достаточно выполнить модернизацию уплотнений только горячей стороны ротора.

Котлы ПК-41 ЗиО блоков МВт оборудованы РВП с подъемным движением газов и нижним горячим фланцем. Поэтому для таких аппаратов новые уплотнения следует устанавливать вокруг нижнего фланца.

Основные операции по модернизации уплотнений РВП с диаметром ротора 7 м и опускным движением газов и порядок их проведения приведены ниже:

1. Снять тепловую изоляцию на верхней крышке в районе окружных уплотнений и на кожухе РВП на высоте около 600 мм от верхней крышки по всему периметру.

2. Срезать верхнюю часть кожуха автогеном на расстоянии 414 мм от нижней плоскости листа верхней крышки; при этом необходимо оставить пять-шесть швеллеров, чтобы удержать крышку в рабочем положении (см. рис. 2.23).

3. Устранить все повреждения и разрывы на наружной бочке ротора и фланцах; тщательно разделать и заварить трещины, положить усиливающие накладки (см. рис. 2.26).

4. Демонтировать все колодки окружных уплотнений и их направляющие с верхней крышки кожуха. Все отверстия, сквозь которые проходили пружины и болты, заглушить накладками из листа толщиной 4 – 5 мм, которые тщательно обварить (см. рис. 2.29).

5. Обрезать автогеном верхний фланец ротора по диаметру до 7070 мм.

6. Проточить фланец до диаметра 7060 мм.

7. Подогнать и приварить к проточенной боковой поверхности верхнего фланца ротора полосы (см. рис. 2.30), усилить их накладками, расположенными равномерно через 500–600 мм по окружности.

При необходимости ребра ротора на его наружной обечайке срезать по месту. Если ротор имеет обшивку, то ее следует срезать на высоте 250–300 мм от верхнего фланца, а оставшуюся часть надежно закрепить.

8. Проточить верхний фланец ротора по диаметру 7050 мм и по торцу. Биение проточенных мест допускается не более 2–3 мм; при бóльшем биении следует выполнить повторную проточку (см. рис. 2.31).

9. Приварить полосы к верхней кромке кожуха таким образом, чтобы они лежали в одной горизонтальной плоскости (см. рис. 2.32).

10. Смонтировать вокруг фланца ротора дополнительные (вспомогательные) окружные уплотнения, выполненные из листового металла. При этом необходимо выдержать зазор в 18–20 мм между боковой поверхностью фланца и уплотнением на горячей стороне ротора (см. рис. 2.33). Концевые участки этих уплотнений должны быть подогнаны и приварены к направляющим уголкам секторных плит.

11. Собрать листы кожуха с направляющими колодками, штоками, упорами, пружинами, скобами и прокладками (см. рис. 2.34).

12. Установить листы в сборе с деталями уплотнений на полосы кожуха, прихватить их к крышке кожуха, полосами и между собой.

Проследить за тем, чтобы при установке и прихватке листов с деталями обеспечивался зазор не менее 25 мм между проточенной по диаметру 7050 мм боковой поверхностью фланца ротора и кромкой направляющей (см. рис. 2.35). При этом зазор между рабочей поверхностью колодок уплотнений и фланцем ротора должен быть около 20 мм.

13. Прихватить листы к стойкам кожуха и установить на них направляющие с колодками, пружинами и другими деталями (рис. 2.39).

14. Сделать вырез (рис. 2.40) на направляющей, а также в стойке каркаса РВП, если расстояние между стойкой каркаса и фланцем ротора недостаточно для установки колодок уплотнений, и усилить стойку накладками.

15. Проверить правильность установки листов с деталями окружных уплотнений, после чего обварить их по всему периметру швов шириной 6 мм.

16. Разделить пространство над верхним поясом вновь установленных горизонтальных окружных уплотнений на воздушную и газовую части. Для этого направляющие уголки секторных плит нарастить фасонными планками, которые тщательно пригнать к уголкам, крышке кожуха и листам, и обварить швом шириной 6 мм (см. рис. 2.35). Кроме того, к секторным плитам следует приварить дополнительные планки, которые должны плотно прилегать к фасонным планкам и уменьшать сечение для прохода воздуха.

17. Устранить все повреждения на лучах горячей и холодной сторон ротора. Приварить к лучам новые уплотнительные полосы, рабочие кромки которых должны быть обработаны. Перед приваркой полосы должны быть закреплены на лучах ротора таким образом, чтобы их рабочие кромки были заподлицо с обработанными плоскостями торцов ступицы и фланца в роторе. Зазор между линейкой, установленной на ступицу и фланец ротора, и полосой должен быть не более 2 мм (см. рис. 2.36).

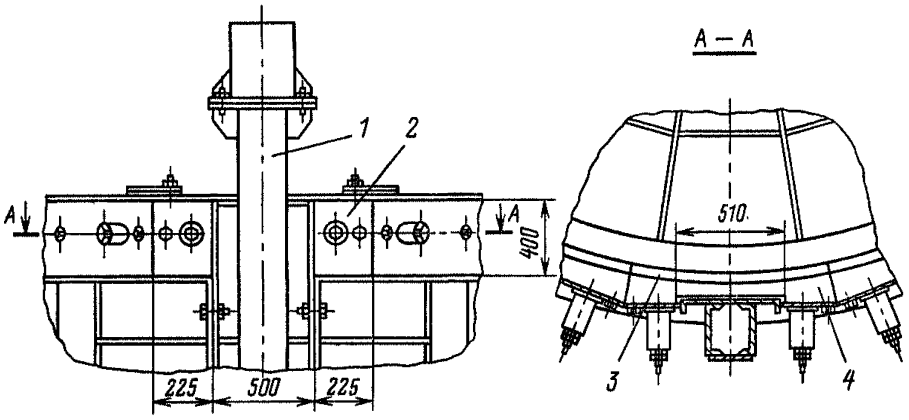


Рис. 2.39. Установка окружных уплотнений у стоек каркаса РВП 3иО.

1 — стойка каркаса; *2* — лист; *3* — колодка окружного уплотнения; *4* — направляющая колодка.

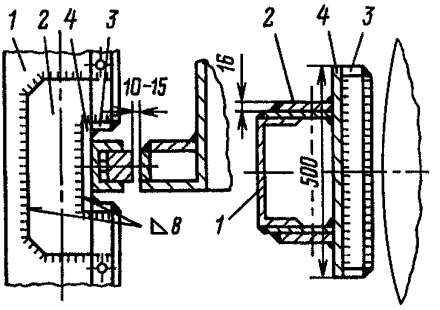


Рис. 2.40. Вырез в стойке каркаса РВП 3иО.

1 — стойка; *2* — накладка; *3*, *4* — планка.

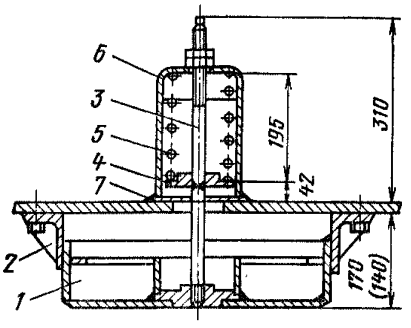


Рис. 2.41. Установка пружин секторных плит вне обогреваемой зоны.

1 — секторная плита; *2* — направляющий уголок; *3* — шпилька; *4* — упор; *5* — пружина; *6* — скоба; 7 — планка.

18. Проверить состояние окружных и радиальных уплотнений холодной (нижней) стороны ротора и устранить все повреждения, обеспечить подвижность колодок в направляющих, проверить посадку секторных плит в уголках и устранить повреждения на полосах радиальных уплотнений. Все пружины секторных плит вывести из обогреваемой зоны (рис. 2.41).

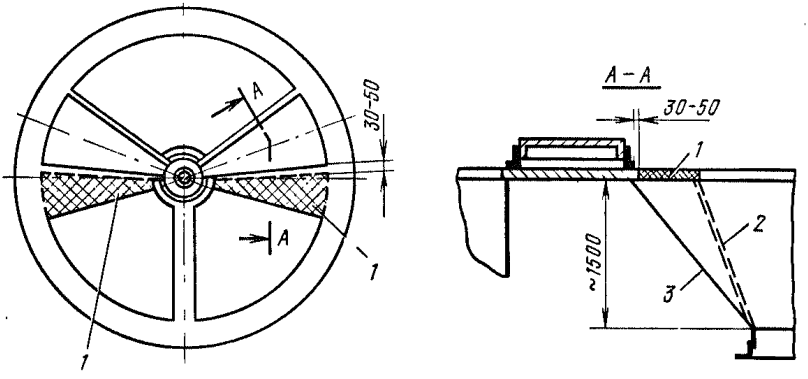


Рис. 2.42. Увеличение сечения для прохода газов в крышках кожуха РВП ЗиО с ротором диаметром 7 м.

1 – часть фланца крышки, которая должна быть срезана; *2* – существующий патрубок; *3* – вновь установленный лист газового патрубка.

19. Прорезать отверстия и установить смотровые лючки на листах с деталями окружных уплотнений (см. рис. 2.37).

20. Следует увеличить сечение для прохода газов в крышках кожуха в процессе реконструкции РВП ЗиО. С этой целью необходимо удалить автогеном части фланцев крышек у секторных плит, которые перекрывают ротор, создавая дополнительное сопротивление газов. Листы газовых патрубков нарастить и приварить вновь (рис. 2.42).

21. Восстановить нарушенную тепловую изоляцию РВП. Изоляция должна быть наложена таким образом, чтобы не закрывать пружин уплотнений и смотровых лючков (см. рис. 2.38).

22. Обкатать воздухоподогреватель в течение 24 ч в холодном состоянии. В процессе обкатки выполнить притирку вновь смонтированных окружных уплотнений ротора.

В. БОКОВЫЕ (АКСИАЛЬНЫЕ) УПЛОТНЕНИЯ

Для уменьшения присоса воздуха в газовую часть РВП кроме модернизации окружных уплотнений следует устанавливать также и боковые (аксиальные) уплотнения, которые разделяют пространство между ротором и кожухом на воздушную и газовую части (рис. 2.43). Эти уплотнения состоят из боковых плит, изогнутых по радиусу ротора, которые при помощи пружин и шпилек могут быть отрегулированы с зазором 2–3 мм относительно ребер, приваренных к боковой поверхности обечайки ротора. Аксиальные уплотнения для надежной работы требуют, чтобы ротор РВП был надежно фиксирован при помощи собственного каркаса. Поэтому такие уплотнения могут быть установлены только на РВП ЗиО гибким каркасом и на РВП ТКЗ, изготовленных после 1966 г.

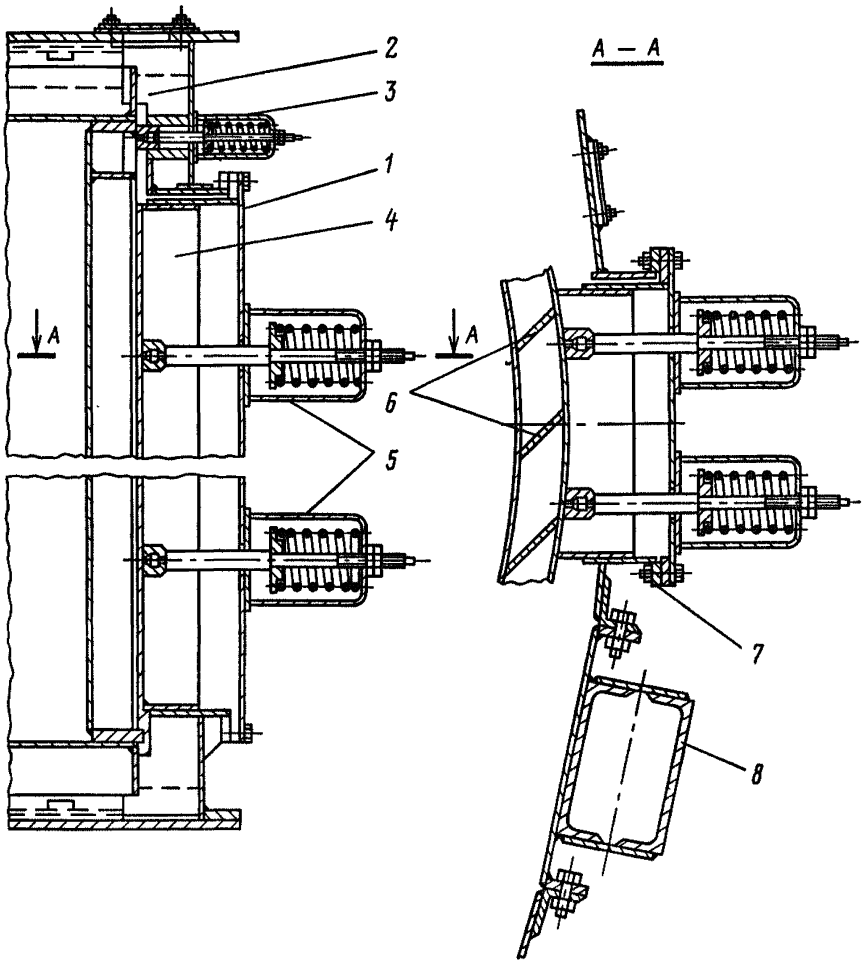


Рис. 2.43. Установка боковых уплотнительных плит.

1 – ротор; *2* – секторная плита; *3* – окружные уплотнения; *4* – боковая плита; *5* – пружины боковой плиты; *6* – планки уплотнительные; *7* – направляющая боковой плиты; *8* – каркас воздухоподогревателя.

Г. РЕГУЛИРОВКА УПЛОТНЕНИЙ

При регулировке уплотнений РВП с опертым или подвешенным ротором соблюдается следующий порядок:

РВП с опертым ротором

1. Перед пуском котла уплотнения РВП (рис. 2.44) выставить следующим образом:

а) на холодной (нижней) стороне ротора окружные уплотнения, секторные плиты и уплотнения вокруг вала установить с зазором 10–15 мм;

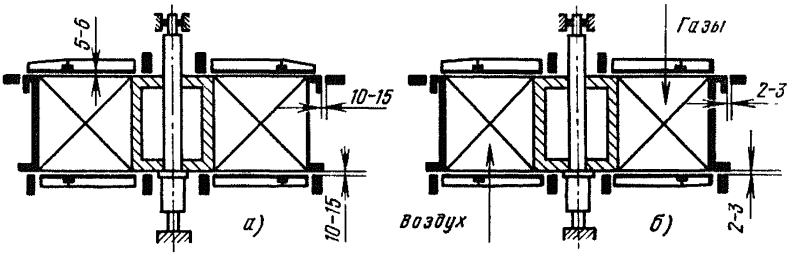


Рис. 2.44. Регулировка уплотнений РВП с опертым ротором.
а – предварительная установка уплотнений в холодном состоянии; *б* – окончательная установка уплотнений при нагрузке, близкой к номинальной.

б) на горячей (верхней) стороне ротора уплотнения вокруг вала и части секторных плит, примыкающих к ним, установить с зазором 5–6 мм;

в) наружные части секторных плит установить вплотную к ротору; колодки окружных уплотнений выставить относительно фланца ротора с зазором 10–15 мм.

2. При нагрузке, близкой к номинальной, выполнить окончательную регулировку уплотнений (рис. 2.44,*б*):

а) на холодной стороне окружные уплотнения и секторные плиты установить с минимальными зазорами 2–3 мм относительно ротора;

б) на горячей стороне все колодки окружных уплотнений установить вплотную к боковой поверхности фланца ротора с зазором 2–3 мм;

в) секторные плиты на горячей стороне оставить в том же положении, которое они занимали в холодном состоянии ротора. При задевании ротора о части плит, расположенные у вала, их следует несколько отодвинуть.

РВП с подвешенным ротором

1. Перед пуском котла уплотнения РВП (рис. 2.45) выставить следующим образом:

а) на холодной стороне ротора окружные уплотнения, секторные плиты и уплотнения вокруг вала установить с зазором 10–15 мм;

б) на горячей стороне уплотнения вокруг вала и секторные плиты установить вплотную к ротору;

в) колодки окружных уплотнений выставить относительно фланца ротора с зазором 10–15 мм.

2. При нагрузке, близкой к номинальной, выполнить окончательную регулировку уплотнений (см. рис. 2.45,*б*):

а) все уплотнения холодной стороны установить относительно ротора с минимальными зазорами 2–3 мм;

б) все колодки окружных уплотнений горячей стороны установить с минимальными зазорами 2–3 мм;

в) секторные плиты и уплотнения вокруг вала горячей стороны не регулировать, оставить их в том же положении, которое они занимали в холодном состоянии ротора.

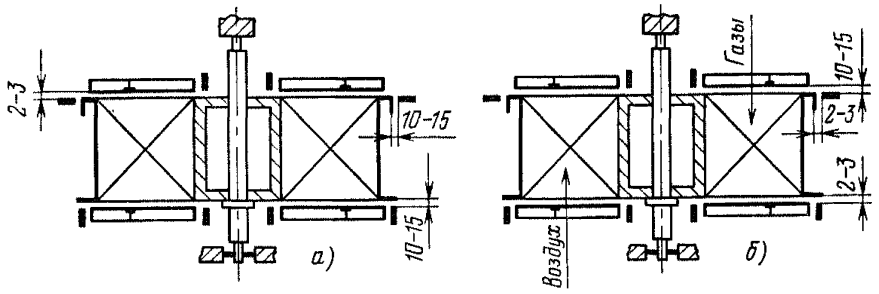


Рис. 2.45. Регулировка уплотнений РВП с подвешенным ротором.
а – предварительная установка уплотнений в холодном состоянии; *б* – окончательная установка уплотнений при нагрузке, близкой к номинальной.

Такая установка уплотнений обеспечивает пуск, останов РВП и изменение нагрузки котла без вмешательства в их настройку.

В процессе эксплуатации регулировку уплотнений выполнять только после ремонтных работ на РВП.

Д. РАСХОД МЕТАЛЛА

При модернизации РВП-68 ТКЗ блока 300 МВт для изготовления уплотнений и кожуха необходимо следующее количество металла, т:

Литье из серого чугуна для деталей уплотнений	15
Углеродистый прокат для деталей уплотнений и секторных плит	20
Углеродистый прокат для изготовления кожуха	25
Итого	60

Литье из серого чугуна для деталей уплотнений	15
Углеродистый прокат для деталей уплотнений и секторных плит	20
Итого	35

Литье из серого чугуна для деталей уплотнений	15
Углеродистый прокат для деталей уплотнений	5
Итого	20

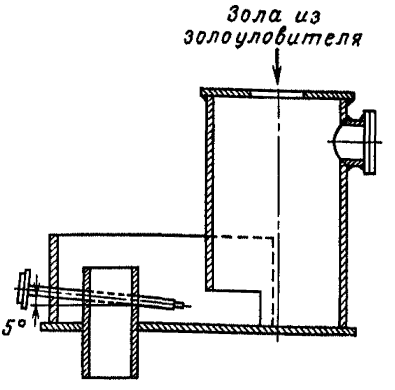
4. УСТРАНЕНИЕ ПРИСОСОВ В ЗОЛОУЛОВИТЕЛЯХ

Наиболее удачной конструкцией уплотнений, устанавливаемых на золоспускных течках золоуловителей, являются гидравлические затворы со смывными соплами и открытым переливом (рис. 2.46).

Для котельных установок с мокрыми золоуловителями (скрубберами) при значительной концентрации в пульпе серной кислоты, активно воздействующей на стальные золоспускные течки, нашли применение гидравлические затворы типа «ящик» (рис. 2.47, *а*). Сливные патрубки и гидрозатворы выполняются из бетона, облицованного керамикой и метлахскими плитками.

Облицовка мокрых золоуловителей выполняется обожженным кирпичом размером 180 × 180 × 30 мм, изготовленным из кислотоупор-

Рис. 2.46. Золосмывной аппарат с открытым переливом.



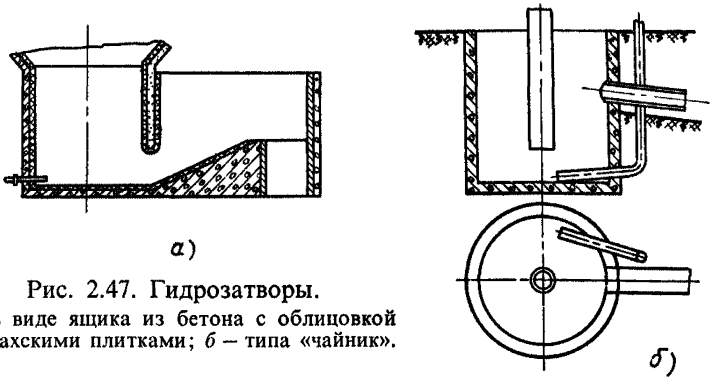


Рис. 2.47. Гидрозатворы.
а – в виде ящика из бетона с облицовкой метлахскими плитками; *б* – типа «чайник».

ной массы. На рис. 2.47, *б* показана конструкция гидрозатвора, используемого в схеме обмывки РВП котлов, работающих на мазуте.

Для уплотнения мест прохода штанг, встряхивающих электроды электрофильтров, наиболее удачным является сальниковое уплотнение с набивкой асбестовым шнуром.

5. УСТРАНЕНИЕ ПРИСОСОВ ЧЕРЕЗ СИСТЕМУ ДРОБЕОЧИСТКИ

На заводе «Котлоочистка» разработана автоматическая дробеструйная установка, схема и конструкция узлов которой позволяют устранить присосы холодного воздуха в конвективную шахту котла (рис. 2.48).

Для этой цели принят замкнутый контур циркуляции дроби, все узлы которого соединяются друг с другом и с конвективной шахтой котла без разрыва и имеют достаточную газоплотность.

Благодаря порционной подаче дроби в конвективную шахту с непрерывным пневмотранспортированием ее на верх котла в дробеуловителе *1* постоянно находится дробь, перекрывающая доступ воздуха в конвективную шахту через питатель *2* и разбрасыватели *5*. При достижении минимально допустимого уровня дроби в дробеуловителе

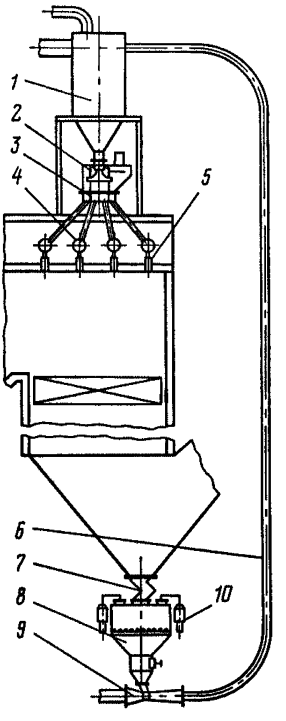


Рис. 2.48. Дробеструйная установка для котлов с уравновешенной тягой.

1 – дробеуловитель; *2* – питатель; *3* – распределитель; *4* – замедлитель; *5* – потолочный разбрасыватель; *6* – дробепровод; *7* – отвеиватель; *8* – сепаратор; *9* – эжектор; *10* – пневмоцилиндр.

процесс дробеочистки прекращается автоматически и включается сигнализация, извещающая о необходимости добавки дроби.

Присосы воздуха для отвеивания золы от дроби происходят только во время цикла дробевой очистки через специальные клапаны, расположенные на крышке сепаратора *8*. Открытие клапанов осуществляется с помощью пневмоцилиндров *10*, к которым подведен воздух от турбовоздуходувки. Таким образом, при включении турбовоздуходувки и прекращении процесса дробевой очистки клапаны автоматически закрываются и присоса воздуха в газоход не происходит.

6. УПЛОТНЕНИЕ ЛАЗОВ, ЛЮЧКОВ, ГЛЯДЕЛОК И МЕСТ ПРОХОДА ВАЛА ЧЕРЕЗ КОЖУХ ДЫМОСОСА

При изготовлении лазов, лючков и гляделок их уплотнительные плоскости на заводе часто не обрабатываются, что создает увеличенные зазоры. В эксплуатации коробление указанных деталей вызывает дополнительные неплотности и значительные присосы воздуха в газоходы котлов. Поэтому лазы, лючки и гляделки, устанавливаемые на котлах, должны иметь по всему периметру уплотнительные пазы, в которые закладывается асбестовый шнур.

На котлоагрегатах со скрытыми под обшивкой коллекторами весьма значительны присосы воздуха в местах прохода реперов через обшивку котла. Уплотнение реперных проемов достигается с помощью лючков, показанных на рис. 2.49.

На рис. 2.50 приведен эскиз двух типов уплотнений мест прохода вала через кожух дымососа.

7. УПЛОТНЕНИЕ МЕСТ СОЧЛЕНЕНИЯ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВ С ТОПОЧНОЙ КАМЕРОЙ

На некоторых типах котлоагрегатов БКЗ и ТКЗ горелочные устройства крепятся к элементам каркаса котла, в результате чего возникает необходимость уплотнения сочленения неподвижных горелочных устройств с подвижной топочной «корзинкой». На рис. 2.51

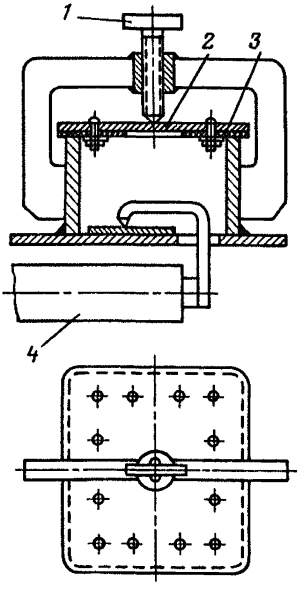


Рис. 2.49. Уплотнение реперных проемов.

1 – винт; *2* – крышка; *3* – резиновая прокладка; *4* – коллектор.

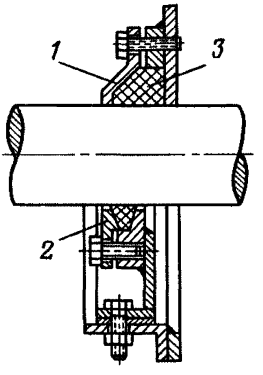


Рис. 2.50. Уплотнение вала дымососа.

1 – первый вариант; *2* – второй вариант; *3* – асбестовый шнур.

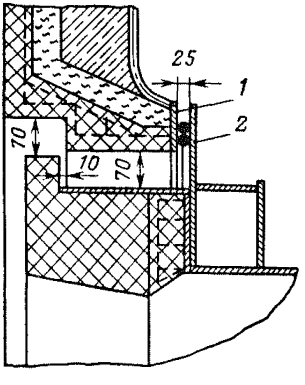


Рис. 2.51. Узел соединения горелки с топкой.

1 – уплотнительное кольцо; *2* – шнуровой асбест.

приведен эскиз установки горелки. При эксплуатации наблюдаются разрушения обмуровки и элементов уплотнения в области горелок, в результате присосы воздуха в топочную камеру становятся значительными.

Для обеспечения надежной работы уплотнения и обмуровки в области горелки необходимо соблюдение проектных зазоров и выполнение крепления уплотнительного фланца посредством приварки его с помощью арматуры к опускным трубам экранов, проходящим рядом с горелками.

Для большей надежности и лучшего обслуживания асбестового уплотнения его удаляют от амбразуры горелки за счет промежуточного подвесного патрубка, который жестко укреплен на экранных подъемных трубах (рис. 2.52).

На рис. 2.53 показан пример уплотнения мест сочленения горелочных устройств с обмуровкой топки при помощи прижимных подвижных колодок.

Указанная конструкция в настоящее время не нашла еще широкого применения; она установлена на котлах ПК-33 Верхне-Тагильской ГРЭС и котле БКЗ-210 Тюменской ТЭЦ.

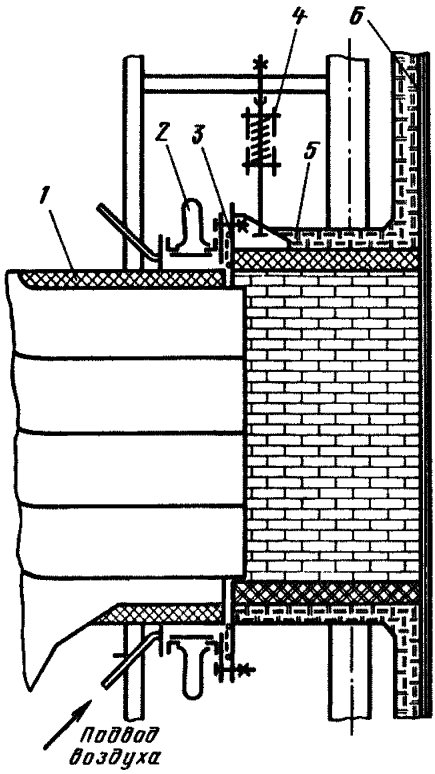


Рис. 2.52. Амбразура шахтной мельницы с отнесенным узлом уплотнения.

1 – амбразура шахтной мельницы; *2* – компенсатор горизонтальных перемещений; *3* – уплотнение вертикальных перемещений; *4* – пружина, *5* – промежуточный патрубок; *6* – экран.

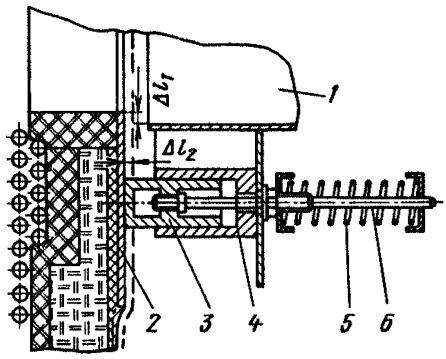


Рис. 2.53. Прижимное уплотнение.

1 – горелка; *2* – подвижный фланец; *3* – подвижная колодка; *4* – направляющая; *5* – пружина *6* – шток.

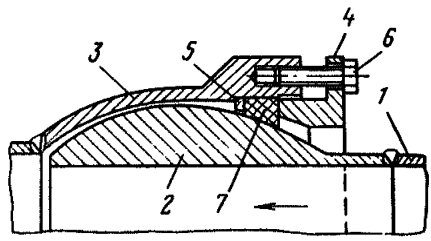


Рис. 2.54. Шарнир пылепровода.

1 – пылепровод; *2* – сфера; *3* – корпус; *4* – грундбукса; *5* – кольцо; *6* – болт; *7* – асбестовая набивка.

В настоящее время получает распространение конструкция, в которой горелочное устройство жестко укрепляется на подъемных или опускных трубах экрана, а компенсация удлинений по пылепроводам производится за счет установки на них специальных шарниров (рис. 2.54) или компенсаторов.

Компенсация тепловых перемещений по воздушному тракту производится за счет набора обычных линзовых компенсаторов.

2.9. Улучшение работы пароохладителей поверхностного типа

В процессе эксплуатации котлов, оборудованных поверхностными пароохладителями, наблюдаются повреждения труб пароперегревателей, вызываемые заносом их солями вследствие ухудшения качества

пара в пароохладителе из-за попадания в него питательной или котловой воды. Попадание минерализованной воды в пар связано с неплотностями в пароохладителях, которые чаще всего появляются в узлах уплотнения трубной доски и в вальцовочных или сальниковых соединениях труб поверхности охлаждения. Причиной появления неплотностей в основном является существенная разница температур охлаждающей воды и пара, вызывающая разные термические расширения сочлененных деталей. Реже неплотности появляются в сварке труб из-за некачественного ее выполнения, а также неплотности в цельных местах труб, связанные с дефектами изготовления их либо коррозионно-эрозионными явлениями.

В пароохладителях цельносварного типа, которыми в последние годы оборудуются котлы, появление неплотностей связано с дефектами сварки или разрушением труб в цельных местах.

Для повышения надежности поверхностных пароохладителей предлагается:

1. При капитальных ремонтах котлов производить профилактическую проверку плотности пароохладителя путем опрессовки и визуального осмотра.

2. Для обнаружения неплотности в пароохладителе периодически производить проверку качества насыщенного и перегретого пара по пробам, отбираемым одновременно по всем имеющимся на котле точкам отбора.

3. При обнаружении заноса солями пароперегревателя и проточной части турбин производить анализ причин неполадки, учитывая, что при наличии неплотностей в пароохладителе имеются определенные особенности:

а) расположение повреждений в трубах пароперегревателя по ширине котла носит локальный характер;

б) зоны повреждений находятся на участках труб пароперегревателя, включенных по пару за пароохладителем;

в) содержание фосфатных соединений в отложениях не соответствует содержанию их в котловой воде (при подаче в пароохладитель питательной воды).

4. При установлении неплотностей и других повреждений (дефектов) их следует устранить.

2.10. Предупреждение повреждений барабанов котлов высокого давления

На многих электростанциях были выявлены повреждения барабанов котлов высокого давления в виде трещин на поверхностях трубных отверстий и прилегающих к ним участках поверхности обечаек, в штуцерах, на поверхностях днищ, в зоне швов приварки сепарационных устройств и в основных сварных швах (приложение 1). Повреждения были вызваны рядом причин конструктивного, технологического и эксплуатационного характера. Для предотвращения повреждений осуществлены мероприятия по улучшению конструкции барабанов, ужесточены требования к качеству металла, пересмотрена технология и введены современные методы контроля за состоянием металла барабанов, разработаны способы ремонта барабанов при обнаружении в них дефектов.

Однако обеспечение надежной работы барабанов не может считаться полностью решенной задачей. На многих барабанах по-прежнему обнаруживаются трещины у трубных отверстий. Важным фактором в появлении и развитии этих трещин являются высокие термические напряжения, связанные главным образом с попаданием в горячий барабан относительно холодной воды, вызывающей резкое охлаждение поверхностного слоя металла.

Условия для появления опасных температурных напряжений в барабанах могут создаваться:

а) при подаче любым способом воды в неостывший опорожненный барабан;

б) подпитках в процессе остановов;

в) попадании питательной воды по линиям рециркуляции экономайзера при растопках и остановах во время подпиток котла в случаях ошибочно открытых задвижек на упомянутых линиях;

г) попадании питательной воды по линиям рециркуляции экономайзера во время работы котла на магистраль за счет неплотности задвижек на упомянутых линиях;

д) растопках и остановах котла при отсутствии надлежащего контроля за температурным состоянием барабана.

Развитию трещин способствуют также коррозионные процессы, особенно стояночная коррозия под действием воды, оставшейся в барабане.

На необходимость проведения мероприятий по предотвращению повреждений барабанов из-за высоких термических напряжений неоднократно указывалось в директивных материалах [пп. 17, 18 и 21 «Сборника директивных материалов технического управления по эксплуатации энергосистем (теплотехническая часть)», Госэнергоиздат, 1963, Противоаварийных циркулярах № Т-5/64 и Т-1/65].

Между тем обследования показывают, что ряд рекомендаций, изложенных в этих материалах, на многих электростанциях не выполняется. В частности, отсутствует эффективный контроль температурного состояния барабанов при переходных режимах, не контролируется правильность ведения этих режимов оперативным персоналом, не анализируются результаты измерений температур барабанов с целью устранения обнаруженных нарушений.

В целях предупреждения повреждений барабанов котлов 14 и 10 МПа (140 и 100 кгс/см^2) предлагается:

1. Организовать измерения температур барабанов в соответствии с приложением 2.

2. Оснастить барабаны в течение 1978—1982 гг. внутрибарабанными устройствами для снижения температурных перепадов до допустимых значений при остановах и пусках (приложение 3).

3. На основании мероприятий, указанных в приложениях 2—4, установить такие режимы растопок, остановов, заполнений водой, изменения нагрузки, при которых скорость изменения и перепады температуры в барабанах не превышают допустимых значений (приложение 5). В эксплуатации эти режимы должны строго соблюдаться и контролироваться по показаниям термопар, выведенных на щит котла. Для каждого типичного котла электростанции должны быть составлены графики растопки и останова.

4. Осуществлять проверку барабана на наличие трещин и других дефектов, а также ремонт в случаях обнаружения дефектов в соответствии с действующими специальными директивными документами.

Характерные повреждения барабанов котлов 14 и 10 МПа (140 и 100 кгс/см^2)

Обследования барабанов позволяют выделить следующие наиболее характерные места повреждений:

1. Трещины усталостно-коррозионного происхождения на поверхности отверстий и примыкающих к ним участках поверхности обечаек. Преимущественная ориентация – вдоль образующей барабана (рис. 2.55); наряду с этим встречаются трещины, расположенные радиально относительно отверстий.

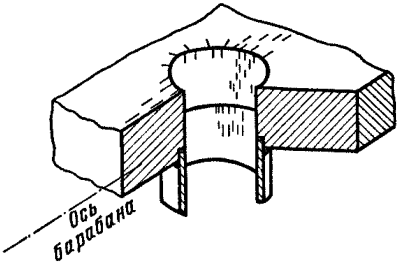


Рис. 2.55. Расположение коррозионно-усталостных трещин у трубных отверстий и в штуцерах барабанов.

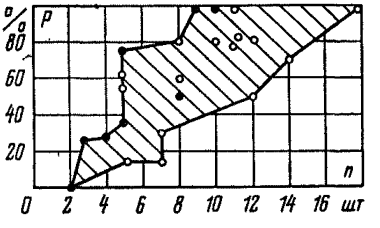


Рис. 2.56. Влияние числа остановов с опорожнением барабанов на повреждаемость отверстий водоопускных труб.
○ – котел ТП-17; ● – котел ТП-100.

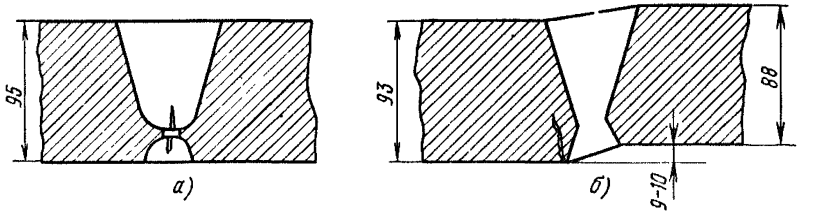


Рис. 2.57. Примеры повреждений основных сварных швов барабанов.
а – непровар с развивающимися от него трещинами (барабан котла ТГМ-84); *б* – трещины в околошовной зоне длиной 1000 и глубиной 20 мм (внутренняя поверхность барабана котла БКЗ-210-140Ф).

Трещины обнаруживаются главным образом у отверстий водоопускных и водоперепускных труб, но могут появляться и у отверстий труб пароводяной смеси, отвода пара, подвода питательной воды, рециркуляции, аварийного слива, подсоединения водоуказательных приборов и др.

Указанные повреждения связаны с конструктивными технологическими и эксплуатационными факторами. Из эксплуатационных факторов на повреждаемость металла у отверстий значительно влияние аварийных остановов из-за повреждений труб экранов и экономайзера (рис. 2.56б).

2. Трещины на внутренней поверхности штуцеров (см. рис. 2.55б).

3. Трещины в днищах. В барабанах котлов 14 МПа (140 кгс/см^2) трещины чаще обнаруживались на внутренней поверхности днищ, преимущественно в зоне наибольшей кривизны, в местах приварки заводских монтажных деталей и около лазовых отверстий. В барабанах котлов 10 МПа (100 кгс/см^2) трещины выявлялись на внутренней поверхности окуполенных днищ.

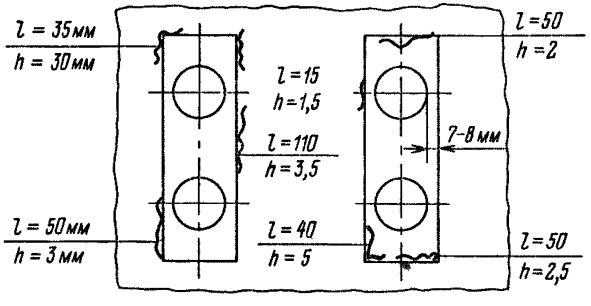


Рис. 2.58. Расположение трещин в местах приварки деталей внутрибарабанных устройств.

l, *h* – соответственно длина и глубина трещин.

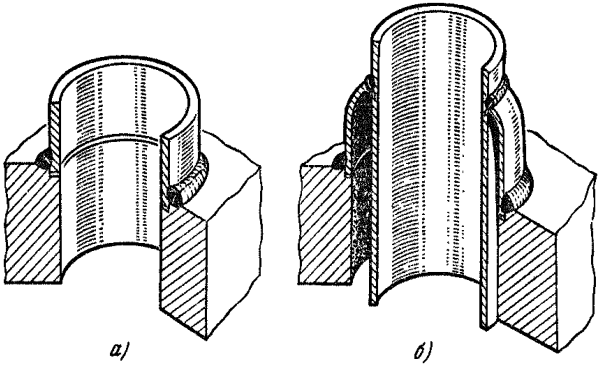


Рис. 2.59. Трещины в сварных швах приварки штуцера к барабану (*а*) и штуцера с рубашкой (*б*).

4. Трещины и другие дефекты технологического происхождения в основных сварных соединениях барабанов (рис. 2.57), зонах приварки внутрибарабанных устройств (рис. 2.58), в швах приварки штуцеров и защитных рубашек (рис. 2.59).

5. Трещины на внутренней поверхности обечаек различной ориентации. Обнаруживаются главным образом в барабанах котлов 14 МПа (140 кгс/см^2).

По результатам обследований состояния барабанов их можно разделить на две группы:

барабаны выпуска 1970 г. и позже, а также барабаны более ранних выпусков, на которых в течение 1970–1978 гг. не обнаруживались дефекты, указанные в данном приложении (группа I);

барабаны выпуска до 1970 г., на которых в течение 1970–1978 гг. обнаруживались дефекты, указанные в данном приложении (группа II).

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Контроль температурного состояния барабанов

1. Опыт показывает, что предупреждение опасных термических напряжений в барабанах возможно только при надежном контроле за температурным режимом барабана. Измерения должны преследовать следующие цели:

а) текущий контроль за правильностью ведения переходных режимов оперативным персоналом;

б) выявление в условиях каждой электростанции наиболее опасных режимов работы барабанов и их устранение;

в) обеспечение надежности контроля барабанов при работе котлов в маневренном режиме.

2. Барабаны всех котлов 14 МПа (140 кгс/см^2), а также барабан одного типичного котла электростанции с оборудованием на давление 10 МПа (100 кгс/см^2) должны быть оснащены термопарами согласно схеме рис. 2.60 с регистрацией показаний. Для барабанов всех котлов 10 МПа (100 кгс/см^2) группы II регистрация показаний обязательна.

3. Для измерения температур барабанов следует использовать термопары и методы их установки, показанные на рис. 2.60.

Правильность смонтированной схемы измерений следует проверять при стационарном режиме работы котла. Разбежки в показаниях всех термопар не должны превышать 5–10 °С (за исключением термопар *1*, *2* и *11*).

4. Скорость изменения температуры насыщения (основной показатель режима растопки и останова) определять:

при растопке – по термопаре *9* на пароотводящей трубе;

при останове с уровнем воды в барабане – по термопарам *10*, *12* на водоопускной трубе.

При остановах котла с опорожненным барабаном контроль за температурой насыщения осуществлять по давлению в барабане.

5. При заполнении котла перепад температур между стенкой барабана и водой определять:

для гидроопрессовки – как максимальную разницу между показаниями термопар на верхней образующей барабана (*3*, *5*, *7*) и температурой воды;

до растопочного уровня – как максимальную разницу между показаниями термопар на нижней образующей (*4*, *6*, *8*) и температурой воды.

Температуру воды при заполнении через экономайзер определять по термопарам *1*, *2*.

6. Регистрация температур барабана должна осуществляться при растопках, остановах, заполнениях котла, гидроопрессовке.

При полупиковом и пиковом режимах эксплуатации регистрация температур должна осуществляться непрерывно.

Скорость ленты регистратора должна быть не менее 60 мм/ч.

На котлах 10 МПа (100 кгс/см^2) со схемой контроля без регистрации показания термопар при растопках и остановах должны фиксироваться оперативным персоналом. При заполнении котла должна быть зафиксирована разница температур барабана и воды.

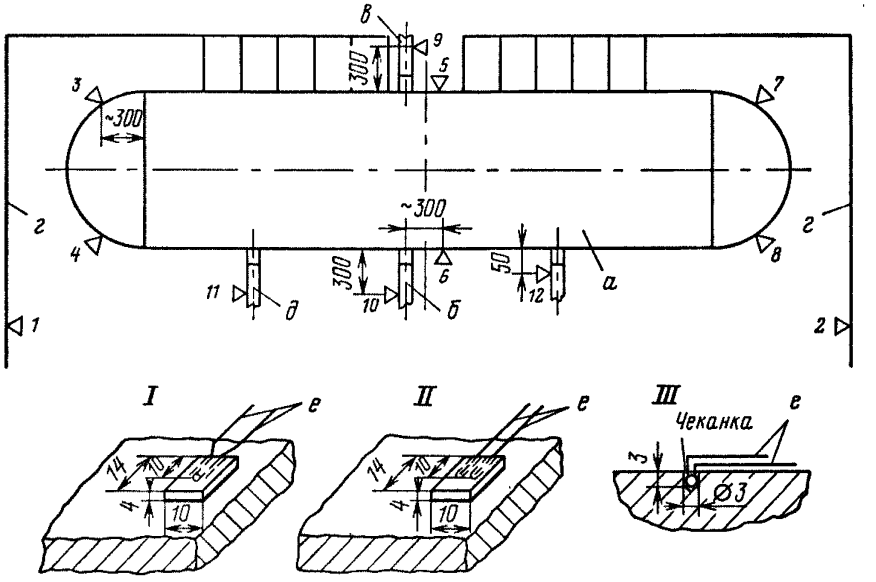


Рис. 2.60. Схема размещения термопар на барабане котла.

а – барабан; *б* – водоопускная труба; *в* – пароотводящая труба; *г* – труба подвода питательной воды; *д* – труба рециркуляции ВЭ; *е* – термоэлектроды; *1–12* – номера термопар; *I*, *II*, *III* – способы выполнения рабочих концов термопар (соответственно – в приварной бобышке с одним и двумя сверлениями, зачеканкой).

Примечания: 1. На двухбарабанных котлах термопары установить только на основном (большом) барабане.

2. Термопары на стенках барабанов котлов 14 МПа (140 кгс/см^2) установить по способу III.

3. Термопары *1*, *2* установить на отметке ниже уровня в барабане (или на выходных коллекторах экономайзера).

4. Скрутку термоэлектродов не допускать.

5. Бобышку с термоэлектродами (способы I, II,) сплющить.

7. На каждой электростанции должен быть организован систематический анализ температурного режима барабанов по лентам регистраторов или записям оперативного персонала и при необходимости проведена корректировка местных инструкций по эксплуатации.

Ленты регистраторов и журналы записи показаний температурного режима барабанов хранить не менее 8 лет.

Конструктивные мероприятия по снижению температурных перепадов в барабане

1. Одним из эффективных средств, обеспечивающих допустимые значения перепадов температур при останове, являются устройства охлаждения барабанов, которые также позволяют сократить продолжительность расхолаживания котла (§ 17.39 ПТЭ).

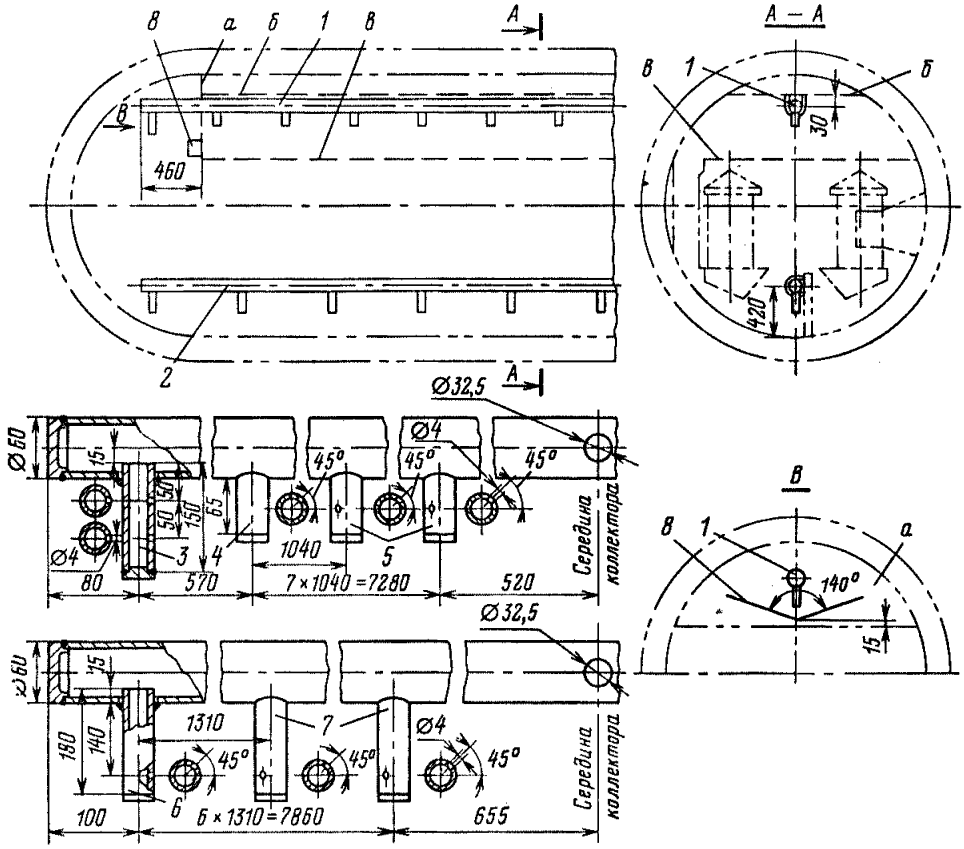


Рис. 2.61. Пример выполнения устройства парового охлаждения и разогрева для барабанов котлов 14 МПа (140 кгс/см²) и однобарабанных котлов 10 МПа (100 кгс/см²).

1 – верхний распределительный коллектор; *2* – нижний распределительный коллектор; *3* – патрубок (2 шт.); *4* – патрубок (2 шт.); *5* – патрубок (14 шт.); *6* – патрубок (2 шт.); *7* – патрубок (12 шт.); 8 – направляющий лист; *а* – торцевая перегородка; *б* – пароприемный потолок; *в* – паропромывочное устройство.

Примечания. 1. Распределительные коллекторы *1*, *2* изготовлены из труб диаметром 60 × 6 мм, а направляющие патрубки *3*–*7* – из труб диаметром 32 × 4 мм.

2. Отверстия диаметром 32,5 мм в середине коллекторов *1*, *2* предназначены для врезки трубы подвода пара.

3. На рисунке показан пример выполнения парового охлаждения барабанов котлов ТП-80, ТГМ-84 без внутрибарабанных соленых отсеков.

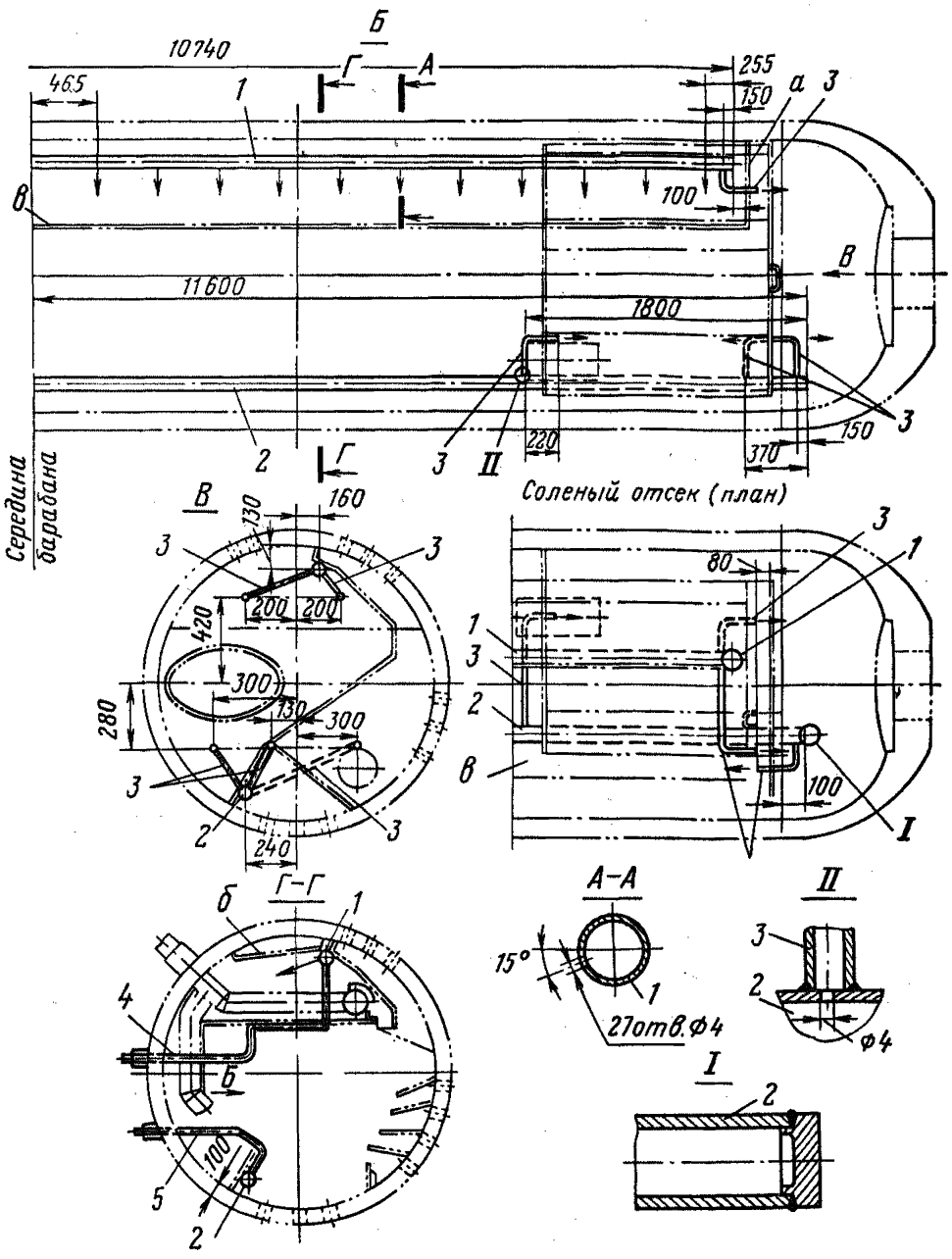


Рис. 2.62. Пример выполнения устройства парового охлаждения и разогрева барабана для двухбарабанных котлов 10 МПа (100 кгс/см²).

1 – верхний распределительный коллектор; 2 – нижний распределительный коллектор; *3* – патрубок направляющий; *4* – подвод к верхнему распределительному коллектору; *5* – подвод к нижнему распределительному коллектору; *а* – торцевая перегородка; *б* – пароприемный потолок; *в* – паропромывочное устройство.

Примечания: 1. Распределительные коллекторы *1* и *2* выполнены из трубы диаметром 42 × 5 мм, направляющие патрубки *3* – из трубы диаметром 16 × 3 мм, а подводы *4* и *5* – из труб диаметром 32 × 4 мм.

2. На рисунке показан пример выполнения парового охлаждения для котлов ПК-10, ПК-14, ТП-230 с внутрибарабанным соленым отсеком.

Для этого могут быть использованы:

а) устройство охлаждения барабана насыщенным паром от соседних котлов, разработанное Уралтехэнерго (рис. 2.61 – 2.63);

б) устройство охлаждения торцов барабана собственным паром котла (рис. 2.64) в сочетании со сбросом пара через специальный трубопровод (рис. 2.65) и заполнением барабана питательной водой, разработанное ВТИ.

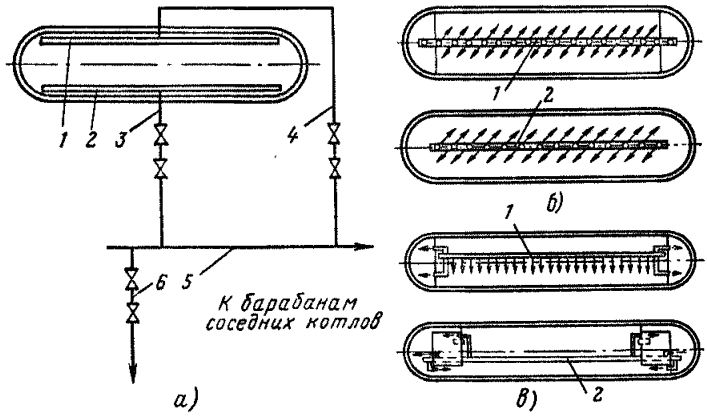


Рис. 2.63. Принципиальная схема подвода и распределения пара для расхолаживания и разогрева барабана.

а – схема подвода пара для расхолаживания и разогрева барабана; *б* – схема распределения пара в барабане котла 140 кгс/см²; *в* – схема распределения пара в барабане котла 100 кгс/см²; *1* – верхний распределительный коллектор; *2* – нижний распределительный коллектор; *3* – линия подвода пара к нижнему коллектору; *4* – линия подвода пара к верхнему коллектору; *5* – коллектор соединительный; *6* – дренаж.

Примечания: 1. На рисунке показан один котел, для остальных котлов схема выполняется аналогично.

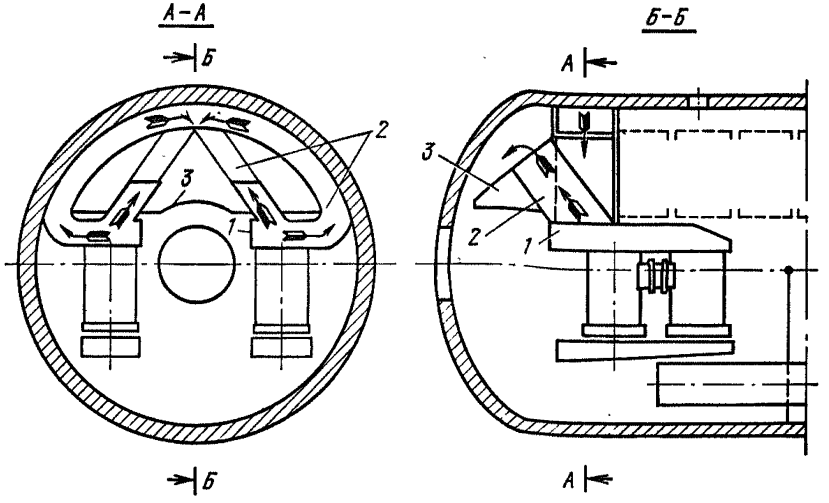
2. Подвод *4* к верхнему коллектору имеет двойное назначение: а) «на отбор» – вентили открываются от работающих котлов для отбора пара в схему; б) «на охлаждение» – вентили открываются у расхолаживаемого котла для подачи пара к верхнему коллектору охлаждения.

3. Подвод пара *3* к нижнему коллектору используется только для подачи пара на расхолаживание низа барабана при останове и для разогрева при растопке.

При выборе того или иного устройства необходимо учесть следующие их достоинства и недостатки. Достоинством устройства ВТИ является простота изготовления и эксплуатации, недостатками – неприменимость при аварийных остановах с упуском уровня в барабане (повреждения труб экранов и экономайзера).

Достоинством устройства Уралтехэнерго является достаточно высокая эффективность при любых остановах, недостатками – относительная сложность изготовления и эксплуатации в полупиковом режиме.

При выполнении устройства охлаждения барабанов использовать материалы п. 2.10 экспресс-информации № 15 (226) «Опыт внедрения ускоренного расхолаживания котла и паропроводов с использованием устройства парового охлаждения барабанов» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1975) и «Типовой инструкции по пуску из различных тепловых состояний



2.64. Устройство охлаждения верха торцов барабана.

1 – короб, объединяющий выходы пара из двух крайних циклонов; *2* – короб, направляющий пар в сферическую и цилиндрическую полости; *3* – конические кожухи.

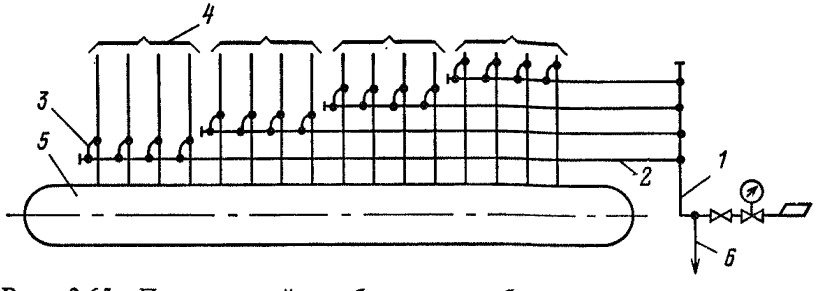


Рис. 2.65. Продувочный трубопровод, объединяющий воздушники пароотводящих труб.

1 – выхлопной трубопровод D_y 100 мм; *2* – трубопровод – D_y 50 мм; *3* – воздушник D_y 20 мм пароотводящей трубы барабана; *4* – поток пароперегревателя; *5* – барабан; *6* – дренаж.

и останову моноблока мощностью 200 МВт с котлом ТП-100» (СПО ОРГРЭС, 1977).

2. Для обеспечения допустимых перепадов температур в барабане при растопках котлов могут быть использованы следующие устройства:

продувочный трубопровод из барабана по рис. 2.64 [используется в начальной стадии растопки до 0,6 МПа (6 кгс/см^2)];

устройства парового или водяного разогрева барабанов.

В качестве устройства парового разогрева барабана может быть использован нижний коллектор устройства парового охлаждения (см. рис. 2.61 – 2.63).

Пар для разогрева барабанов при растопке котла из холодного состояния на мазуте подается за 10—15 мин до розжига горелок и отключается при давлении в барабане 3—4 МПа (30—40 кгс/см^2), а при растопке на газе — одновременно с розжигом или непосредственно после розжига горелок и отключается при 5—6 МПа (50—60 кгс/см^2). С целью предупреждения попадания относительно холодной воды из опускных труб на стенку барабана в период неустановившейся циркуляции запрещается прогревать барабан ранее указанного выше времени.

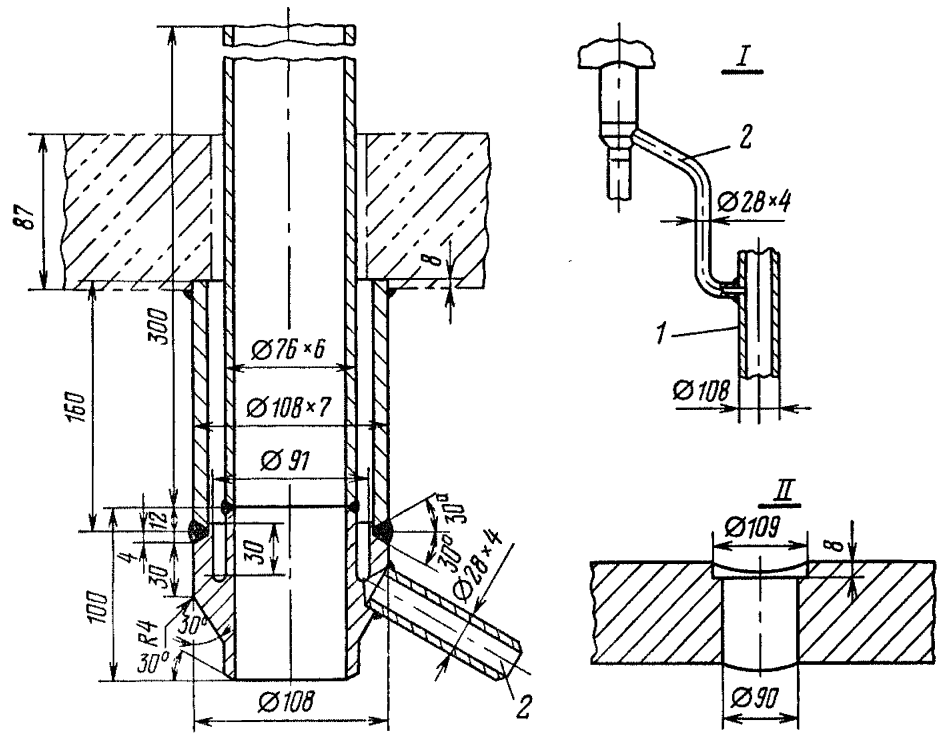


Рис. 2.66. Проточная рубашка на вводе, размещенном в водяном объеме.

I — схема ввода отсасывающей трубки в опускную трубу; *II* — расточка барабана под штуцер; *1* — опускная труба; *2* — присоединительная трубка.

3. Осуществить мероприятия по устранению дополнительных термических напряжений, связанных с отдельными недостатками конструкции внутрибарабанных устройств, тепловой изоляции барабанов и отсутствием свободы тепловых перемещений трубных контуров:

подвод питательной воды в водяной объем должен осуществляться через общий продольный перфорированный коллектор с направленными вверх отверстиями, расположенный от стенки барабана на расстоянии не менее 200 мм;

установить защитные рубашки на выводах линии трубы рециркуляции водяного экономайзера, аналогичные защитным рубашкам на

вводах питательной воды и вводах фосфатов, водяных штуцерах водоуказательных приборов, вводах пара для разогрева барабана и др. В целях надежной защиты барабана рубашки на таких вводах должны быть проточными согласно рис. 2.66;

обеспечить надежную тепловую изоляцию всего барабана, включая присоединительные штуцера, днища и узел лазового затвора;

содержать в исправности реперы, контролирующие температурные перемещения всех основных элементов котла (нижних коллекторов, экранов, барабанов и др);

проводить контрольные наблюдения за тепловыми перемещениями при растопках из холодного состояния, которые должны соответствовать расчетным значениям, установленным заводом-изготовителем;

устранять при ремонтах все возникающие в процессе эксплуатации помехи для требующихся температурных перемещений: скопления спрессовавшейся золы под нижними коленами экранных труб в проходах их через обмуровку, шлака под трубами холодных воронок, защемления в песочных затворах, зажатие элементами каркаса, соседними трубными пучками и др.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Режимные мероприятия по снижению температурных перепадов в барабане

При эксплуатации котлов следует исключить режимы, при которых возникают высокие температурные напряжения, в частности:

1. При всех остановах котла, когда барабан выходит на режим опорожнения (при повреждении труб экрана или экономайзера), необходимо немедленно после погашения котла отключить питание закрытием не только клапанов, но и задвижек, так как охлаждение стенки барабана при попадании на нее недогретой воды приводит к тепловому удару и особенно опасно при высоком уровне давлений ($p = 0{,}8 \div 1{,}0\ p_{ном}$).

2. Не допускать открытия задвижек на линиях рециркуляции экономайзера при подпитках во время растопки или останова котла.

3. Подпитку котла во время растопок и остановов производить возможно меньшими порциями с контролем по расходомеру и термопарам на водоопускных трубах и нижней образующей барабана.

4. Графики растопки и останова составляются на основе рекомендаций п. 2.10 настоящего сборника и имеющегося опыта эксплуатации с последующей проверкой температурного режима барабана.

Продолжительность растопки и останова устанавливается в каждом конкретном случае с учетом обеспечения надежного температурного режима барабана (приложение 5) и других элементов котельного агрегата.

Допустимые скорости изменения и разности температур в барабанах

Наименование	Давление в барабане, МПа (кгс/см²)	Группа барабанов	
		I	II
Скорость повышения температуры насыщения при растопке котла, °С/мин	До 2 (20)	2,0	1,5
	Свыше 2 (20)	2,5	2,0
Скорость понижения температуры насыщения при останове котла, °С/мин	Свыше 10 (100)	1,5	1,0
	До 100	2,0	1,5
Перепад температур между верхней и нижней образующими барабана при растопке и останове котла, °С	—	60	40
Разница температур воды и стенки барабана при его заполнении, °С	—	±40	±40

Примечания: 1. Кратковременно (не более 5 мин) допускается повышение скорости примерно на 1,0 °С/мин по сравнению с указанной.
2. Во всех случаях заполнение барабана для гидроопрессовки запрещается, если температура в какой-либо его точке превышает 140 °С.

2.11. Предупреждение повреждений клепаных барабанов и барабанов, сильно ослабленных очками для завальцовки труб

Клепаные барабаны котлов низкого и среднего давлений характеризуются трещинообразованием в заклепочных и вальцовочных соединениях (рис. 2.67).

Трещины вызываются сочетанием следующих факторов:

наличием в металле высоких местных напряжений конструктивно-технологического происхождения;

омыванием участков высоконапряженного металла щелочным концентратом котловой воды, образующимся в пазухах и микрозазорах заклепочных и вальцовочных соединений при слабом пропаривании последних;

высокой (более 20%) относительной щелочностью и глубокой умягченностью котловой воды, при которых сульфаты, фосфаты и шлам, выпадающие из раствора в виде отложений, не препятствуют омыванию металла щелочным концентратом;

температурными неравномерностями при эксплуатации котла, которые способствуют проникновению котловой воды в соединения и вызывают дополнительные напряжения в металле.

Температурные неравномерности появляются: при растопках и в режиме горячего резерва с периодическими подпитками и большим расходом воды (рис. 2.68); подаче холодной воды на заполнение котла, не остывшего после останова; неудовлетворительном распределении питательной воды в барабане; упусках воды; попадании при авариях перегретого пара обратным ходом в барабаны (особенно в сухопарники); обвалах обмуровки, защищающей от обогрева продольный заклепочный шов нижнего барабана. Температурные неравномерности возникают также в клапанах грязевиков.

При неблагоприятных сочетаниях перечисленных факторов хрупкие разрушения развивались быстро, особенно при переводе котлов старых конструкций на щелочной водный режим (т. е. на питание Na-катионированной водой) без принятия профилактических мер. Через 2—4 года работы на новом водном режиме клепаные барабаны и особенно грязевики оказывались сильно поврежденными. Особенно

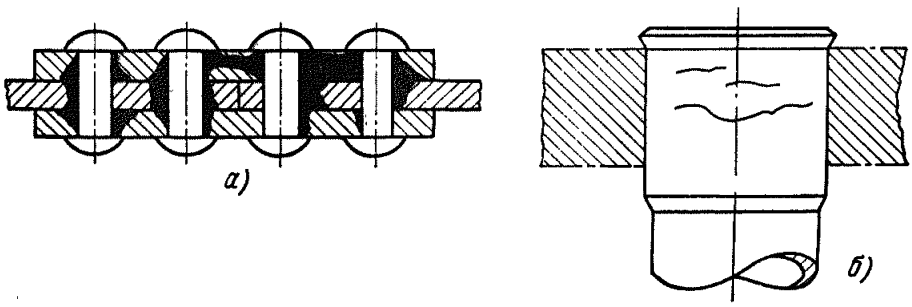


Рис. 2.67. Пример расположения трещин в накладках и основных листах у заклепочных швов и в вальцовочных поясах.

а — профили трещин от щелочной коррозии в заклепочном шве; *б* — расположение трещин на внешней поверхности развальцованного конца трубы.

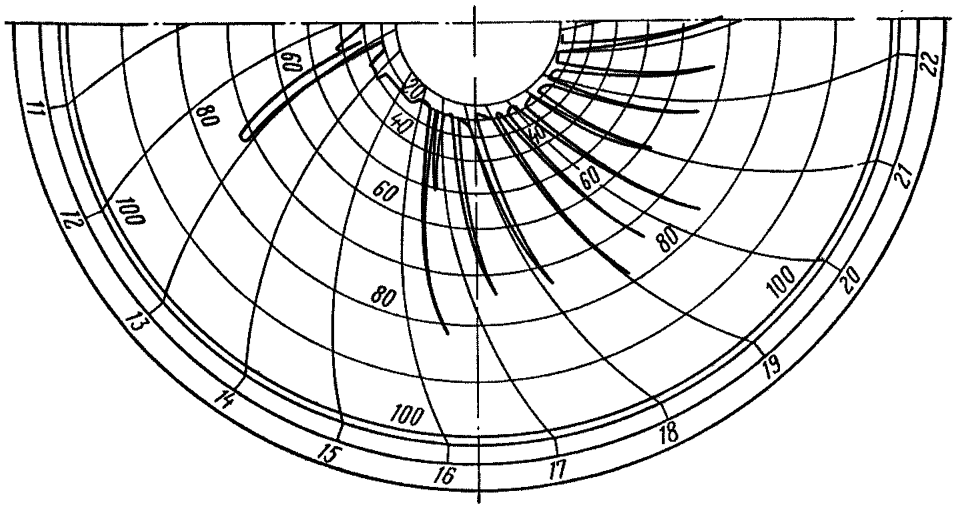


Рис. 2.68. Пример опасного, но неравномерного питания котла с большим расходом воды низкого давления при нахождении в горячем резерве (копия диаграммы эксплуатационного контроля).

опасным оказалось сочетание высокой (около 50%) относительной щелочности с появлением неплотности в соединениях.

Для предупреждения повреждений клепаных барабанов и барабанов, сильно ослабленных очками (коэффициент прочности 0,5 и менее) для завальцовки труб, предлагается:

1. При капитальных ремонтах котлов производить дефектоскопические проверки состояния металла с помощью ультразвукового и магнитно-порошкового методов.

Наряду с дефектоскопическими проверками проводить тщательные осмотры с простукиванием заклепок, выявлять поврежденные участки по отложениям солей (наросты у заклепок, кромок накладок), шламовым валикам на внутренней поверхности вальцовочного пояса трубы или около колокольчика и др.

2. При проверках барабанов обратить внимание на следующие участки:

швы нижних барабанов, а в самих швах – на участки пересечения продольных и кольцевых швов;

передний продольный шов нижнего барабана, если были случаи обвала обмуровки, защищающей его от обогрева из топки;

задний продольный шов верхнего заднего барабана;

клепаные грязевики и швы приклепки к барабанам камер и опускных труб;

воротники приклепанных перепускных труб между барабанами и вводов питательной воды;

швы приклепки днищ нижних барабанов;

завальцованные концы труб.

3. В связи с увеличением в последние годы количества остановов котлов в резерв на периоды снижения нагрузки энергосистемы на каждой электростанции нужно строго выполнять установленные инструкции по ведению режимов растопки, останова, заполнений водой и др.

При частых остановах котла в горячий резерв для снижения температурных неравномерностей в барабане при подпитках может быть выполнена отдельная водораспределительная труба в паровом пространстве барабана для обеспечения прогрева струи питательной воды в паровом объеме (рис. 2.69).

4. Обеспечить консервацию котлов в период простоя в соответствии с действующими специальными инструкциями.

5. При относительной щелочности более 20% в соответствии с ПТЭ следует применять пассиваторы.

При относительной щелочности более 50% следует применять подкисление или снижение щелочности в тракте водоподготовки (например, Н – Na-катионирование).

6. Клепаные грязевики при наличии повторяющихся повреждений заменить, изготовив их из цельнотянутых труб.

7. Обеспечить свободное температурное расширение барабанов и трубных контуров и контролировать его по реперам.

8. На многобарабанных котлах обратить внимание на предупреждение повышенных компенсационных напряжений в концах труб задних экранов, завальцованных в нижний барабан; при этом вертикальное смещение нижнего экрана рассчитывать по сумме удлинений кипятильных пучков котла и экрана.

9. Защищать барабаны водотрубных котлов (особенно часть его, где расположен продольный шов) от перегрева с газовой стороны, если они не являются одной из основных составляющих поверхности нагрева.

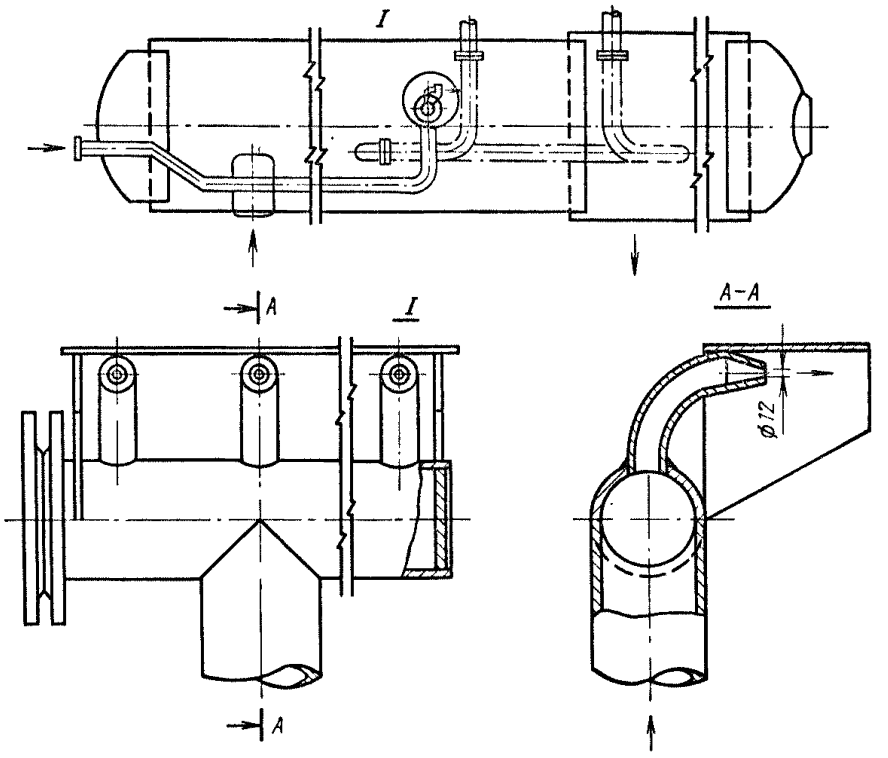


Рис. 2.69. Устройство ввода питательной воды во время горячего резерва с прогревом струей.

10. Вводы в барабан сред с температурой, не равной температуре насыщения, в частности вводы питательной воды, линии водоуказателей, при обнаружении повреждений в металле барабана или завальцованных концах труб нужно переделать с установкой защитных рубашек, руководствуясь приложением 3 § 2.10 настоящего сборника.

2.12. Безопасный режим продувок соленых отсеков паровых котлов с естественной циркуляцией

На некоторых котлах со ступенчатым испарением имели место случаи разрыва экранных труб, выделенных в отсеки II или III ступени испарения.

Причиной таких повреждений является значительное понижение уровня воды в отсеках, возникающее при длительной продувке их по нижним точкам (шламовой продувке) или усиленной продувке по линии непрерывной продувки.

Расчет и наладка питания соленых отсеков производятся исходя из возможного понижения уровня в них по сравнению с чистым отсеком барабана на 500–600 мм в выносных отсеках и 30–50 мм во внутрибарабанных. Допустимо кратковременное превышение указанных

значений в периоды усиленной непрерывной продувки или периодических продувок одной точкой на 150 мм в выносном отсеке и на 50 мм во внутрибарабанном.

Для предупреждения повреждений поверхностей нагрева соленых отсеков, возникающих вследствие посадки уровня воды из-за неправильного ведения продувок, на всех котлах, вводимых в эксплуатацию после реконструкции внутрикотловых устройств, а также котлах, на которых безопасный режим продувок не установлен, предлагается выполнить следующее:

1. Экспериментально установить фактические уровни воды в соленых отсеках во всем диапазоне изменения уровня в чистом отсеке при номинальной нагрузке и при пусковых режимах. Уровни воды в соленых отсеках должны быть проверены при разных режимах непрерывной продувки, включая режим с максимально допустимой степенью открытия регулировочного клапана, а также при одновременной непрерывной продувке и периодической продувке одной точкой. При этом должна быть установлена допустимая продолжительность шламовой продувки при полностью открытом вентиле.

2. При номинальной нагрузке котла установить режим непрерывной продувки, обеспечивающий нормативные значения солесодержания котловой воды с проверкой при этом значения снижения уровня воды в соленом отсеке.

На основе экспериментальной проверки уровней воды в соленых отсеках (п. 1 данного параграфа) установить максимально допустимый расход (или степень открытия регулировочного клапана) по условию возможного снижения уровня в соленом отсеке.

3. Установить безопасный режим периодических продувок соленых отсеков. Начинать периодическую продувку следует при уровне воды не ниже среднеэксплуатационного.

Уровень воды в соленых отсеках, при которых прекращается продувка, не должен быть ниже принятого предельно допустимого значения.

Исходя из предельных уровней установить допустимую (с некоторым запасом) продолжительность периодической продувки (одной точкой).

Во всех случаях непрерывная продувка немедленно должна прекращаться при достижении крайнего значения нижнего уровня в отсеках.

До уточнения допустимой длительности продувки при отсутствии измерений уровня воды в соленом отсеке нижний продувочный вентиль не допускается оставлять открытым более 5 с.

4. Уточнить режим продувки соленых отсеков при пуске котла:

в период парового разогрева продувка производится по необходимости без ограничения числа одновременно открытых нижних продувочных вентилей;

в начальный период огневого разогрева при давлении до 30% номинального допускается продувка одновременно двумя точками, а при большем давлении – только одной точкой при поочередном открытии продувочных вентилей;

при огневой растопке длительность продувки ограничивается условиями поддержания уровня воды в соленом отсеке не ниже допустимых значений.

5. Не допускать использования нижних продувочных точек соленых отсеков для сброса излишней воды на котле при перепитке, а также при необходимости срочной усиленной продувки. В этих слу-

чаях следует продувать котел через продувочные точки чистого отсека и линию аварийного сброса. Одновременно увеличить непрерывную продувку соленых отсеков при строгом ограничении по предельному уровню воды в них.

6. Установить ограничительные шайбы после запорных вентилей нижних продувочных точек контуров циркуляции соленых отсеков. Диаметр шайбы (обычно 15—20 мм) выбирается исходя из обеспечения во время периодических продувок снижения уровня воды в отсеках не ниже допустимых.

2.13. Рекомендации по предупреждению термоусталостных повреждений толстостенных элементов пароперегревателей и паропроводов при остановах котлов в резерв

В связи с нарастающей неравномерностью графика электрической нагрузки на многих электростанциях значительно увеличилось число остановов котельных агрегатов в резерв на время от 6—8 до 18—24 ч. В большинстве случаев остановы такого рода независимо от их длительности проводятся с консервацией котла путем плотного закрытия арматуры на его пароводяном тракте при давлении, близком к номинальному, и соответствующего уплотнения газовоздушного тракта.

Как показали исследования ВТИ, через 5—8 ч после консервации остановленного в резерв котла в змеевиках всех пароперегревательных поверхностей нагрева неизбежно начинается конденсация пара. Конденсатообразование в пароперегревателе газомазутного котла начинается раньше, чем пылеугольного с жидким шлакоудалением.

Процесс конденсации сопровождается периодическими выбросами конденсата из змеевиков в неостывшие еще выходные коллекторы и трубопроводы. В пароперегревателях с вертикальным расположением змеевиков это приводит в свою очередь к частым и резким (на 50—100 °С) местным охлаждениям стенки коллекторов в зонах присоединения змеевиков. В пароперегревателях с горизонтальными змеевиками и с выходными коллекторами, размещенными под пакетами, конденсат из змеевиков охлаждает нижнюю часть коллекторов и стекает по нижней образующей в присоединенный к его торцу паропровод. При этом в коллекторах и паропроводах также возникают значительные переменные термические напряжения.

Образование конденсата наблюдается не только в первичных, но и в промежуточных пароперегревателях, если последние перед остановом не обеспариваются. Особенно глубокие местные охлаждения толстостенных элементов пароперегревателя могут происходить при неплотном отключении линий впрыска питательной воды.

При растопке из неостывшего состояния в момент открытия сбросных растопочных устройств на паропроводе относительно переохлажденный конденсат выталкивается из пароперегревателя и резко охлаждает начальный участок паропровода.

Аналогичные явления происходят при открытии перед растопкой дренажей на выходных или паросборных камерах пароперегревателей с вертикальными змеевиками. Дренируемые коллекторы здесь также подвергаются резкому охлаждению, но в паропровод поступает несколько меньше конденсата.

Интенсивная конденсация пара в пароперегревателе может возникнуть непосредственно перед растопкой из неостывшего состояния, ког-

да газовоздушный тракт до розжига топки длительно (более 20 мин) вентилируется всеми тягодутьевыми механизмами. Описанные выше явления вызывают термоусталостные повреждения (трещины) в коллекторах пароперегревателей и начальных участках паропроводов. По этой причине, например, на одном из котлов ПК-38 Березовской ГРЭС, имевшем от начала эксплуатации около 100 остановов в резерв, в 1974 г. произошло аварийное разрушение начальных участков паропроводов холодного промперегрева.

Для обеспечения эксплуатационной надежности и предотвращения повреждений толстостенных элементов пароперегревателей и начальных участков паропроводов свежего пара и пара промперегрева рекомендуется:

1. На всех блоках мощностью 150, 200 и 300 МВт производить полное обеспаривание системы промперегрева.

2. На блоках с барабанными котлами независимо от длительности последующего простоя предварительно разгружать их на скользящем давлении согласно действующим инструкциям до нагрузки, составляющей 25 – 30% номинальной.

При останове на 6 – 10 ч после отключения котла и завершения вентиляции топки в течение не более 10 мин уплотнять газовоздушный тракт и плотно закрывать всю арматуру на пароводяном тракте.

В случае предполагаемой длительности резерва 20 ч и более сразу же после останова котла подпитывать барабан до верхней отметки водоуказательных колонок или до уровня 2/3 – 4/5 диаметра барабана от нижней образующей (при наличии дополнительных указателей уровня) и производить выпуск аккумулированного пара через БРОУ в конденсатор. При достижении давления в котле 0,6 – 1 МПа (6 – 10 кгс/см^2) следует закрыть арматуру на пароводяном тракте.

С целью утилизации тепла выпуск аккумулированного пара целесообразно осуществлять в общестанционный коллектор собственных нужд. Для этого должен быть смонтирован трубопровод между паропроводами свежего пара и общестанционным коллектором.

3. На блоках с прямоточными котлами (независимо от длительности последующего простоя) полностью обеспаривать тракт первичного пароперегревателя за встроенным пусковым узлом путем сброса среды через полностью открытую БРОУ в конденсатор после отключения пароперегревателя от испарительной части встроенной задвижкой и клапаном (задвижкой) на выходе пара из встроенного сепаратора. На котлах, не имеющих клапанов (задвижек) на выходе пара из встроенного сепаратора, обеспаривание пароперегревателя производить таким же способом, но при закрытом клапане на трубопроводе подвода среды к сепаратору.

На прямоточных котлах блоков 150, 200 и 300 МВт, не оборудованных до настоящего времени клапанами на выходе пара из встроенного сепаратора, во время капитальных ремонтов установить указанную арматуру.

4. На электростанциях с поперечными связями при регулярном (более 30 раз в год) выводе барабанных котлов в резерв после их останова производить выпуск из них пара через растопочное устройство в общестанционный растопочный коллектор. Начало операций по выпуску пара и режим выпуска (расход, длительность) должны определяться опытным путем для каждого типа котла, исходя из условия предупреждения интенсивного конденсатообразования в змеевиках и одновременного обеспечения заданных критериев надежности барабана (скорости снижения температуры насыщения, разности темпера-

тур по периметру барабана). Выпуск пара целесообразно начинать лишь тогда, когда температура внутри газохода в зоне расположения холодной конвективной ступени, измеренная штатными термопарами, понизится до температуры насыщения в барабане при имеющемся давлении. Для обеспечения допустимых разностей температур по периметру барабана в процессе выпуска пара следует заполнять его водой (см. п. 2 данного параграфа) или использовать имеющиеся устройства парового охлаждения верхней части.

5. Во всех случаях останова в резерв или пуска котла из неостывшего состояния исключить длительную (более 10 мин) вентиляцию топки и газоходов.

При проведении очередных капитальных ремонтов котельных агрегатов, имеющих более 100 остановов в резерв, рекомендуется проведение ультразвукового контроля состояния выходных коллекторов первичных и промежуточных пароперегревателей, а также примыкающих к коллекторам участков паропроводов на длине до 5 м. При этом особое внимание следует обратить на зоны отверстий в коллекторах и на нижний полупериметр горизонтальных паропроводов.

2.14. Дробеструйные установки для очистки поверхностей нагрева котлов

На основании опыта эксплуатации и наладки дробеструйных установок на котлах различной паропроизводительности завод «Котлоочистка» разработал автоматические дробеструйные установки с замкнутым контуром циркуляции дроби, предназначенные для работы на котлах с уравновешенной тягой (см. рис. 2.48) и котлах, работающих под наддувом (рис. 2.70).

Наличие замкнутого контура дает возможность сократить до минимума присосы воздуха в конвективную шахту через нижние узлы дробеструйной установки в период между циклами дробевой очистки и производить эффективное отвеивание золы от дроби во время работы установки.

Пневмотранспортирование на верх котла выполнено по напорному варианту, в результате чего повышается (по сравнению с вариантом под разрежением) транспортирующая способность воздуха и предотвращается износ рабочих колес турбовоздуходувок. Очистка конвективных поверхностей нагрева осуществляется массированным потоком дроби, которая поступает в конвективную шахту определенными порциями с одновременным транспортированием ее на верх котла в дробеуловитель.

Порционная подача дроби позволяет установить наиболее эффективный режим очистки, который остается постоянным независимо от количества дроби, находящейся в дробеуловителях.

Кроме того, дробеструйные установки завода «Котлоочистка» отличаются от установок завода «Ильмарине» конструкцией основных узлов, повышающих надежность ее работы и эффективность очистки.

Предотвращение уноса дроби из дробеуловителей транспортирующим агентом осуществляется специальным устройством, которое также не позволяет заполнить дробеуловители выше определенного уровня.

Питатель дроби, разработанный на заводе «Котлоочистка», распределяет дробь на неограниченное количество разбрасывателей, в ре-

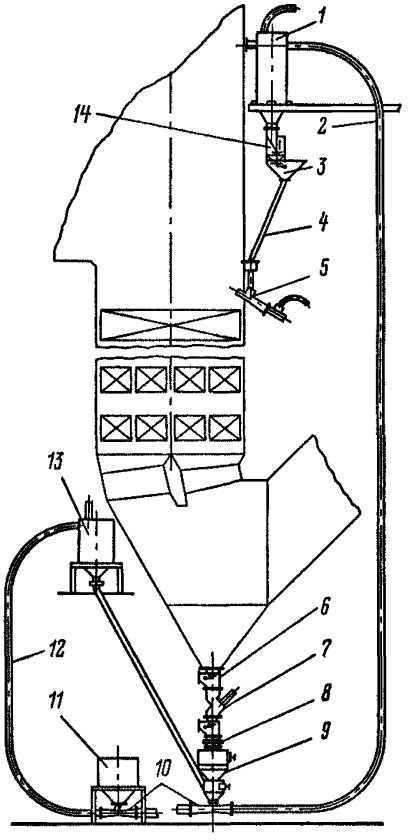


Рис. 2.70. Дробеструйная установка для котлов, работающих под наддувом.

1 – дробеуловитель; *2*, *12* – пневмотранспортная линия; *3* – клапан, *4* – течка дроби; *5* – дробемет; *6* – клапан; *7* – отвеиватель; *8* – компенсатор; *9* – сепаратор; *10* – эжекторы; *11* – бункер; 13 – бункер хранения дроби; *14* – питатель.

зультате чего имеется возможность сократить количество пневмотранспортных линий. На котлах ТГМП-114 ряда электростанций количество контуров сокращено с 16 до 4.

С помощью питателя можно изменять количество дроби, подаваемой на разбрасыватели в единицу времени, т. е. регулировать процесс очистки в зависимости от количества и вида отложений. В зависимости от конструктивных особенностей котла для рассеивания дроби используются потолочные разбрасыватели или дробеметы, устанавливаемые на стенках конвективной шахты.

При порционной подаче дроби в котел с непрерывным пневмотранспортированием ее в дробеуловитель отпадает необходимость в бункерах большой вместимости, располагающихся под конвективной шахтой. Вместо них установлены малогабаритные сепараторы, предназначенные для отделения от дроби крупных кусков шлака, обмуровки, электродов и других предметов, которые оседают на легко выдвигаемой из сепаратора сетке.

Бессопловой эжектор, предназначенный для пневмотранспортирования дроби, прост по конструкции и надежен в работе. Для его изготовления не требуется литейного производства, что имеет большое значение при его ремонте или замене.

На ряде электростанций применение узлов дробеструйных установок конструкции завода «Котлоочистка» позволило избежать сооружения приямков под конвективной шахтой котла.

Дробеструйная установка для котлов, работающих под наддувом, отличается от установки для котлов с уравновешенной тягой наличием дополнительных клапанов, отсекающих внутренний объем конвективной шахты с повышенным давлением от узлов установки, находящихся под атмосферным давлением, и наличием «горячей рубашки» в устье бункера для предотвращения конденсации паров серной кислоты из дымовых газов. Все операции дробевой очистки автоматизированы и механизированы. Предусмотрена сигнализация об уровне

дроби в дробеуловителях, о поступлении дроби в конвективную шахту и работе системы пневмотранспортирования.

Главтехуправление рекомендует к внедрению дробеструйные установки, разработанные заводом «Котлоочистка».

2.15. Временные нормы годового расхода дроби для очистки конвективных поверхностей нагрева котлов при сжигании мазута и твердого топлива

Временные нормы годового расхода дроби для очистки конвективных поверхностей нагрева котлов (табл. 2.1 и 2.2) составлены на основании опыта эксплуатации.

Таблица 2.1

Паропроизводительность котла, т/ч	Годовой расход дроби (т) при продолжительности работы котлов на твердом топливе, ч/год							
	5000				6000			
	Количество очисток в сутки							
	3		6		3		6	
	РВП	ТВП	РВП	ТВП	РВП	ТВП	РВП	ТВП
2500	240	310	470	620	286	375	570	750
1000	95	125	185	250	115	150	230	300
950	92	117	180	220	110	140	215	285
640	60	80	120	160	73	95	145	190
540	50	67	100	135	60	80	120	160
230	21	29	42	60	26	35	52	70
170	—	22	—	45	—	25	—	54
100	—	13	—	25	—	15	—	30
50	—	8	—	15	—	9	—	18

Подсчет выполнен по формуле

$$G = KDn \cdot 10^{-3},\ \text{т/год},$$

где K – опытный коэффициент невозвратимых потерь дроби за разовую очистку, отнесенный к 1 т/ч паропроизводительности; D – суммарная установленная паропроизводительность котлов определенного типа, т/ч; n – среднее количество очисток за год на одном котлоагрегате этого типа.

Коэффициент K зависит от вида сжигаемого топлива и должен приниматься равным для котлов, сжигающих: мазут – 0,08–0,11; твердое топливо – 0,15–0,2; сланцы – до 0,25. Большее значение коэффициента K относится к котлам с трубчатыми воздухоподогревателями (ТВП).

Количество очисток за год определяется по формуле

$$n = \tau m,$$

где τ – продолжительность работы котла за год, сут; m – количество очисток в сутки, равное для котлов, сжигающих мазут, – 1–3, сжигающих твердое топливо – 3–9.

Таблица 2.2

Паропроизводительность котла, т/ч	Годовой расход дроби (т) при продолжительности работы котлов на мазуте, ч/год											
	5000						6000					
	Количество очисток в сутки											
	1		2		3		1		2		3	
	РВП	ТВП	РВП	ТВП	РВП	ТВП	РВП	ТВП	РВП	ТВП	РВП	ТВП
2500	40	60	80	120	120	180	50	70	100	140	150	210
1000	17	23	34	46	50	70	20	28	40	56	60	85
950	16	21	32	42	48	63	19	26	38	52	57	78
640	10	15	20	30	30	45	13	18	26	36	40	55
500	8	11	16	22	24	33	10	14	20	28	30	42
420	6,5	10	13	20	20	30	8	12	16	24	24	36
320	5	8	10	16	15	24	7	9	14	18	21	27
230	4	5,5	8	11	12	16	4,5	6,5	9	13	13	20
160	2,5	4	5	8	7	12	4	5	8	10	12	15
100	—	2	—	4	—	6	—	3	—	6	—	9
50	—	1	—	2	—	3	—	1,5	—	3	—	5

Примечание. РВП — котлы с регенеративными воздухоподогревателями; ТВП — котлы с трубчатыми воздухоподогревателями.

В табл. 1 и 2 даны значения годового расхода дроби для распространенных паропроизводительностей котлов.

2.16. Водоуказательные стекла паровых котлов

Водоуказательные стекла, предназначенные для работы в паровых котлах в соответствии с ГОСТ 1663 — 57, подразделяются на два вида:

а) рифленые, имеющие гладкую смотровую поверхность и призматические риски на противоположной ей поверхности, рассчитанные на давление до 3,5 МПа (35 кгс/см^2) включительно;

б) гладкие с обеих сторон, рассчитанные на давление до 3,5 МПа (35 кгс/см^2) включительно в арматуре без слюдяной прокладки и на давление от 3,6 до 12 МПа (36 до 120 кгс/см^2) в арматуре со слюдяной прокладкой, предохраняющей стекло от непосредственного воздействия воды и пара.

При давлении выше 12 МПа (120 кгс/см^2) вместо стекол применяется набор слюдяных пластинок.

В эксплуатации были случаи, когда водоуказательные стекла константиновского завода «Автостекло» № 25 лопались и при отсутствии защитного щитка травмировали персонал.

В связи с этим предлагается:

1. Не допускать к эксплуатации водоуказательных приборов персонал без защитных щитков при применении водоуказательных стекол и при наборе слюдяных пластинок.

2. В окнах защитных щитков (против каждого водоуказательного стекла) устанавливать дополнительное водоуказательное стекло, пред-

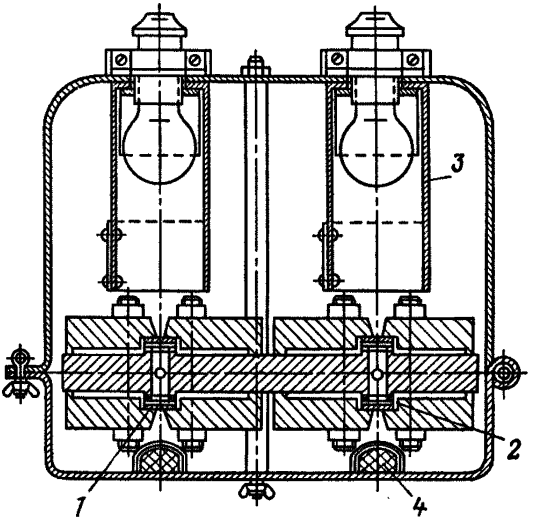


Рис. · 2.71. Водоуказательная колонка с оптическим увеличением смотровой щели.

1 — смотровая щель колонки; *2* — слюдяная пластинка; *3* — осветительное устройство; *4* — цилиндрические стеклянные линзы.

назначенное для защиты от возможного повреждения основных стекол.

3. Обеспечить достаточное освещение водоуказательных приборов.

Водоуказательная колонка с оптическим увеличением смотровой щели показана на рис. 2.71.

2.17. Наименование и маркировка поверхностей нагрева котлов и их элементов

ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И НАИМЕНОВАНИЯ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА И ИХ ЭЛЕМЕНТОВ

Поверхностями нагрева (в конструктивном понимании этого термина) называются части котла, в которых обогреваемая среда (пар, вода, воздух [1]) получает тепло; к ним условно относятся также и все соответствующие (подводящие и отводящие) трубы, раздающие и собирающие коллекторы и другие элементы, разграничивающие указанные части между собой.

По стадиям процесса генерации пара, как известно, различают поверхности нагрева водоподогревательные, испарительные (парогенерирующие) и пароперегревательные (первичный и промежуточный пароперегреватели).

[1] Воздухоподогреватели в п. 2.17 не рассматриваются.

Наименования поверхностей нагрева и их элементов указаны в табл. 2.3.

В каждом котле имеются один водяной экономайзер (конвективная водоподогревательная поверхность), один первичный пароперегреватель и в зависимости от схемы блока один промежуточный пароперегреватель и более. Поэтому не допускаются, например, такие наименования, как потолочный пароперегреватель или ширмовый пароперегреватель.

В наименовании отдельных частей поверхностей нагрева учитываются также и другие характерные признаки: конструктивные, размещение в газоходах, преобладающий вид теплообмена (радиационный или конвективный). Например: нижняя радиационная часть топки, ширмы, конвективная часть пароперегревателя, потолочный экран, фронтовой экран и др.

Части поверхностей нагрева, включенные по обогреваемой среде и газам последовательно и разграниченные коллекторами, называются ступенями (рис. 2.72).

Ступени в свою очередь могут делиться на ходы – части, включенные по обогреваемой среде последовательно, а по газам – парал-

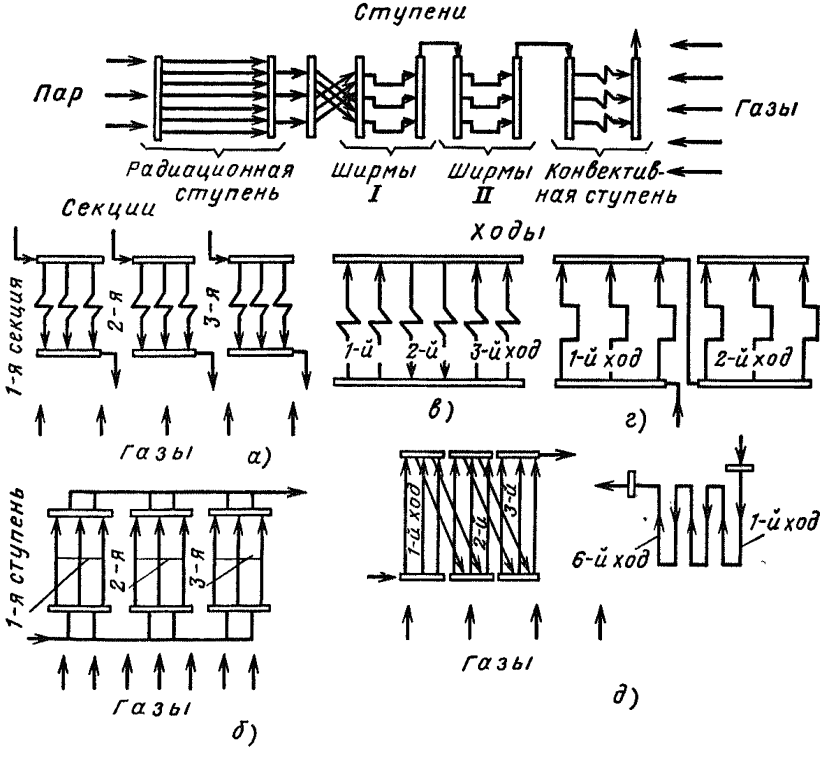


Рис. 2.72. Наименование частей поверхностей нагрева котла.

а – секция конвективной ступени; *б* – секции экранов – панель; *в* – ходы конвективной ступени; *г* – ходы ширм; *д* – ходы экранов.

Таблица 2.3

Наименования и условные обозначения типовых поверхностей нагрева и их элементов

Наименование				Условное обозначение	Сокращенное обозначение
Водяной экономайзер					ВЭ
Подвесные трубы	конвективных поверхностей нагрева				–
	ширм				–
Радиационные поверхности нагрева	Экран топки	Подовый экран			Под
		Радиационная часть	нижняя		НРЧ (НРЧ I, НРЧ II)
			средняя		СРЧ (СРЧ I, СРЧ II)
			верхняя		ВРЧ (ВРЧ I, ВРЧ II)
		Фронтовой экран			ФЭ
		Боковой (левый, правый) экран			$Б_{л}Э$, $Б_{пр}Э$
		Задний экран			ЗЭ
		Двусветный экран			ДЭ
	Радиационная часть пароперегревателя				ПР
Переходная зона					ПЗ
Радиационно-потолочная ступень					РПС
Потолочно-конвективная ступень					ПКС
Экраны (панели) поворотной камеры					ЭПК
Потолочный экран					ПЭ
Экраны (панели) стен горизонтального газохода					ЭГГ
Ширмы (ширмы I, ширмы II и т. д.)					Ш (Ш I, Ш II и т. д.)
Конвективная часть пароперегревателя (конвективная ступень I, конвективная ступень II и т. д.)					(ПК I, ПК II и т. д.)

Примечание. В обозначениях элементов промежуточного пароперегревателя добавляется индекс «пп» ($ПП_{пп}$, $ПК_{пп}$ и т. д.).

Наименование		Условное обозначение	Сокращенное обозначение
Теплообменник	паропаровой		ППТО
	газопаропаровой		ГППТО
Труба			–
Змеевик конвективной ступени			–
Ширма			–
Змеевиковый экран	Вертикальная навивка		–
	Горизонтальная навивка		–
	Навивка системы Рамзина		–
Коллектор			–
Полное перемешивание всей обогреваемой среды			–
Перемешивание потока среды			–
Впрыск (впрыск I, впрыск II и т. д.)			Впр. (впр. I, впр. II и т. д.)
Номер потока обогреваемой среды			–
Наименование котла		D, p, $t_п/t_{пп}$	По ГОСТ 3916–69
Паропроизводительность котла и параметры пара			–
Температура перегретого пара		$t_п$, °C	–
Температура пара промежуточного перегрева		$t_{пп}$, °C	–
Обогреваемая среда	Температура	t, °C	
	Энтальпия (теплосодержание)	Δi, Дж/кг (ккал/кг)	–
	Приращение энтальпии (теплосодержания)	Δi, Дж/кг (ккал/кг)	–
	Давление	p, МПа (кгс/см^2)	–
Температура газов		ϑ, °C	–
Расходы на впрыск		g, %	–

лельно (рис. 2.72, *в* – *д*). Трубы, змеевики, отдельные ширмы, коллекторы являются элементами поверхностей нагрева.

Змеевик – обогреваемый элемент поверхности нагрева (секции, ступени), состоящий из прямых труб и гибов.

Поверхности нагрева в мощных котлах, как правило, секционируются – компонуются в виде двух или более параллельных контуров таким образом, что потоки обогреваемой среды, протекающие по контурам, не смешиваются между собой.

Когда деление на параллельные контуры ограничивается отдельными ступенями, контуры называются секциями (рис. 2.72, *а*, *б*). Секции экранов обычно называются панелями (рис. 2.72, *б*).

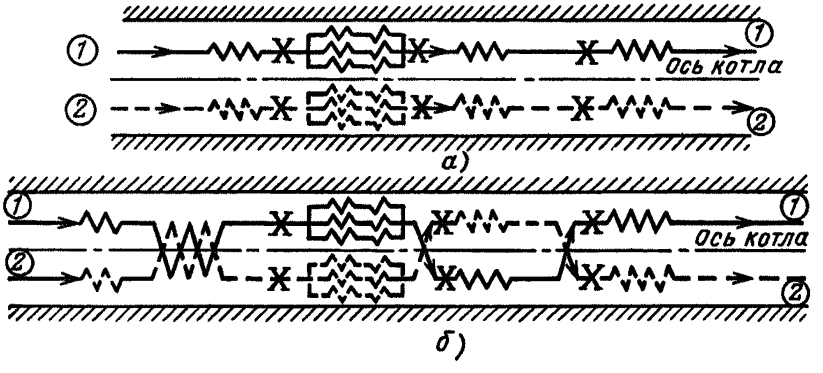


Рис. 2.73. Принципиальные варианты схемы пароводяного тракта котла.

а – без перебросов по газовой стороне; *б* – с перебросами по газовой стороне; *1* и *2* – номера потоков.

При секционировании пароводяного тракта или его отдельных участков (т. е. нескольких ступеней) на параллельные контуры (рис. 2.73) тракт или его участки называются по числу таких контуров двухпоточными или трехпоточными и т. д. Несекционированный тракт или его участки называются однопоточными. Если на отдельных участках тракта контуры снова делятся на параллельные контуры, состоящие из нескольких секций, то они называются подпотоками, как, например, в НРЧ на рис. 2.74.

Различают тракты без перебросов потоков обогреваемой среды по сторонам газоходов (см. рис. 2.73, *а*) и с перебросами целиком или на отдельных участках (см. рис. 2.73, *б*).

Характерными особенностями тракта являются, кроме того, промежуточные перемешивания и автономность регулирования расходов обогреваемой среды по контурам.

Полным перемешиванием обогреваемой среды называется перемешивание всей среды, выходящей в данном сечении тракта из элементов одного или всех контуров тракта (или всех секций одной ступени). Признаком перемешивания является пропуск потока среды через одно сечение коллектора, паропровода и др.

Теплообменники, предназначенные для регулирования температуры пара промежуточного перегрева, называются газопаропаровыми,

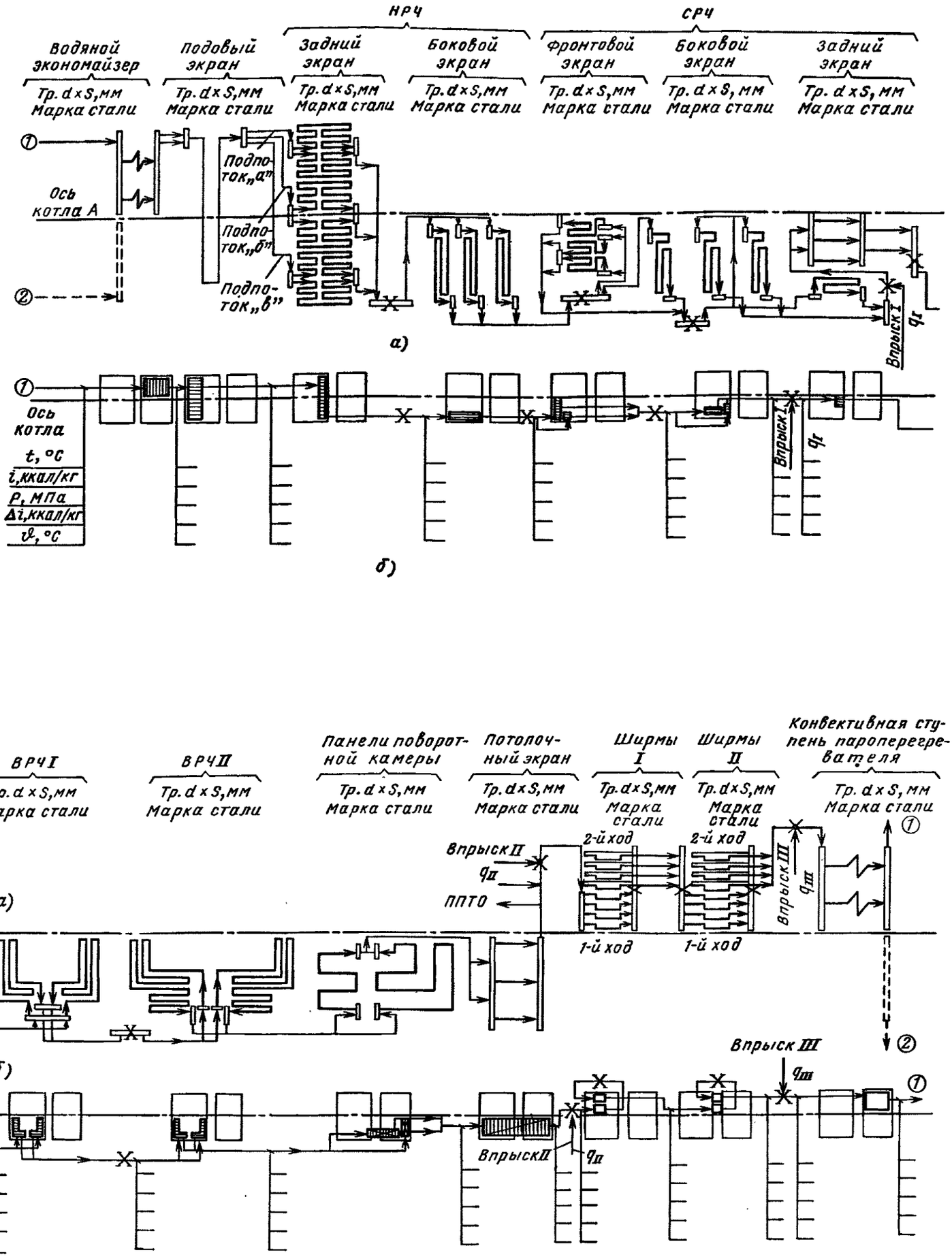


Рис. 2.74. Схемы компоновки поверхностей нагрева.

а — по пароводяному тракту; *б* — по газовому тракту. Условные обозначения см. в табл. 2.3. На рисунке следует указывать количество потоков пароводяного тракта котлов, расчетное топливо, нагрузку, материалы завода, по которым составлена схема (№ чертежа и расчета).

когда пар промежуточного пароперегревателя получает тепло как от газов, так и от свежего пара, и паропаровыми, когда теплообменник вынесен из газохода.

МАРКИРОВКА ПОТОКОВ ОБОГРЕВАЕМОЙ СРЕДЫ, ЧАСТЕЙ И ЭЛЕМЕНТОВ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА

Маркировку следует вести при условии, что наблюдатель находится вне газоходов.

1. ПОТОКИ

Потоки маркируются, начиная с первой по ходу среды поверхности нагрева, арабскими цифрами[1] слева направо по фронту котла: в прямоточных котлах – начиная с водяного экономайзера, а в котлах с естественной циркуляцией – с пароперегревателя (рис. 2.75).

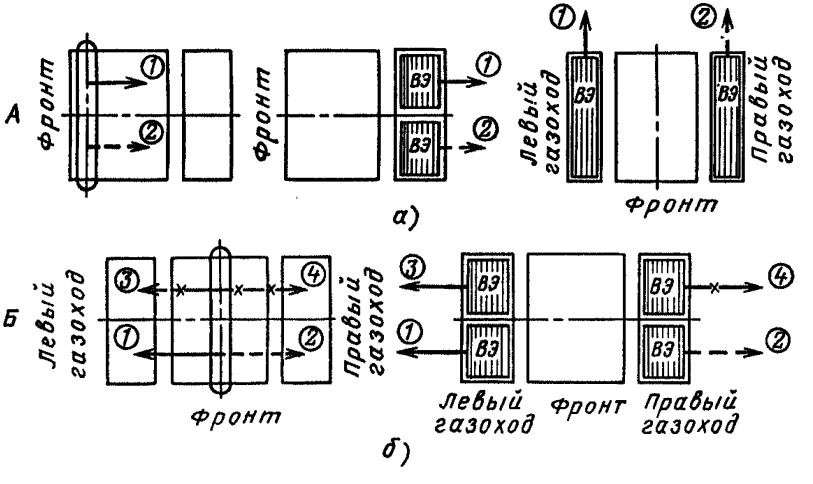


Рис. 2.75. Маркировка потоков.

А – двухпоточный тракт; *Б* – четырехпоточный тракт; *а* – П-образная компоновка; *б* – Т-образная компоновка.

В отдельных случаях, как, например, у котла ТКЗ Пп-2500-255Ж (ТПП-200), когда секции водяного экономайзера размещены не по фронту котла, а встроены одна в другую, допускается и другой порядок нумерации.

У двухкорпусных котлов моноблоков и котлов дубль-блоков применяется сплошная нумерация потоков без разделения по корпусам или котлам.

---

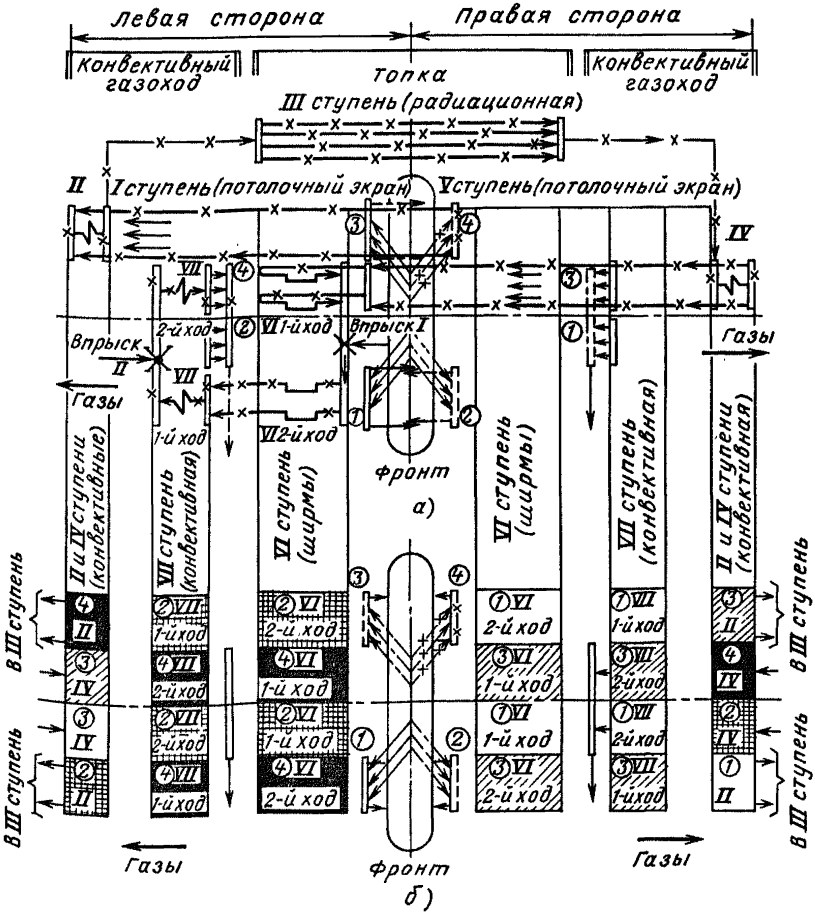
[1] Буквенное обозначение потоков не допускается в связи с тем, что ПТЭ («Энергия», 1977) установлено буквенное обозначение для котлов дубль-блоков. Кроме того, потоки могут иметь различное графическое выполнение.

2. СТУПЕНИ И ХОДЫ

Ступени маркируются римскими цифрами в направлении движения обогреваемой среды, а также в соответствии с обозначениями, приведенными в табл. 2.3 и на рис. 2.74.

Маркировка римскими цифрами ведется раздельно по различным поверхностям нагрева. Например, ВРЧ I, ВРЧ II, ширмы I, ширмы II (см. рис. 2.74). В пароперегревателях котлов с естественной циркуляцией в качестве основной обычно применяют маркировку римскими цифрами и в этом случае опускают сокращенные обозначения поверхностей нагрева, показанные на рис. 2.76 в скобках. Кроме того, указывается, к какому потоку (подпотоку) относится ступень (например, ВРЧ I, поток 2).

Ходы нумеруются арабскими цифрами раздельно по ступеням (см. рис. 2.72, 2.74 и 2.76).



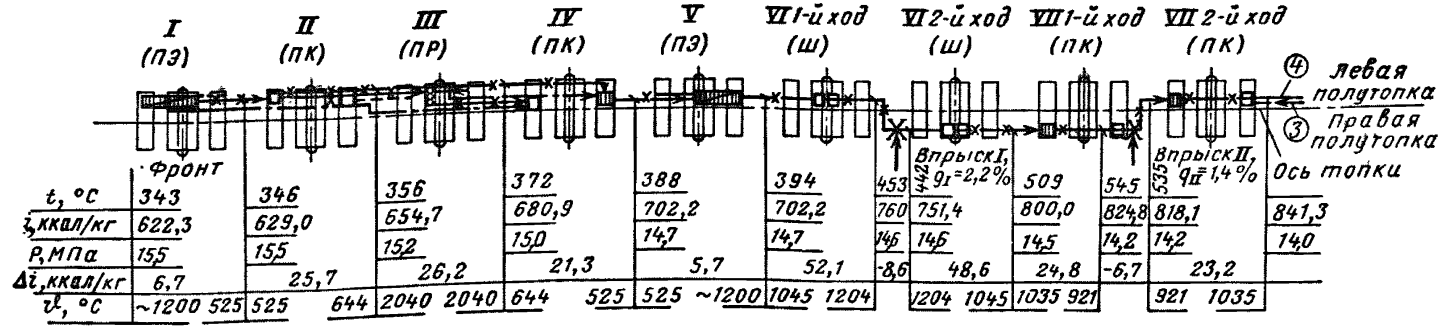


Рис. 2.76. Схемы компоновки пароперегревателя котла Еп-640-140 (ТП-100) ТКЗ (640/140/570/570).

а – по паровому тракту; *б* – по газовому тракту [потолочные экраны (I и V ступени) и радиационная ступень (III ступень) не показаны]; *в* – по парогазовому тракту (приводятся данные ТКЗ по тепловому расчету при работе котла на АШ для 100% $D_н$); *г* – радиационная ступень.

3. ПОДПОТОКИ И СЕКЦИИ

Секции (панели), если им не придаются наименования по особенностям расположения (например, фронтовой экран, задняя панель, крайняя секция и др.) или другим признакам, нумеруются арабскими цифрами в зависимости от ориентации либо слева направо по фронту котла, либо от фронта к задней стенке (рис. 2.77).

Подпотоки, если им не придаются наименования по их расположению (например, фронтовой подпоток), обозначаются строчными букв-

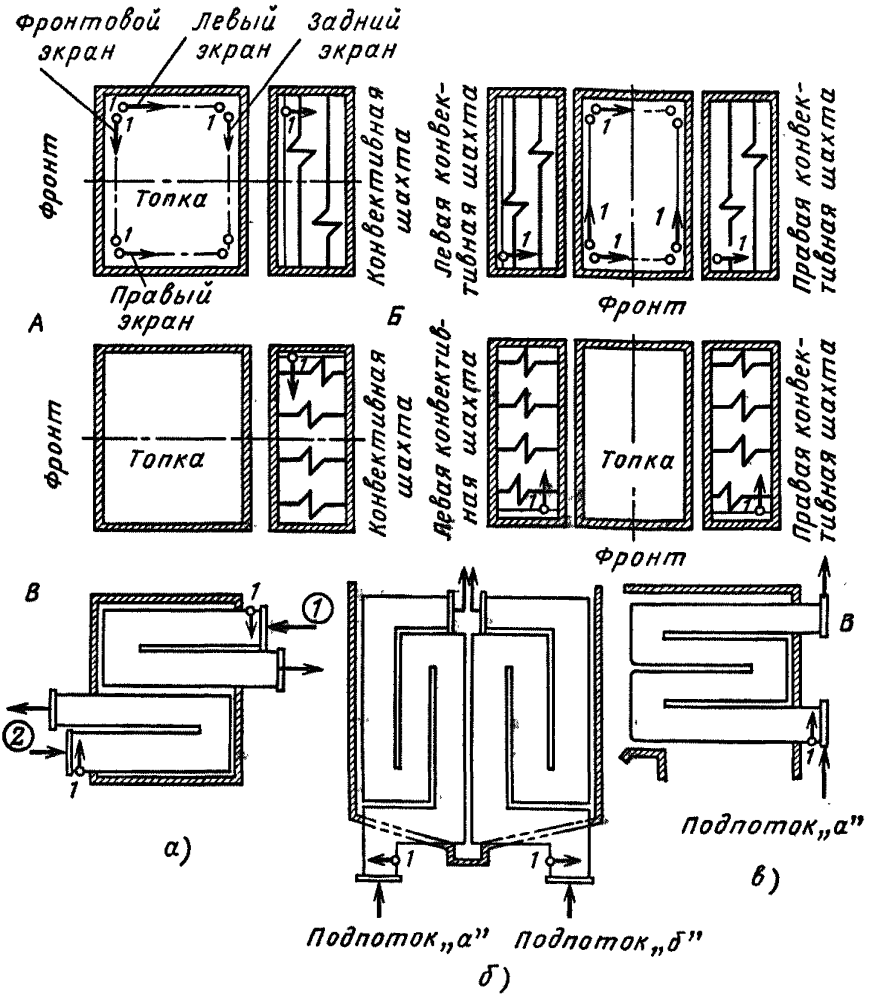


Рис. 2.77. Маркировка элементов поверхностей нагрева котла.

А – П-образная компоновка котла при продольном и поперечном расположении змеевиков; *Б* – Т-образная компоновка котла при продольном и поперечном расположении змеевиков; *В* – змеевики панелей экранов; *а* – подовый экран, *б* – топка, *в* – поворотная камера.

ми русского алфавита (*а, б, в* и т. д.) (см. рис. 2.74) и в том же порядке, что и потоки (см. рис. 2.75, узел *А*). Нумерация ведется по каждому потоку раздельно с добавлением индекса потока (например, *1а, 2а* и т. д.).

4. ТРУБЫ, ЗМЕЕВИКИ, ШИРМЫ

Трубы и змеевики нумеруются арабскими цифрами (при этом наблюдатель находится вне газохода). Прямые участки змеевиков называются трубами.

а) Экраны

Трубы экранов нумеруются следующим образом (см. рис. 2.77):

у фронтового и заднего экранов – слева направо по фронту котла;

у боковых и двусветных экранов – по направлению от фронта к задней стенке.

Змеевики экранов топки, поворотной камеры и других поверхностей нагрева нумеруются по входному коллектору от наружного змеевика первой петли (см. рис. 2.77 и 2.78).

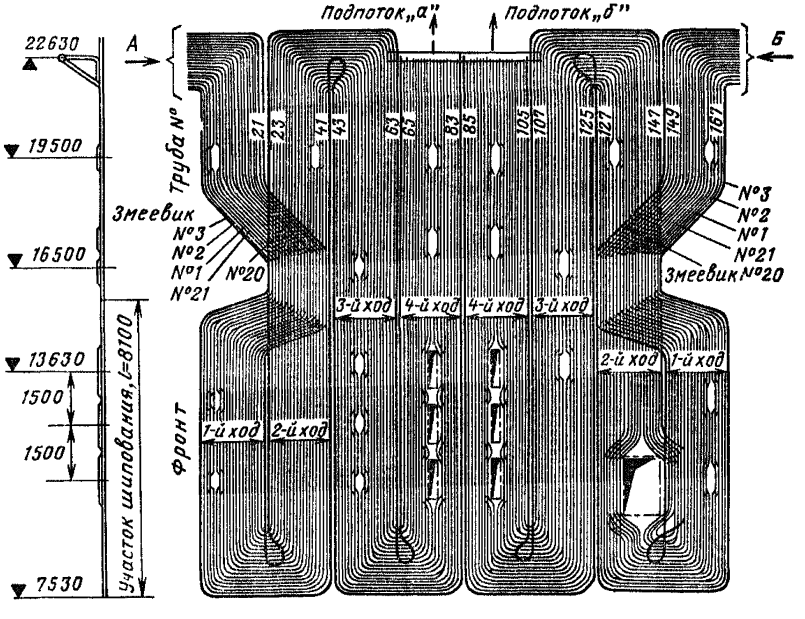


Рис. 2.78. Формуляр левого бокового экрана НРЧ котла Пп-950-255-2Ж (ТПП-110) ТКЗ (950/255/565/570) Приднепровской ГРЭС.

А – из фронтового экрана; *Б* – из заднего экрана. Топливо – АШ и газ. Счет змеевиков ведется по входному коллектору фронтового (заднего) экрана.

б) Ширмы и конвективные ступени

Трубы ширм и конвективных ступеней (водяной экономайзер, переходная зона, пароперегреватель) нумеруются по ходу газов. При сложной конфигурации змеевиков нумерацию трубы необходимо сопровождать указанием ряда змеевиков, к которому она относится, так как в разных сечениях элемента она может быть различной (ряды «а» и «б», рис. 2.79 и 2.80).

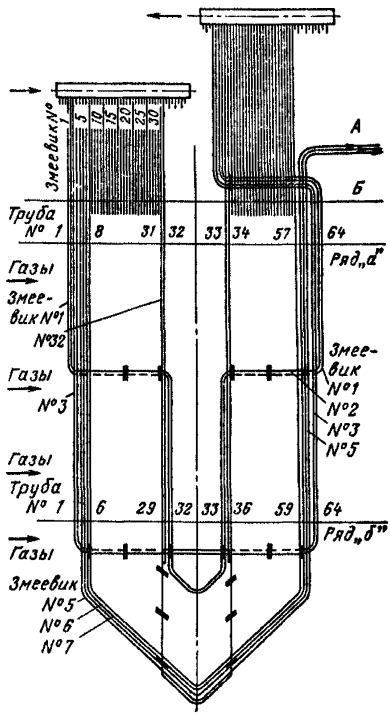


Рис. 2.79. Эскиз ширм I пароперегревателя котла Пп-250-255-2Ж (ТПП-110) ТКЗ (950/255/565/570).

А – пар к входному коллектору ширмы II; *Б* – трубы потолочного экрана.

Трубы потолочного экрана в П-образной компоновке маркируются слева направо по фронту котла, а в Т-образной компоновке – по направлению от фронта к задней стенке (см. рис. 2.77, *А* и *Б*).

Змеевики конвективных ступеней маркируются в зависимости от расположения их по отношению к фронту котла: при расположении параллельно фронту – от фронта к задней стенке, а при расположении перпендикулярно фронту – слева направо по фронту котла (см. рис. 2.77, *А* и 2.79). При Т-образной компоновке газоходов нумерация змеевиков конвективных ступеней ведется раздельно в левом и правом газоходах.

5. ГОРЕЛОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА

Горелочные устройства нумеруются, начиная с нижнего яруса, арабскими цифрами следующим образом:

при расположении горелок на фронтовой и задней стенках – слева направо по фронту котла, начиная с фронтовых горелок;

при угловом расположении – против часовой стрелки, начиная с левого фронтового горелочного блока.

6. ВПРЫСКИ

Впрыски нумеруются на схемах тракта римскими цифрами по ходу обогреваемой среды для каждого потока самостоятельно (см. рис. 2.74).

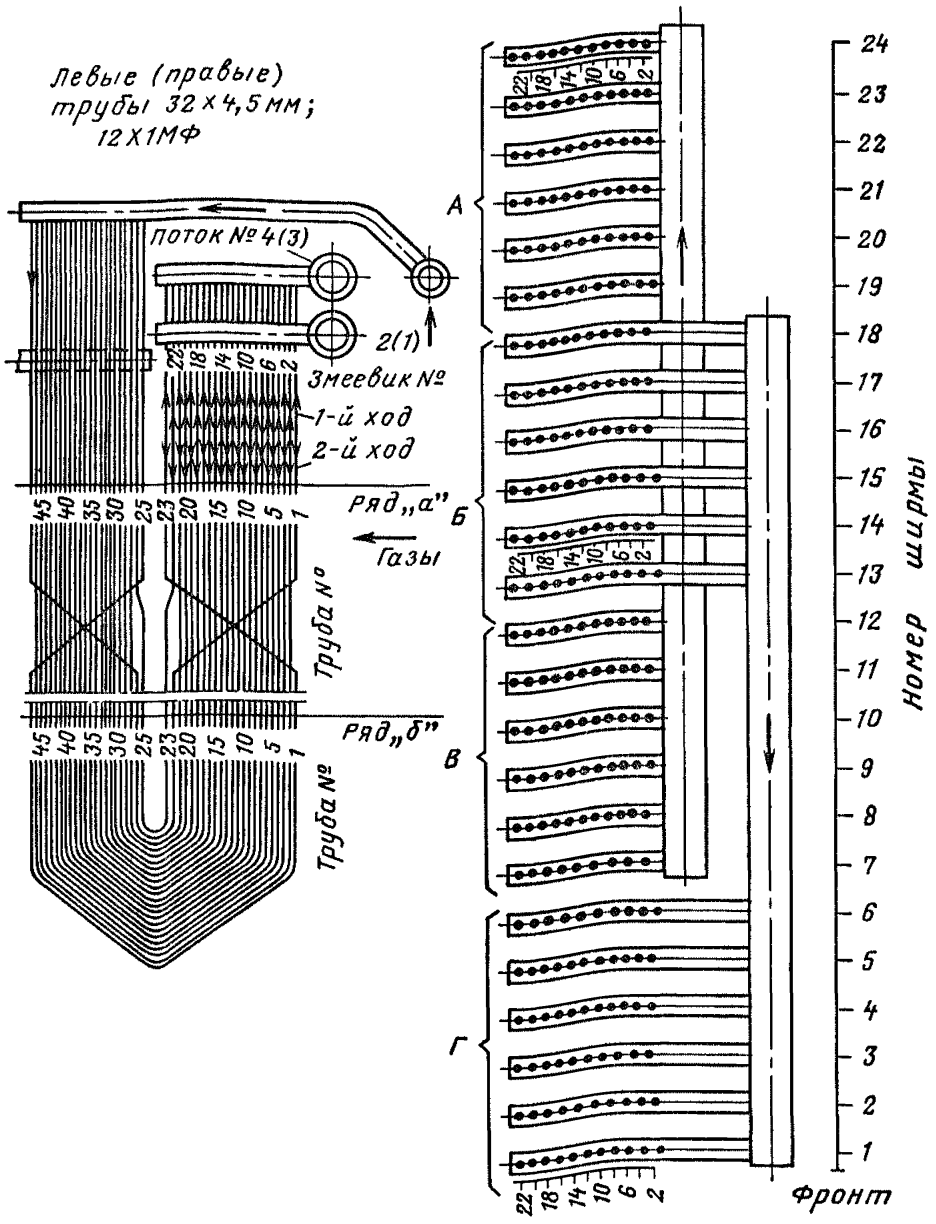


Рис. 2.80. Формуляр ширм (IV ступень) пароперегревателя котла Еп-640-140 (ТП-100) ТКЗ (640/140/570/570).

А – поток 2, 2-й ход (поток 1, 2-й ход); *Б* – поток 4, 1-й ход (поток 3, 1-й ход); *В* – поток 2, 1-й ход (поток 1, 2-й ход); *Г* – поток 4, 2-й ход (поток 3, 2-й ход). В скобках указаны номера потоков, проходящих в правых ширмах.

Примечание. Для каждого газохода (левого и правого) составляется отдельный формуляр. На формулярах необходимо указать размер, материал и шаги ширм, труб.

Для каждого котла составляются схемы компоновки поверхностей нагрева (котлы с принудительной циркуляцией – см. рис. 2.74[1]) или пароперегревателя (котлы с естественной циркуляцией – рис. 2.81 и 2.76) с указанием последовательности движения обогреваемой среды (см. рис. 2.74,*а*; 2.76,*а* и 2.81) и размещения поверхностей нагрева по газоходам котла (см. рис. 2,74,*б* и 2.77, *б*, *в*).

На схемах пароперегревателей и трактов изображается один поток, но указывается общее число потоков в котле. На схемах указываются (см. рис. 2.76 и 2.81): маркировка котла (по ГОСТ 3619–76 и заводская), электростанция и станционный номер котла, паропроизводительность и параметры пара, топливо, температура, теплосодержание и давление по ходу обогреваемой среды; приращение теплосодержания обогреваемой среды в элементах поверхностей нагрева (ступени, ходе); температура газов (по ходу газов) при номинальной нагрузке; размеры труб и марка стали, из которых выполнены трубы поверхностей нагрева; отмечаются расположение и значения впрысков в процентах производительности котла и места полного перемешивания потока.

[1] В технической документации схемы должны выполняться без разрыва (в одну линию).

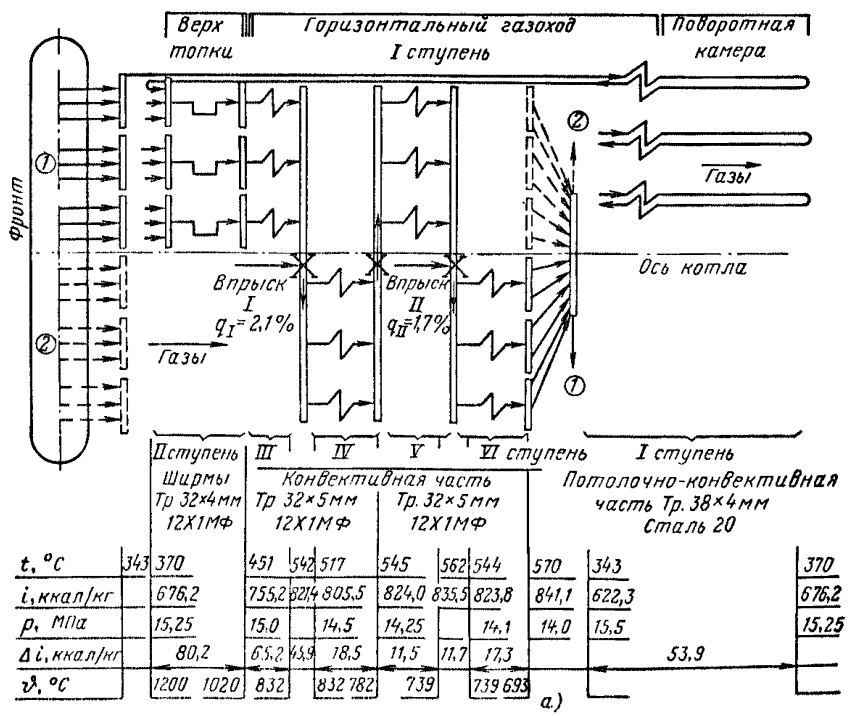


Рис. 2.81.

Схема пароперегревателя котла Еп-640-140 (ТП-100) ТКЗ, имеющего сложную компоновку, показана на рис. 2.76.

Кроме схем компоновок поверхностей нагрева котла и пароперегревателя необходимы эскизы котла (рис. 2.82) или пароперегревателя. На эскизе наносятся размеры топки, конвективного газохода, основные характерные отметки (оси горелок, границы радиационных частей и др.), температуры газов до каждой поверхности нагрева и после нее. Кроме того, на эскизе должна быть приведена таблица со значениями поверхностей нагрева, размеры и материалы труб и приращения энтальпии (теплосодержания) обогреваемой среды в каждой поверхности нагрева (табл. 2.4).

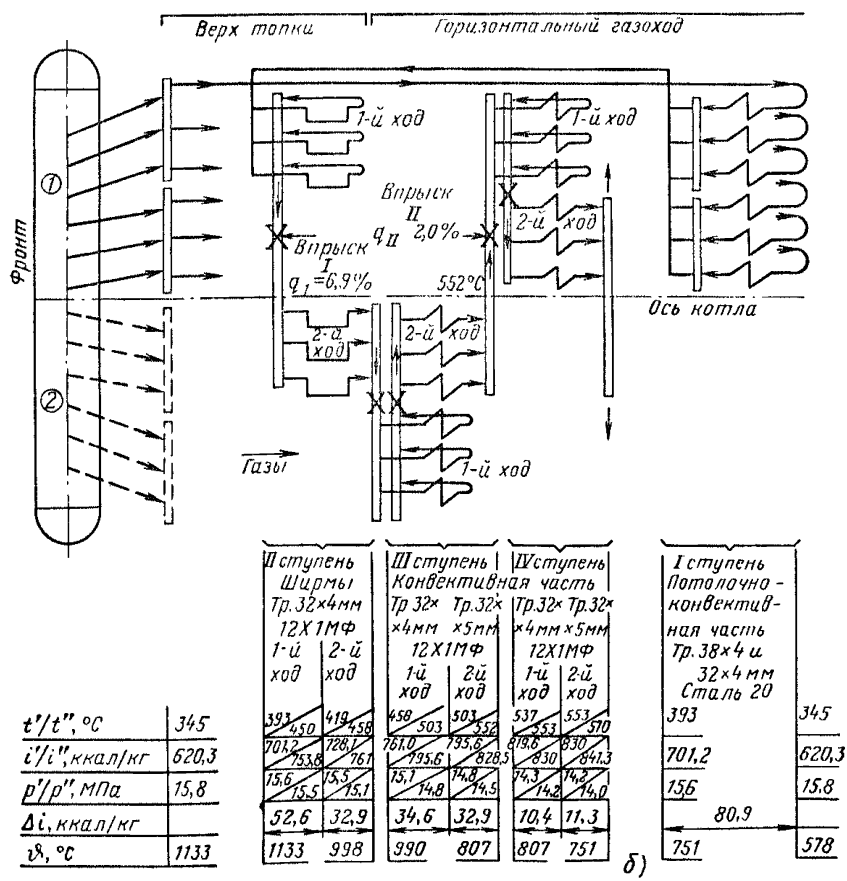


Рис. 2.81. Схема пароперегревателя котла.

а – Е-420-140 Ж (ТП-80) ТКЗ (420/140/570); *б* – Е-320-140 (БКЗ 320-140-1) БКЗ (320/140/570).

Таблица 2.4

Характеристика поверхностей нагрева

Поверхность нагрева		H, м² (одного котла)	$d \times S$, мм	Сталь	Δi, Дж/кг (ккал/кг)
Водяной экономайзер		1590	32 × 6	Сталь 20	202,3 (48,4)
НРЧ	Фронтовой экран		42 × 6	12Х1МФ	483,0 (115,0)
	Боковой экран		38 × 6	12Х1МФ	483,0 (115,0)
	Задний экран		42 × 6	12Х1МФ	483,0 (115,0)
ВРЧ	Фронтовой и боковой экраны	1320	38 × 6	12Х1МФ	262,1 (62,4)
	Боковой и задний экраны		38 × 6	12Х1МФ	262,1 (62,4)
	Задний экран		38 × 6	12Х1МФ	130,2 (31,0)
Панели поворотной камеры		—	42 × 6	12Х1МФ	61,3 (14,6)
Потолочный экран		—	42 × 6	12Х1МФ	—
Ширмы I	1-й ход	600	32 × 6	12Х1МФ	110,0 (26,2)
			32 × 6	12Х18Н12Т	
	2-й ход				106,1 (25,5)
Ширмы II	1-й ход	450	32 × 6	12Х1МФ	54,6 (13,0)
	2-й ход		32 × 6	12Х18Н12Т	50,4 (12,0)
Конвективная ступень пароперегревателя ГППТО		570	32 × 6	12Х18Н12Т	254,3 (41,5)
		800	32 × 5	12Х1МФ	—
Промежуточный пароперегреватель	I ступень	1790	42 × 3,5	12Х1МФ	283,1 (67,4)
	II ступень	1215	45 × 4,5	12Х1МФСР	230,2 (54,8)

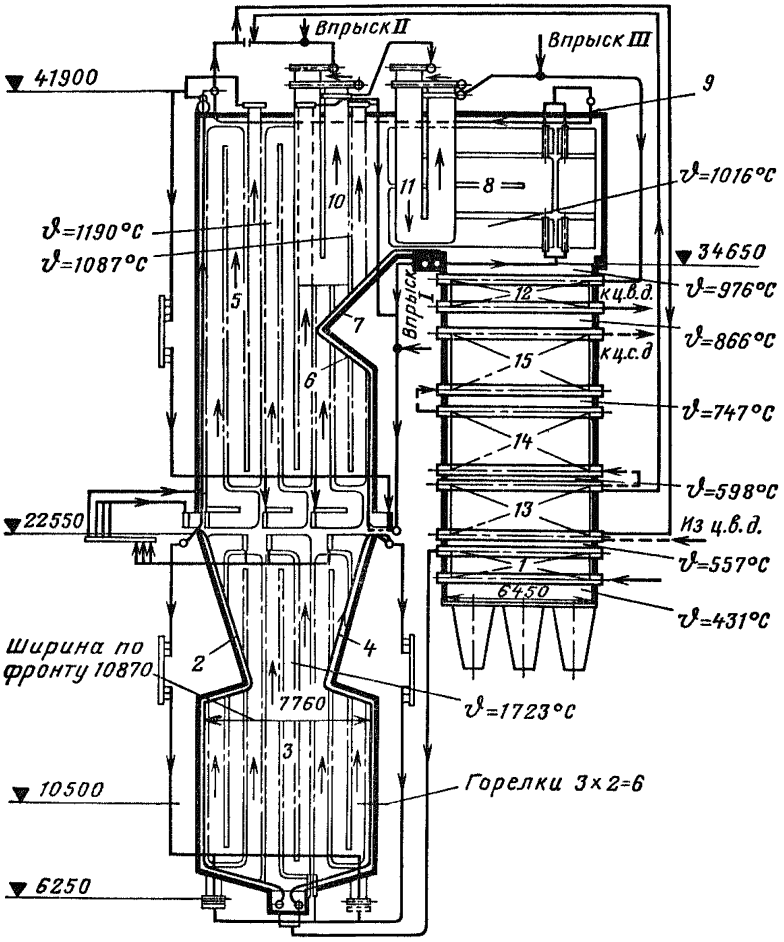


Рис. 2.82. Эскиз котла Пп-950-255-2Ж (ТПП-210-А) ТКЗ (950/255/565/570). Составлен по чертежам ТКЗ № К-492568, К-492569 и К-492570. Приводятся данные при работе котла на АШ для номинальной нагрузки (см. табл. 2.4.).

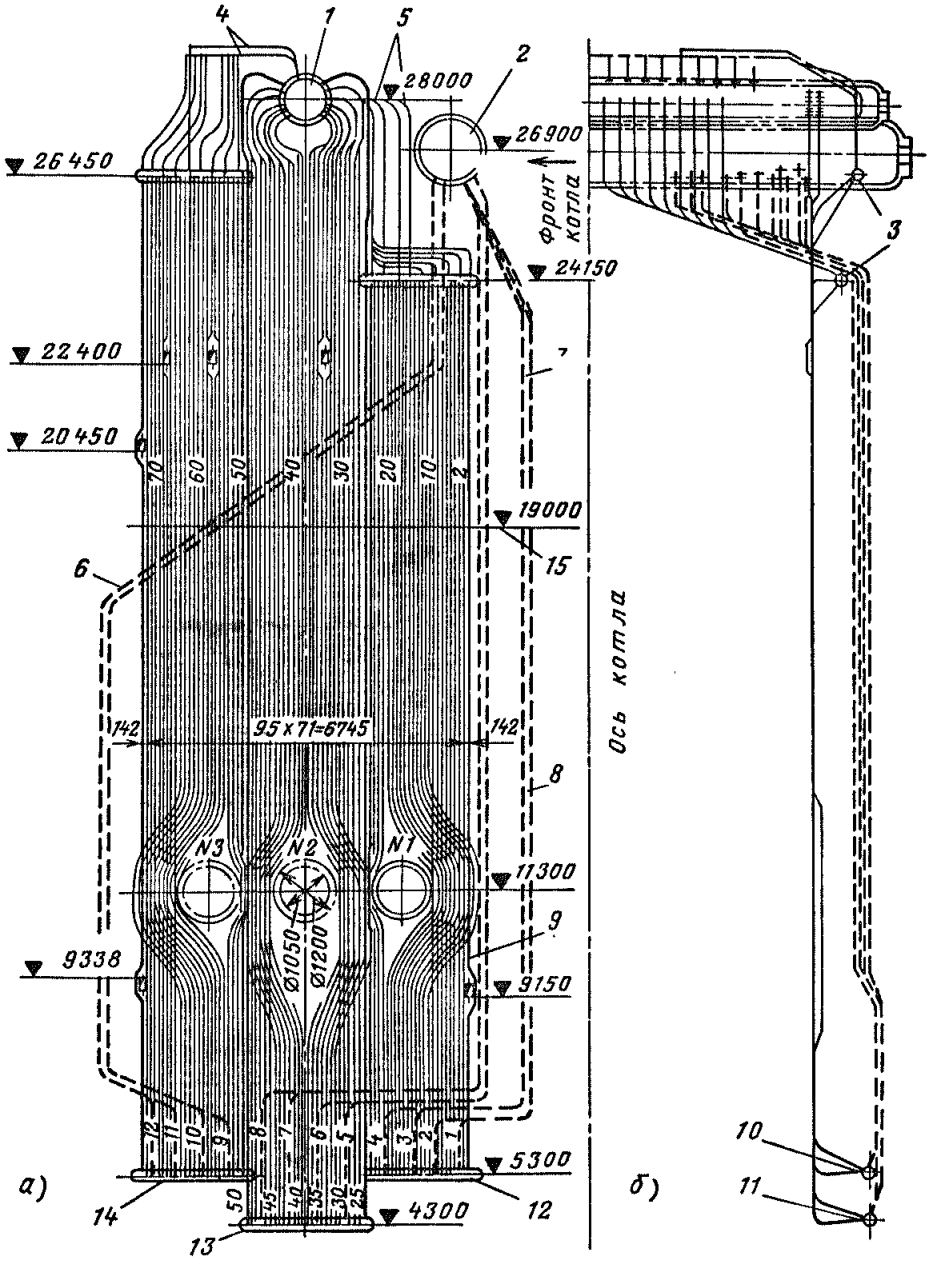


Рис. 2.83. Формуляр левого бокового экрана котла ТП-230-2 ТКЗ (230/110/510). Составлен по чертежам ТКЗ № К-55005 и К-55006.

а — вид сбоку; *б* — вид с фронта котла; *1* — малый барабан диаметром 1040 × 70 мм; *2* — барабан диаметром 1480 × 90 мм; 3 — верхние коллекторы диаметром 273 × 35 мм (сталь 20); *4* — пароотводящие трубы диаметром 76 × 6 мм 3-й панели (сталь 20); *5* — пароотводящие трубы диаметром 76 × 6 мм 1-й панели (сталь 20); *6* — водоподводящие трубы диаметром 108 × 9 мм 3-й панели (сталь 20); *7* — опускные трубы диаметром 108 × 9 мм 1-й панели (сталь 20); *8* — водоподводящие трубы диаметром 108 × 9 мм 2-й панели (сталь 20); *9* — подъемные трубы диаметром 76 × 7 мм (сталь 20); *10* — нижние крайние коллекторы диаметром 273 × 35 мм (сталь 20), 1-я и 3-я панели; *11* — нижние средние коллекторы диаметром 273 × 35 мм (сталь 20), 2-я панель; *12* — 1-я панель (трубы № 1—24); *13* — 2-я панель (трубы № 25—50); *14* — 3-я панель (трубы № 51—74); *15* — линии монтажных стыков.

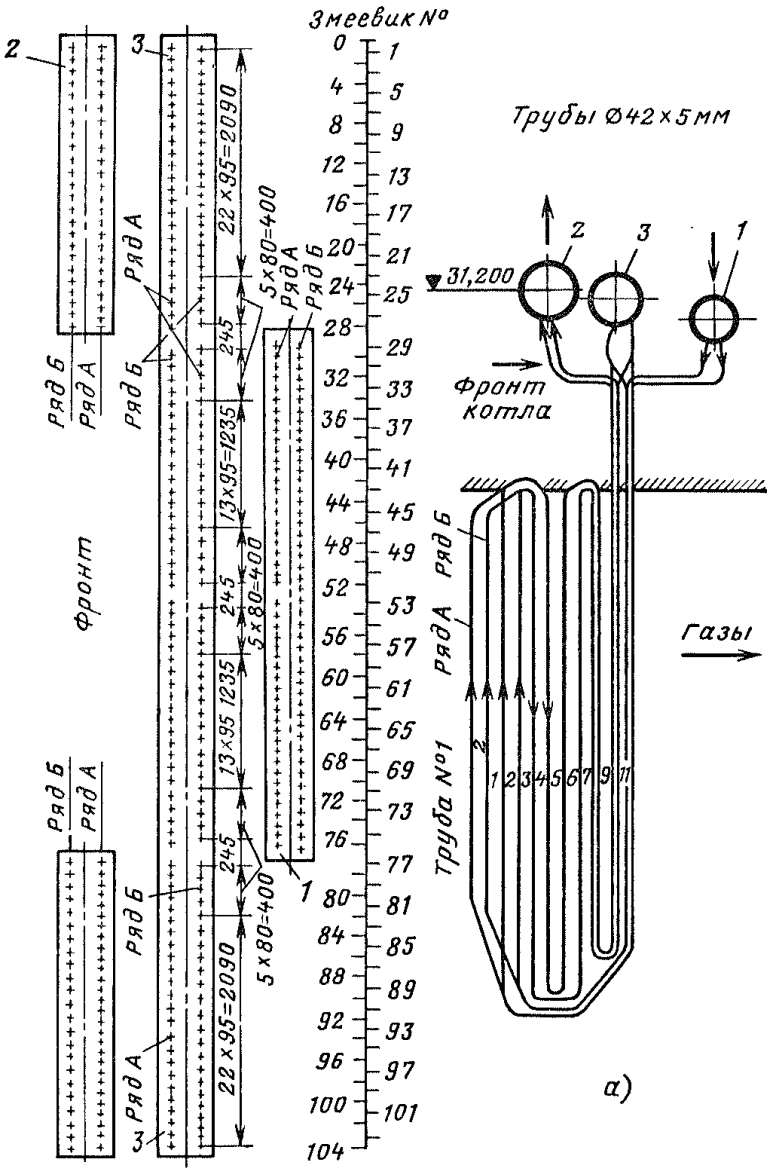
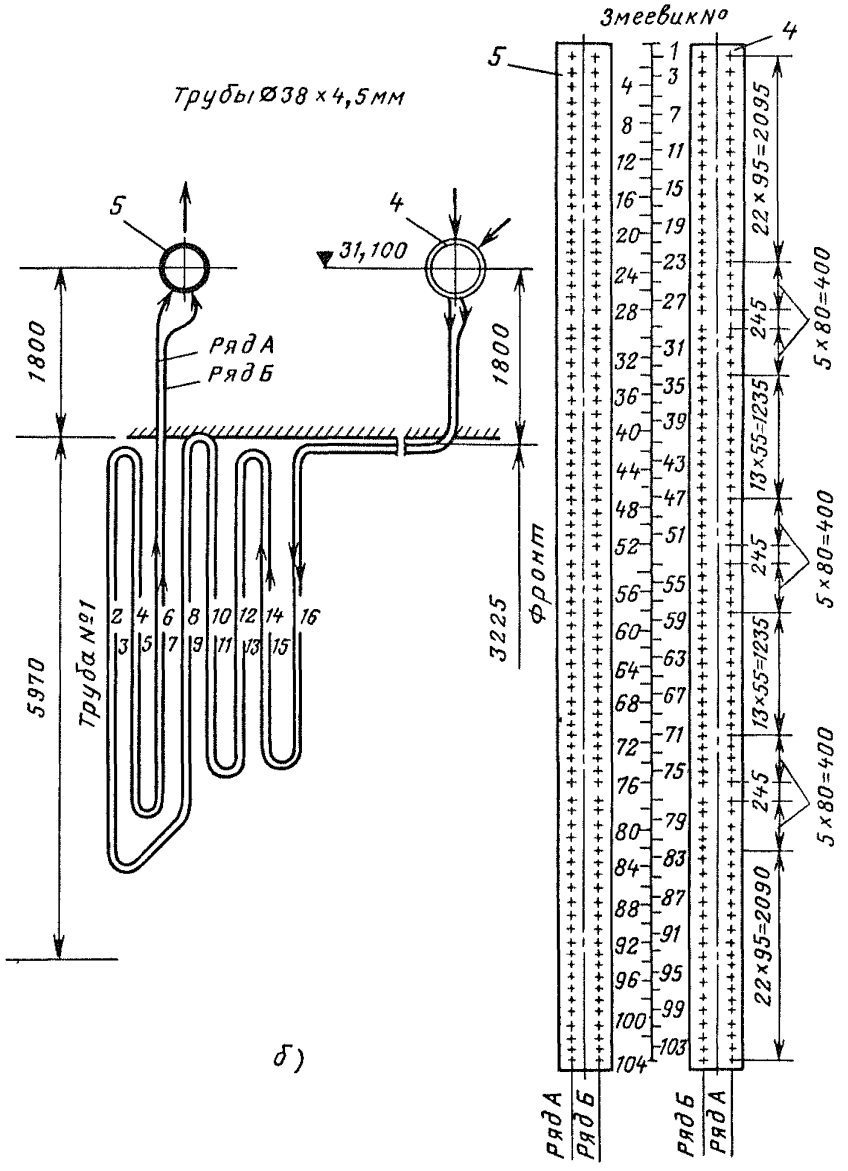


Рис. 2.84. Формуляр пароперегревателя котла Е-230-100 (ПК-10) *а* ПК II, *б* – ПК I; *1* – входные коллекторы диаметром 273 × 30 мм; диаметром 325 × 40 мм; *4* – регулятор перегрева диаметром 325 × 31 мм;



ЗиО (230/100/510).

2 – выходной коллектор диаметром 325 × 40 мм; *3* – промежуточный коллектор *5* – выходной коллектор диаметром 273 × 30 мм.

На рис. 2.78, 2.80, 2.83 и 2.84 показаны некоторые типовые формуляры, рекомендуемые в качестве образцов при составлении ремонтных формуляров поверхностей нагрева котлов. На каждую поверхность нагрева составляется отдельный формуляр. В формулярах должно быть показано действительное положение поверхностей нагрева (вертикальное, горизонтальное и др.).

2.18. Постоянное закрепление поверхностей шлакозолоотвалов электростанций

Под складирование шлакозолового материала электростанций занято более 11 000 га земли, а для строительства новых шлакозоловых отвалов ежегодно отводится дополнительная площадь.

Интенсивное пыление с законченных эксплуатацией шлакозолоотвалов приводит к загрязнению атмосферы, прилегающих водоемов и почв, а сами шлакозолоотвалы являются территориями, изъятыми из последующего хозяйственного пользования.

Одним из способов борьбы с пылением и возвращения землям, занятым шлакозолоотвалами, хозяйственной ценности является закрепление их поверхности многолетними растениями (биологическая рекультивация) [1].

Для уменьшения пыления в районах расположения шлакозолоотвалов тепловых электростанций предлагается:

1. На законченных намывом шлакозолоотвалах произвести подготовку поверхностей и откосов ограждающих дамб к задернению, посев семян и обеспечить уход за посевами.

2. В дальнейшем закрепление горизонтальных поверхностей шлакозолоотвалов многолетними травами производить после окончания их намыва и подсушки, а откосов ограждающих дамб – по мере возведения и наращивания.

3. Подготовку поверхностей шлакозолоотвалов и откосов ограждающих дамб, посев и уход за травами производить в соответствии с указаниями, изложенными в Информационном письме № 1–79 «Постоянное закрепление поверхностей шлакозолоотвалов тепловых электростанций» (СПО Союзтехэнерго, 1979).

4. Вывоз на шлакозолоотвалы строительного, бытового и иного мусора запретить.

2.19. Повышение надежности впрыскивающих пароохладителей котлов давлением 10 МПа (100 кгс/см²) и выше

Как показал опыт эксплуатации, ненадежная работа впрыскивающих пароохладителей котлов высокого давления вызывается в основном следующими причинами:

неудачной конструкцией пароохладителя;

небрежным заводским изготовлением и монтажом;

---

[1] Выполнено на ряде электростанций энергосистем Тулэнерго, Донбассэнерго, Карагандаэнерго, Свердловэнерго, Пермьэнерго, Челябэнерго, Кузбассэнерго и др.

несоответствием металла элементов пароохладителей условиям их работы;

чрезмерными температурными разбежками, возникающими при переходных режимах (пуски, остановы и др.);

концентрацией напряжений на кромке отверстий штуцеров подвода пара.

Указанные причины приводили к разрушениям пароохладителей через 20 000 – 23 000 ч работы котла, но в некоторых случаях и раньше.

Некоторые повреждения были настолько значительными, что приводили к разрушению коллекторов пароохладителей и змеевиков пароперегревателей.

Ниже рассматриваются некоторые неполадки и повреждения впрыскивающих пароохладителей и связанные с ними повреждения пароперегревателей.

ПАРООХЛАДИТЕЛИ ПЕРВИЧНЫХ ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛЕЙ КОТЛОВ ТП-100, РАССЧИТАННЫЕ НА ПАРОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ 640 Т/Ч И ПАРАМЕТРЫ ПАРА 14 МПа (140 кгс/см^2), 570 °С

Регулирование температуры пара в котлах производится впрыском собственного конденсата в рассечку ширм (первый впрыск) и перед выходным пакетом (конечный впрыск), выполненным из стали аустенитного класса.

Оба пароохладителя – первого и конечного впрыска – имеют идентичную конструкцию (рис. 2.85). Подвод воды на впрыск осуществлен трубой 5 с защитной втулкой, предохраняющей стенку коллектора от колебаний температуры. Кольцевая камера впрыска, расположенная в узком сечении трубы Вентури, имеет 16 радиальных отверстий диаметром 6 мм.

Диффузор, выполненный из стали Ст3, служит защитной «рубашкой» для стенок коллектора, а также способствует лучшему смешиванию впрыскиваемой воды с паром. Общим недостатком конструкции является трудность осмотра узлов пароохладителя.

В процессе эксплуатации температура пара часто превышает 500 °С; возникают резкопеременные температурные режимы, вызывающие разрушение и коррозию защитных «рубашек», трещины в коллекторах пароохладителей, а также пережог змеевиков пароперегревателей в результате перекрытия выхода пара смещенными защитными «рубашками».

На котле ТП-100 была обнаружена трещина в сварном стыковом соединении коллектора, расположенном за защитной «рубашкой» пароохладителя первого впрыска (рис. 2.86). Исследование работы пароохладителя показало, что во время пусков блока из холодного состояния возникают большие температурные разбежки по образующим коллектора. Разность температуры металла верха и низа коллектора в месте подвода воды на впрыск достигает 150, а за защитной «рубашкой» – 100°С. Резкое охлаждение низа коллектора было вызвано попаданием холодной воды на стенку коллектора через неплотности в резьбовом соединении подводящей трубы с кольцевой камерой впрыска. Это имело место при пуске блока из холодного состояния, при большом расходе воды на впрыск и малом расходе пара, когда не обеспечивается нормальное перемешивание пара с водой.

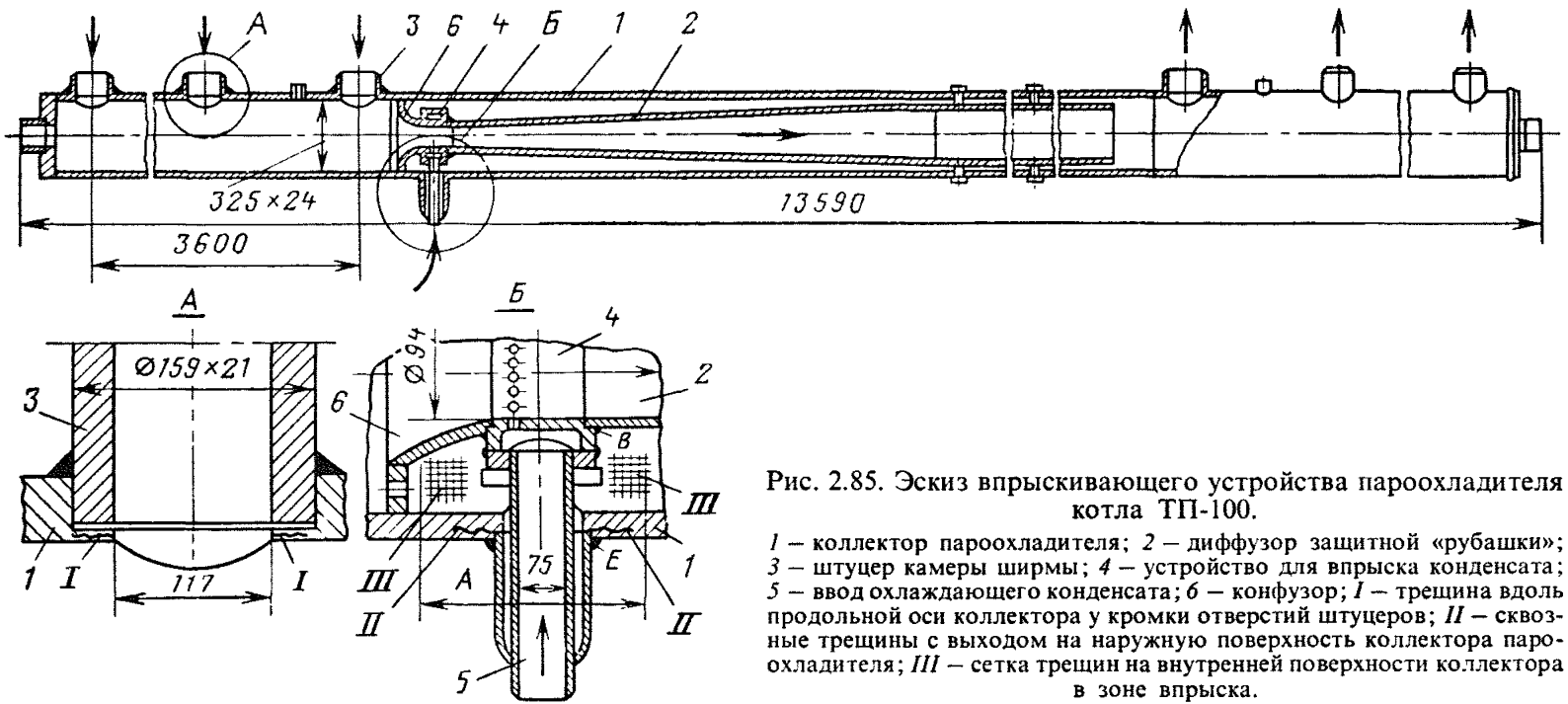


Рис. 2.85. Эскиз впрыскивающего устройства пароохладителя котла ТП-100.

1 – коллектор пароохладителя; *2* – диффузор защитной «рубашки»; *3* – штуцер камеры ширмы; *4* – устройство для впрыска конденсата; *5* – ввод охлаждающего конденсата; *6* – конфузор; *I* – трещина вдоль продольной оси коллектора у кромки отверстий штуцеров; *II* – сквозные трещины с выходом на наружную поверхность коллектора пароохладителя; *III* – сетка трещин на внутренней поверхности коллектора в зоне впрыска.

Значительные неравномерности температуры в коллекторах пароохладителей были также обнаружены на котлах ТП-100 в режимах пуска и малых нагрузок, когда регулирование температуры пара производилось подачей питательной воды вследствие недостатка впрыска собственного конденсата.

Впрыск питательной воды под большим давлением (из-за неудовлетворительной характеристики игольчатых клапанов впрыска) приводил к большим расходам воды, которая не успевала испаряться. В результате этого резко охлаждался низ коллектора за защитной «рубашкой» и возникали большие температурные напряжения.

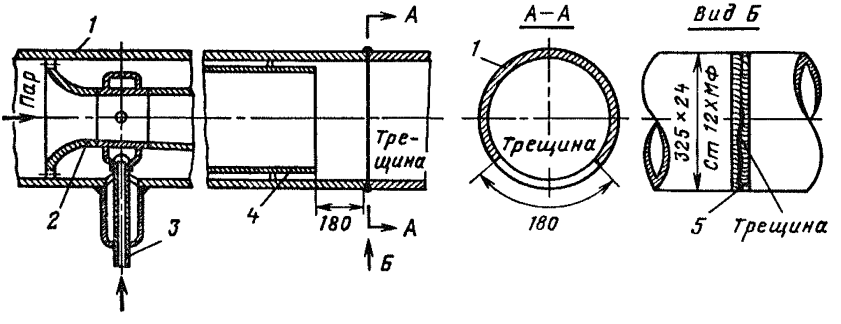


Рис. 2.86. Трещина на сварном соединении коллектора пароохладителя первого впрыска первичного пароперегревателя котла ТП-100. *1* – коллектор; *2* – конфузор; *3* – подвод воды на впрыск; *4* – защитная «рубашка»; *5* – сварное соединение коллектора.

Через 21 000 ч работы одного котла ТП-100 произошло серьезное повреждение пароохладителя первого впрыска. В коллекторе было обнаружено большое количество трещин: в стенке коллектора и в кромке отверстия штуцера *3* (см. рис. 2.85). И в этом случае повреждению способствовала неплотность резьбового соединения трубы, подводящей конденсат к кольцевой камере впрыска, и попадание относительно холодной воды на стенку коллектора.

На другом котле ТП-100 помимо трещин было обнаружено разрушение впрыскивающего устройства, диффузор которого сдвинулся на ходу пара и перекрыл вход пара в одну из ширм.

Трещины в коллекторах пароохладителей в местах ввода первого впрыска и на кромке отверстий для присоединения штуцеров были обнаружены на котле ТП-100 после 23 000 ч работы.

ПАРООХЛАДИТЕЛИ ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛЕЙ ГАЗОМАЗУТНЫХ КОТЛОВ ТГМ-151 И ТМ-84, РАССЧИТАННЫХ НА ПАРОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ 220 т/ч И ПАРАМЕТРЫ ПАРА 10 МПа (100 кгс/см²) И 540 °С

Регулирование температуры пара производится впрыском собственного конденсата в вертикально расположенные коллекторы после двухходовых ширм пароперегревателя (первый впрыск) и в гори-

зонтальные коллекторы рассечки конвективных ступеней, находящихся в опускном газоходе (второй впрыск). Конструкция пароохладителей, почти одинаковая для обоих впрысков, обеспечивает полное перемешивание пара с конденсатом (рис. 2.87). Крепление защитной «рубашки» пароохладителя выполнено на начальном участке диффузора приваркой ребер *9* к диффузору *3* и внутренней поверхности коллектора. Выходной участок «рубашки» *2* имеет свободное перемещение по кольцу *11*, которое одновременно ограничивает пропуск пара помимо нее.

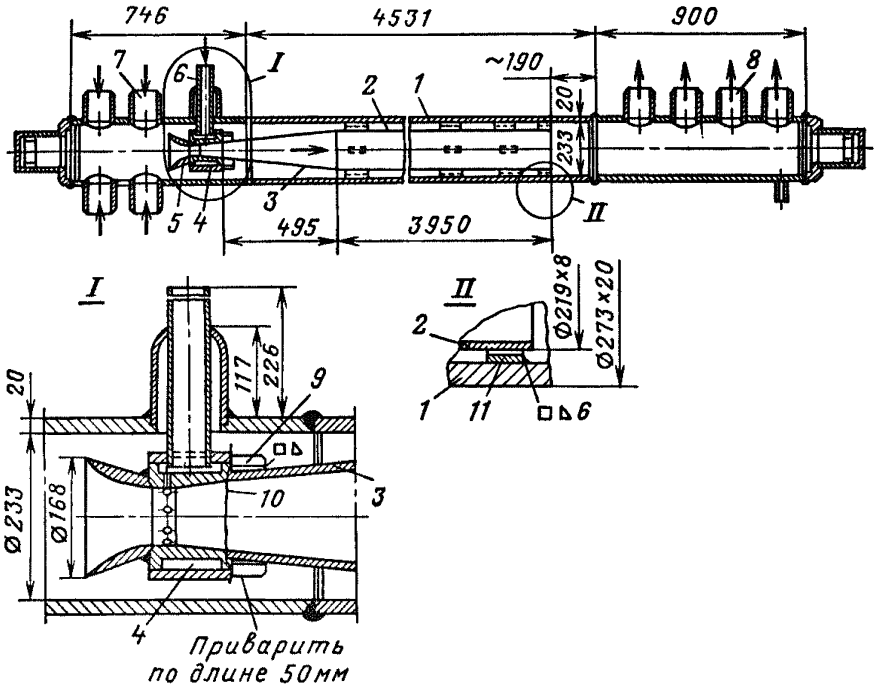


Рис. 2.87. Конечный пароохладитель пароперегревателя котла ТГМ-151.

1 – коллектор; *2* – защитная «рубашка»; *3* – диффузор; *4* – кольцевая камера впрыска; *5* – конфузор; *6* – подвод конденсата; *7* и *8* – подвод и отвод пара; *9* – ребра крепления защитной «рубашки» к коллектору пароохладителя; *10* – место отрыва диффузора от кольцевой камеры впрыска; *11* – кольцо.

Примененная в пароохладителях составная конструкция начального участка трубы Вентури с четырьмя сварными соединениями в месте ввода воды делает этот узел ненадежным. Разность температур возрастает дополнительно при периодических включениях впрыска, когда собственный конденсат, находящийся в подводящих трубах, приобретает температуру окружающего воздуха. Повреждения чаще всего происходят у сварного соединения кольцевой камеры *4* с диффузором *3*, что вызывается его вибрацией.

Неразборная конструкция внутренних устройств пароохладителя не позволяет и в этом случае производить контроль качества сборки и осмотр защитных «рубашек» в процессе эксплуатации.

На котле ТГМ-151 вследствие небрежного заводского изготовления пароохладителя произошла серьезная авария пароперегревателя при резком изменении параметров пара. Причиной аварии явился отрыв «рубашки» *2* с диффузором *3* от кольцевой камеры впрыска *4* вследствие дефектной заводской приварки диффузора к кольцевой камере и ребер *9* крепления защитной «рубашки» к коллектору пароохладителя. Из-за смещения «рубашки» в направлении хода пара был перекрыт выход пара из коллектора, что привело к уменьшению расхода пара и повышению его температуры; произошел разрыв выходного коллектора одной из ширм 2-го хода, находящегося в наименее благоприятных условиях.

На котле ТМ-84 в результате обрыва трубы Вентури вблизи сварного соединения также произошло смещение защитной «рубашки», в этом случае с полным перекрытием труб отвода пара, что явилось причиной пережога труб радиационной ступени пароперегревателя.

ПАРООХЛАДИТЕЛИ КОТЛОВ БКЗ-160-100, РАССЧИТАННЫХ НА ПАРОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ 160 т/ч, ПАРАМЕТРЫ ПАРА 10 МПа (100 кгс/см^2), 540 °С

Регулирование температуры перегретого пара осуществляется впрыском собственного конденсата в двух точках по тракту пароперегревателя. В пароохладителях первого впрыска установлены трубы Вентури, а в конечных пароохладителях – цилиндрические защитные «рубашки» (рис. 2.88).

Подвод конденсата к форсунке *12* осуществляется через трубку *4*, приваренную к защитному штуцеру *3*.

На рис. 2.88,*а* трубка *4* введена в торец защитной «рубашки» *2*, а на рис. 2.88,*б* она проходит через ее стенку. Защитная «рубашка» крепится к коллектору центрирующими кольцами *10*.

На нескольких котлах БКЗ, так же как и на котлах ТКЗ, были обнаружены обрыв «рубашки» и ее сдвиг с перекрытием штуцеров выхода пара. Сдвиг «рубашки» произошел в результате разрушения центрирующего кольца *10* и пружин *11*, которые потоком пара были занесены во входной коллектор пароперегревателя. Таким образом, начальный участок коллектора пароохладителя длительное время оставался незащищенным от воздействия конденсата с температурой 316 °С. На этом участке обнаружены трещины, длина которых достигает 60, а глубина 8 – 10 мм.

На котлах БКЗ-160-100ФБ при сдвиге защитной «рубашки» была срезана трубка *4* и оторванная форсунка перекрыла выходное сечение коллектора, что привело к пережогу змеевиков 2-го хода ступени пароперегревателя.

Обрыв защитной «рубашки» имел место в котлах БКЗ-210-140 и БКЗ-220-110.

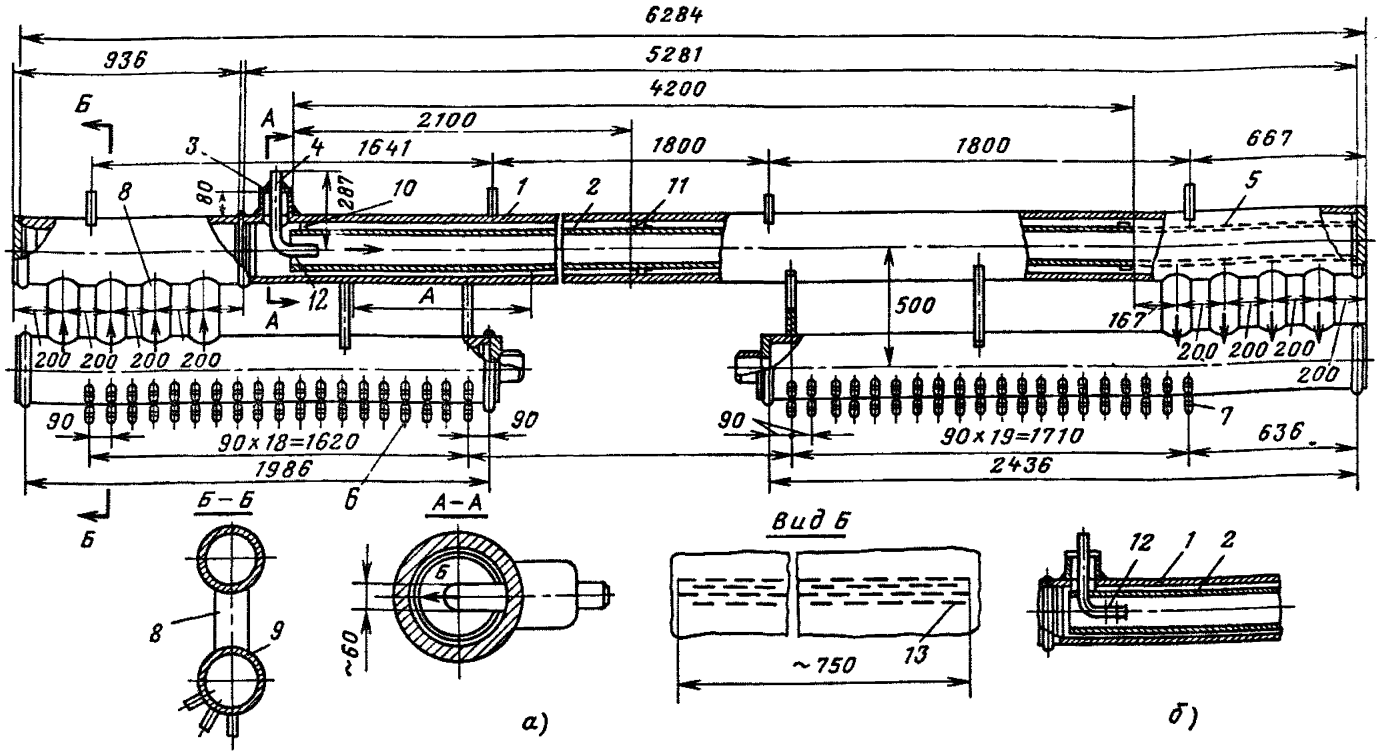


Рис. 2.88. Общий вид конечного пароохладителя пароперегревателя.

а – для котлов БКЗ-160-100Ф02; *б* – для котлов БКЗ-160-100ФБ; *1* – коллектор диаметром 273 × 35 мм; *2* – защитная «рубашка»; *3* – защитный штуцер; *4* – подвод конденсата на впрыск; *5* – смещение защитной «рубашки», обнаруженное при вскрытии коллектора; *6, 7* – змеевики 1-го и 2-го ходов IV ступени (выходной); *8* – соединительные патрубки между коллекторами; *9* – места образования трещин в швах приварки патрубков к коллекторам; *10* – центрирующее кольцо, крепящее «рубашку» к коллектору; *11* – центрирующие пружины; *12* – форсунка; *13* – трещины, выявленные при ультразвуковой проверке.

ПАРООХЛАДИТЕЛИ АВАРИЙНОГО ВПРЫСКА ПРОМЕЖУТОЧНОГО ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛЯ КОТЛА ТГМ-94, РАССЧИТАННОГО НА ПАРОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ 500 т/ч И ПАРАМЕТРЫ ПАРА 14 МПа (140 кгс/см²), 570 °С

Устройство аварийного впрыска питательной воды размещено за I ступенью двухступенчатого промежуточного пароперегревателя в коллекторах переброса пара между газоходами котла. Защитная «рубашка» *2* (рис. 2.89) выполнена в виде двух труб диаметром 368 × 3 мм из стали Ст3, соединенных подкладным кольцом *8*. Защитная «рубашка» закреплена четырьмя приварными планками *6*.

На котле одной электростанции авария с пароохладителем произошла из-за небрежности заводского изготовления – защитные «ру-

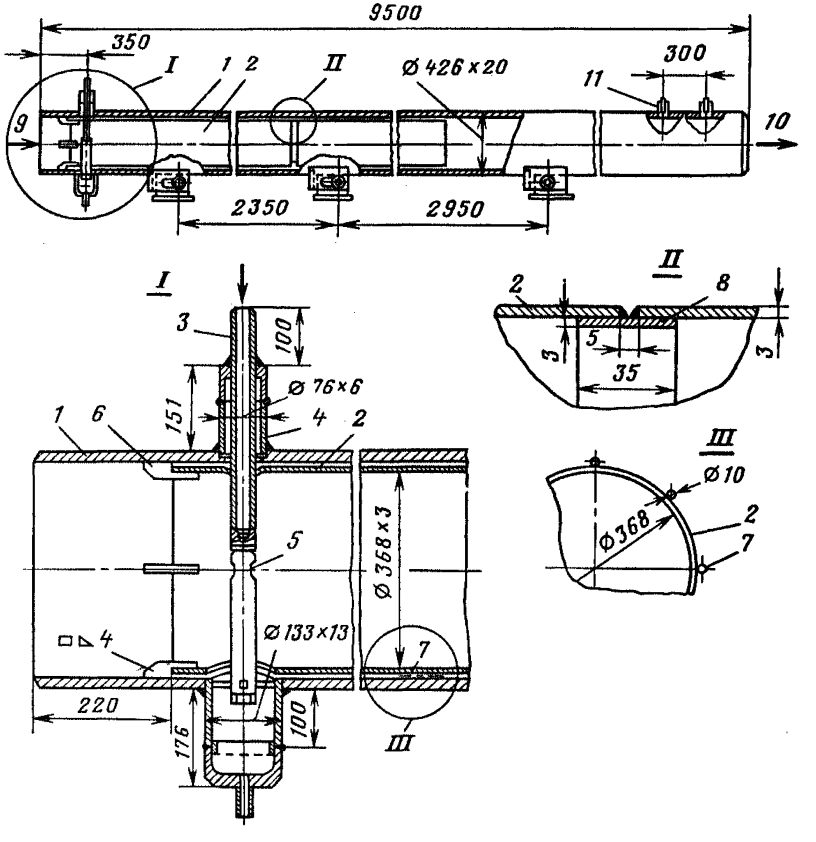


Рис. 2.89. Пароохладитель аварийного впрыска промежуточного пароперегревателя котла ТГМ-94.

1 – коллектор; *2* – защитная «рубашка»; *3* – подвод воды на впрыск; *4* – штуцер диаметром 76 × 6 мм; *5* – форсунка; *6* – планки, крепящие защитную «рубашку» к пароохладителю; *7* – центрирующие прутки; *8* – подкладное кольцо; *9*, *10* – подвод и отвод пара; *11* – гильза для КИП и авторегулятора.

башки» не были закреплены в коллекторе *1* и фиксировались только на проходящих через них патрубках впрыска.

Во время эксплуатации произошли отрыв и смещение защитных «рубашек» пароохладителей, перекрывших вход пара в змеевики пароперегревателя. Впрыскивающие устройства были разрушены, гильзы пароохладителей сорваны или смяты. Обрыв защитной «рубашки» произошел и на котле ТГМ-94 другой электростанции.

ТРУБОПРОВОДЫ ДИАМЕТРОМ 60 × 6 мм ИЗ СТАЛИ 20, ПОДВОДЯЩИЕ КОНДЕНСАТ ОТ СНИЖЕННОГО УЗЛА В ПАРООХЛАДИТЕЛИ КОТЛОВ ТП-80, ТП-87, ТГМ-84, ТГМ-96

При прекращении подачи конденсата на впрыск свежий пар из пароохладителей попадал в трубопровод, вызывая явление ползучести и повреждение трубопровода. Для повышения надежности пароохладителей предлагается:

1. Производить наружный осмотр и ультразвуковой контроль коллекторов впрыскивающих пароохладителей на котлах, на которых это не было выполнено.

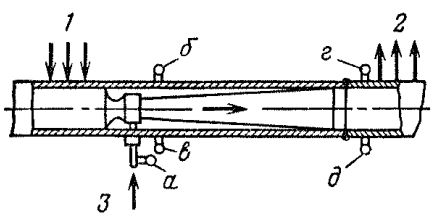


Рис. 2.90. Установка поверхностных термопар на коллекторе пароохладителя.

1 – подвод пара; *2* – отвод пара; *3* – подвод воды на впрыск; *а* – *д* – устанавливаемые термопары.

2. При осмотрах и контроле пароохладителей производить:

наружный осмотр коллекторов пароохладителей (при снятой изоляции) в зоне ввода впрыска, а также сварных соединений коллекторов с пароперепускными трубами и других сварных соединений, расположенных на наружной поверхности коллекторов;

ультразвуковой контроль участков коллекторов на длине 350–400 мм по обе стороны от ввода впрыскиваемой воды;

ультразвуковой контроль сварных соединений между отдельными участками коллекторов для выявления продольных трещин этих сварных соединений, а также зон коллекторов вокруг штуцеров подводящих и отводящих пароперепускных труб.

3. Производить в процессе пуска и эксплуатации котлов измерения температуры металла верхних и нижних образующих коллекторов посредством поверхностных термопар (рис. 2.90).

При разности температур верхних и нижних образующих более 40–50 °С вместе с заводом-изготовителем устранить ненормальности. В этих случаях, а также при обнаружении в процессе эксплуатации других признаков ненормальной работы или повреждений пароохладителей выполнять внутренние осмотры коллекторов, применяя перископические устройства.

РАЗДЕЛ ТРЕТИЙ

ВОДНЫЙ РЕЖИМ И ВОДОПОДГОТОВКА

3.1. Организация водного режима

На отдельных электростанциях отмечаются нарушения водного режима, приводящие к снижению надежности и экономичности работы оборудования и ограничению мощности. Неудовлетворительное качество конденсата, питательной и котловой воды, насыщенного и перегретого пара приводит к образованию отложений на внутренних поверхностях нагрева котлов, коррозии пароводяного тракта и заносу проточной части турбин.

Нарушения водного режима вызываются, как правило, наличием строительно-монтажных недоделок и дефектов, а также недостаточным вниманием эксплуатационного персонала к вопросам организации надежного водно-химического режима.

При вводе в эксплуатацию первого энергоблока электростанции во многих случаях нарушается требование § 22.3 ПТЭ об окончании монтажа и сдаче для наладки установок очистки добавочной воды за 2 мес до начала предпусковой очистки теплоэнергетического оборудования, а установок для очистки конденсата турбин, загрязненных производственных конденсатов и коррекционной обработки воды — за 2 мес до первого пуска блока. Несвоевременный пуск этих установок приводит к увеличению продолжительности и ухудшению качества химической очистки оборудования из-за нехватки очищенной воды и к пуску основного оборудования при неудовлетворительном качестве питательной воды.

На некоторых электростанциях, оборудованных энергоблоками с прямоточными котлами, неудовлетворительно проводится отмывка пароводяного тракта во время пусков энергоблоков. Нарушение технологии водных отмывок снижает их эффективность, что вызывает резкое увеличение по сравнению с нормами ПТЭ содержания в питательной воде и паре соединений железа, меди, кремнекислоты и других загрязнений, особенно в первые 2 дня после пуска. Наиболее значительные отклонения качества питательной воды и пара наблюдаются при вводе в эксплуатацию первого энергоблока электростанции и при пусках оборудования из капитального ремонта.

На отдельных энергоблоках очистка 100% конденсата турбины не организована из-за пропуска части конденсата помимо блочных обессоливающих установок.

На многих электростанциях все еще велик расход конденсата, используемого на собственные нужды конденсатоочисток.

Имеются случаи, когда составляющие питательной воды — конденсат греющего пара ПВД и ПНД (во время пуска энергоблоков), конденсат греющего пара сетевых подогревателей, конденсат паровоздушной смеси эжекторов, конденсат калориферов, конденсат охладителей выпара деаэраторов, вода из дренажных баков, баков низких точек, баков слива из котлов, баков грязного конденсата; охлаждающая вода дробеочистительных установок; конденсат, возвращаемый с производства, и т. п., — загрязненные соединениями железа, меди и кремнекислотой, не очищаются на конденсатоочистках, а непосредственно без всякого контроля направляются в конденсатный и питательный тракты электростанций.

Зачастую вспомогательное оборудование (ПВД, ПНД и т. п.) подключают к работающему энергоблоку без предварительной отмывки, что приводит в этот период к резкому ухудшению качества питательной воды из-за выноса из оборудования загрязнений.

На электростанциях с барабанными котлами значительное загрязнение внутренних поверхностей нагрева вызывается неналаженностью фосфатно-продувочного режима (неравномерное фосфатирование, большое содержание фосфатов в продувочной воде вследствие высокой кратности упаривания воды в отсеках, неналаженный продувочный режим и т. п.). На некоторых электростанциях питание котлов осуществляется без учета эффективности их внутрикотловых устройств. Имеются случаи, когда котлы, оборудованные высокоэффективными внутрикотловыми устройствами, питаются чистым конденсатом или конденсатом с добавкой обессоленной воды, что приводит к излишнему расходу реагентов на водоподготовительной установке. И наоборот, котлы, чувствительные к качеству питательной воды, иногда питаются с большой добавкой химической очищенной воды или загрязненного конденсата.

На ряде электростанций ухудшение качества питательной воды котлов происходит из-за неудовлетворительной работы испарителей.

Применяемая на электростанциях коррекционная обработка питательной воды гидразином и аммиаком не всегда осуществляется во время пуска. В результате в наиболее тяжелых по организации деаэрации условиях отсутствие дополнительной обработки питательной воды гидразином способствует значительному обогащению ее продуктами коррозии и заносу их в котлы.

Недостаточное внимание уделяется автоматизации узла дозирования гидразина и аммиака, что приводит к нарушению режима коррекционной обработки и обогащению питательной воды соединениями железа и меди.

На большинстве электростанций не проводится консервация оборудования при простоях, что приводит к поражению металла коррозией и накапливанию ее продуктов в котлах.

На отдельных электростанциях питательная вода обогащается продуктами коррозии из-за недостаточного применения антикоррозионных покрытий оборудования и трубопроводов, в том числе оборудования, работающего при температуре 150—200 °С [деаэраторы 0,7 МПа (7 кгс/см^2), корпуса ПНД, выхлопные патрубки турбин и др.].

Значительное количество загрязнений поступает в котел с питательной водой из-за коррозии питательной системы, конденсатопроводов и других коммуникаций и оборудования конденсатно-питательного тракта. При этом коррозия основного конденсатного тракта на блочных конденсационных электростанциях в первую очередь обусловливается присутствием значительных количеств кислорода в конденсате турбин из-за недостаточной деаэрации в конденсаторах и присосов воздуха в вакуумной части. На ТЭЦ и ГРЭС, работающих с добавками химически очищенной воды или производственного конденсата, помимо кислородной коррозии наблюдается и углекислотная коррозия, в результате чего питательная вода дополнительно обогащается соединениями железа и меди.

Для организации рационального водного режима предлагается:

1. Для совершенствования предпусковых и эксплуатационных химических очисток оборудования электростанций, снижения их стоимости без ухудшения эффекта очистки, уменьшения потребности в дефицитных химических реагентах, а также обеспечения обезвреживания от-

работавших промывочных растворов руководствоваться «Руководящими указаниями по предпусковым химическим очисткам теплосилового оборудования» (БТИ ОРГРЭС, 1968) и «Временной инструкцией по эксплуатационной химической очистке котлоагрегатов мощных энергоблоков» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1970).

Для удаления отложений из отдельных поверхностей нагрева прямоточных котлов применять локальную химическую очистку в соответствии с «Руководящими указаниями по локальным химическим очисткам отдельных участков пароводяного тракта энергоблоков 300 МВт по разомкнутой схеме» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1974).

Удельная загрязненность труб котлов после химической очистки в соответствии с «Методикой контроля состояния оборудования; определение количества и химического состава отложений» (СПО ОРГРЭС, 1976) для барабанных котлов среднего давления не должна превышать 100 г/м^2, для барабанных котлов давлением от 10 до 14 МПа (от 100 до 140 кгс/см^2) – 70 г/м^2, для прямоточных котлов – 25 г/м^2.

При использовании любых химических реагентов для проведения предпусковых и эксплуатационных химических очисток теплоэнергетического оборудования от отложений предусматривать сбор всех отработанных растворов и отмывочных вод в специальных емкостях-накопителях, а также обезвреживание этих вод перед сбросом определенным способом в соответствии с «Руководящими' указаниями по предотвращению загрязнения водных бассейнов сточными водами электростанций» (БТИ ОРГРЭС, 1969) и «Руководством по проектированию обработки и очистки производственных сточных вод тепловых электростанций» (Информэнерго, 1976).

2. Исключить подачу в конденсатно-питательный тракт электростанций загрязненных составляющих питательной воды без предварительной их очистки. В зависимости от тепловой схемы электростанции эти потоки должны направляться или на блочную конденсатоочистку (через конденсатор турбины), или на общестанционную конденсатоочистку, или на питание испарителей.

Строго контролировать возвращаемый с производства конденсат на загрязненность его солями жесткости, маслами и другими нефтепродуктами, кремнекислотой, соединениями железа, а также специфическими примесями. В каждом конкретном случае решать вопрос о возможности и экономической целесообразности очистки возвращаемого конденсата.

3. Водную отмывку пароводяного тракта при пуске энергоблока с прямоточным котлом проводить в соответствии с «Типовой инструкцией по водным отмывкам пароводяного тракта блока 300 МВт (СЦНТИ ОРГРЭС, 1972).

4. Обеспечивать деаэрацию питательной воды при пусках, для чего при необходимости разработать соответствующие мероприятия (резервный подвод пара от постороннего источника, подогрев питательной воды до деаэратора и т. п.).

5. Организовать с первого пуска котла непрерывную обработку питательной воды и конденсата гидразином и аммиаком.

На блоках СКД предусматривать подачу гидразина в две точки пароводяного тракта: после блочной конденсатоочистки (во всасывающий коллектор конденсатных насосов II ступени) и после деаэратора (во всасывающий коллектор бустерных питательных насосов).

Предусматривать подачу аммиака в конденсатный тракт за последним ПНД или во всасывающий коллектор бустерных насосов при ПНД с латунными трубками и во всасывающий коллектор конден-

сатных насосов II ступени при ПНД с трубками из нержавеющей стали. Для предотвращения загрязнения питательной воды рабочий раствор аммиака готовить на обессоленной воде или обессоленном конденсате, применяя водный технический аммиак по ГОСТ 9–77 марки Б, сорт 1.

Для обеспечения надежности и стабильности дозирования реагентов, а также поддержания требуемых режимов коррекционной обработки необходимо автоматизировать подачу гидразина и аммиака в соответствии с «Руководящими указаниями по автоматическому дозированию гидразина и аммиака на энергоблоках с прямоточными котлами» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1972).

6. Обслуживание блочных конденсатоочисток проводить в соответствии с «Руководящими указаниями по эксплуатации конденсатоочисток на энергоблоках 300 МВт» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1972), а также руководствуясь Эксплуатационным циркуляром № Т-8/70 «О сокращении расхода конденсата, используемого на собственные нужды установок для очистки конденсата турбин энергоблоков».

7. На электростанциях, имеющих барабанные котлы высокого и среднего давления, при питании котлов высокого давления только конденсатом или конденсатом с добавкой обессоленной воды целесообразно продувочную воду котлов высокого давления после дросселирования направлять на питание котлов среднего давления или испарителей. При появлении в конденсаторах турбин подсосов охлаждающей воды немедленно принимать меры к их устранению. При временной вынужденной работе с подсосом необходимо проводить усиленное (в пределах норм) фосфатирование котлов, а также увеличить продувку.

8. Проверить и устранить все возможные места подсоса исходной (сырой) и сетевой воды в питательную воду и конденсат, обеспечить контроль за операциями по регенерации ионитовых фильтров водоподготовительной установки, исключив возможность попадания регенерационных растворов в питательный тракт.

9. На всех барабанных котлах строго соблюдать фосфатный режим в соответствии с «Инструкцией по фосфатированию котловой воды» (СПО Союзтехэнерго, 1978) и требованиям ПТЭ. Непрерывную продувку котлов контролировать и регулировать по расходу продувочной воды. Непрерывная продувка должна быть автоматизирована: на котлах, питаемых конденсатом с добавкой дистиллята испарителей или обессоленной воды,– по расходу продувочной воды; на котлах, питаемых конденсатом с добавкой химически очищенной воды,– по солесодержанию продувочной воды.

10. На всех электростанциях проводить консервацию и пассивацию внутренних поверхностей оборудования, выводимого в резерв или останавливаемого для ремонта, с учетом конкретных условий для каждой электростанции в соответствии с «Руководящими указаниями по консервации теплоэнергетического оборудования» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1972).

3.2. Организация химического контроля

При организации химического контроля на электростанции должен быть предусмотрен:

оперативный (эксплуатационный) химический контроль;

периодический химический контроль;

специальный химический контроль.

Оперативный химический контроль необходим для контроля за технологическими процессами эксплуатируемого оборудования и включает ручной и приборный контроль.

Оперативный химический контроль должен включать только те определения, без которых невозможно выполнение оперативных мероприятий, необходимых для регулирования водного режима и осуществления процессов подготовки добавочной воды, очистки конденсата и т. д.

При организации оперативного химического контроля необходимо различать контроль за ведением режима работы оборудования, находящегося в нормальной эксплуатации, и контроль во время операций по пуску котлов, энергоблоков, при регенерациях и т. п. В этих случаях объем и периодичность химического контроля различны и должны быть определены местными инструкциями. Периодичность анализов должна определяться в каждом конкретном случае исходя из параметров и особенностей оборудования, технологических схем, степени автоматизации коррекционной обработки воды гидразином, аммиаком, фосфатами и наличия автоматических приборов химического контроля.

Периодический химический контроль необходим для контроля за общим состоянием оборудования и включает определение всех показателей, указанных в ПТЭ, но не вошедших в объем оперативного химического контроля. Кроме того, на каждой электростанции в зависимости от местных условий в периодический контроль могут входить дополнительные анализы, объем и периодичность которых должны быть согласованы с химической службой районного энергетического управления. Этот контроль должен осуществляться персоналом центральной лаборатории электростанции в дневное время по специально разработанным месячным графикам.

Специальный химический контроль необходим при освоении и наладке вновь вводимого оборудования, теплохимических испытаниях, различных исследовательских и наладочных работах, химических очистках и т. д. Специальный химический контроль проводится в зависимости от выполняемой работы в объемах, обусловленных соответствующими программами, персоналом производственной химической службы районного энергетического управления, наладочной или исследовательской организацией с привлечением работников лаборатории электростанции.

Химический контроль пароводяного хозяйства электростанций, как оперативный, так и периодический, должен осуществляться в соответствии с «Инструкцией по объему эксплуатационного химического контроля пароводяного хозяйства на тепловых электростанциях» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1970).

3.3. О порядке определения pH в пределах от 8,0 до 10,0 питательной воды прямоточных котлов сверхкритического давления (СКД) лабораторными pH-метрами

Для нормальной эксплуатации электростанций необходимо поддержание определенного значения pH питательной воды, измерение которого с помощью лабораторных pH-метров без применения специальных приемов работы сопряжено с возможностью возникновения значительных погрешностей, так как анализируемая среда представляет собой слабозабуференный раствор, резко изменяющий pH под

влиянием самых незначительных факторов: поглощение газов из атмосферы (CO_2, SO_2, NH_3 и т. д.), длительный контакт со стеклом и другими материалами, изменение температуры пробы и т. д.

Для получения наиболее точных значений pH питательной воды прямоточных котлов СКД предлагается:

1. Пробу для измерения pH отбирать в полиэтиленовый сосуд, приспособленный для изолирования ее от окружающего воздуха.

2. Значение pH измерять в закрытой проточной ячейке при температуре пробы 25 ± 1 °С.

3. Если по эксплуатационным условиям температура пробы не может быть выдержана равной 25 °С, необходимо пересчитать значение pH, измеренное при температуре пробы, на значение pH, которое имела бы данная проба при температуре 25 °С.

Способы отбора пробы питательной воды, измерения pH и приведения полученного значения к температуре 25 °С даны в приложении.

4. Во всей технической отчетности и другой технической документации указывать значение pH, измеренное при температуре 25 °С, обозначая его pH_{25} (например, $pH_{25} = 8{,}21$). Если измерение проводилось при другой температуре, необходимо указывать значение pH, полученное путем приведения его к 25 °С, обозначая его pH^1_{25} (например, $pH^1_{25} = 8{,}21$). Если по каким-либо причинам приведение не было сделано, то в индексе указывается температура, при которой проводилось измерение, например $pH_{36} = 8{,}57$ (т. е. pH при температуре 36 °С).

Современные приборы, оборудованные термокомпенсаторами, позволяют точно измерять pH раствора только при температуре пробы и не приводят полученное значение к значению pH при 25 °С.

Поэтому если эксплуатационные условия не позволяют измерять pH питательной воды при 25 ± 1 °С, значение pH, измеренное при температуре пробы, следует привести к значению его при температуре 25 °С.

АППАРАТУРА

Для измерения pH питательной воды необходимы:

1. Лабораторный pH-метр типа pH-262 или pH-340, или любой другой, имеющий в комплекте проточный электрод сравнения и аналогичные метрологические характеристики.

2. Проточная герметизированная измерительная ячейка (рис. 3.1).

3. Лабораторный термометр со шкалой 0 – 50 °С, ценой деления 0,1 °С и диаметром не более 12 мм.

4. Полиэтиленовые сосуды вместимостью не менее 2 л для отбора проб. Они должны быть оборудованы так, чтобы предупредить контакт содержащейся в них жидкости с атмосферным воздухом (рис. 3.2). При очистке воздуха, необходимого для вытеснения пробы в измерительную ячейку, может быть использован цилиндр-колонка Фрезениуса (рис. 3.3).

ПОДГОТОВКА К ИЗМЕРЕНИЯМ

Подготовка электродов к измерению, а также настройка и проверка pH-метра по стандартным буферным растворам производятся в точном соответствии с инструкцией завода-изготовителя pH-метра.

При настройке pH-метра и в дальнейшем при измерении pH пробы следует пользоваться только ручным термокомпенсатором,

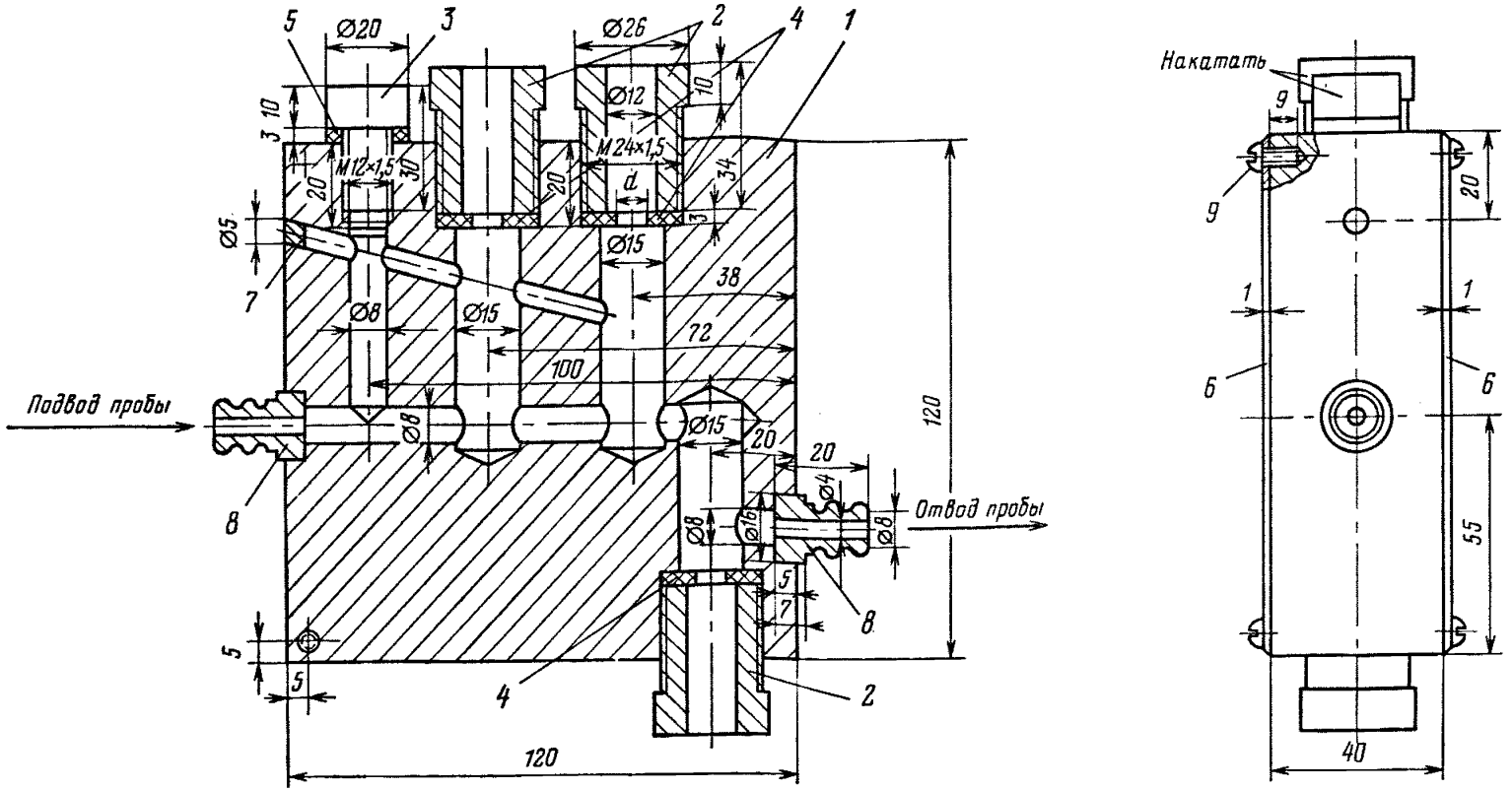


Рис. 3.1. Измерительная ячейка.

1 – корпус (органическое стекло, 1 шт.); *2* – уплотняющие штуцера (органическое стекло, 3 шт.); *3* – пробка воздушника (органическое стекло, 1 шт.); *4* – прокладки (резина, 3 шт.); *5* – прокладка (резина, 1 шт.); *6* – экраны (сталь 12Х18Н9Т, 2 шт.); *7* – заглушка (органическое стекло, 1 шт.); *8* – штуцера (органическое стекло, 2 шт.); *9* – винты М4 × 10 (8 шт.).

Примечания: 1. Внутренний диаметр *d* прокладки *4* выбирается в зависимости от диаметра электродов и термометра.
2. Заглушку *7* вклеить после сверления отверстия диаметром 5 мм. 3. Штуцер *8* вклеить в корпус.

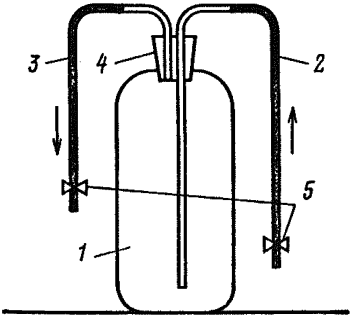


Рис. 3.2. Сосуд для отбора пробы.

1 – полиэтиленовый сосуд; 2 – трубка для подвода анализируемой воды; *3* – трубка для отвода анализируемой воды; *4* – пробка; *5* – зажимы.

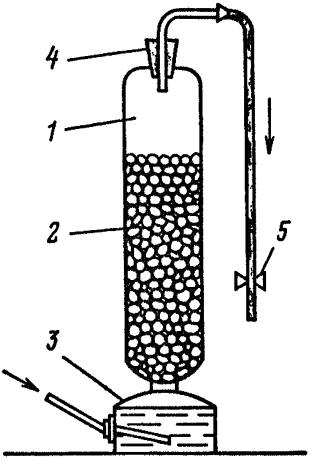


Рис. 3.3. Прибор для поглощения углекислоты.

1 – цилиндр-колонка Фрезениуса; *2* – натронная известь; *3* – 30 %-ный раствор гидроокиси калия; *4* – пробка; *5* – зажим.

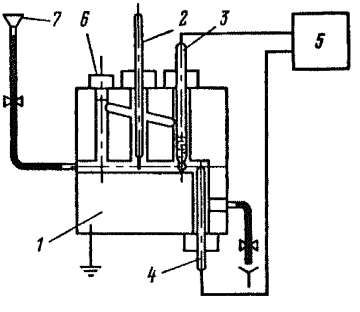


Рис. 3.4. Проверка электродов по буферным растворам.

1 – проточная ячейка; *2* – термометр; *3* – стеклянный электрод; *4* – электролитический ключ; *5* – pH-метр; *6* – пробка; *7* – воронка.

Примечание. Экраны ячейки при работе должны быть заземлены.

устанавливая ручку термокомпенсатора на деление, соответствующее температуре среды (буферного раствора или пробы). Когда настройка и проверка по заводской инструкции произведены, электроды и термометр устанавливают в проточной ячейке и еще раз проверяют их по буферным растворам. Для этого к проточной измерительной ячейке с помощью резиновой трубки присоединяют воронку, закрывают зажим на трубке слива, открывают пробку и заливают буферный раствор через воронку в ячейку, предварительно промытую этим же раствором (рис. 3.4). Уровень буферного раствора не должен быть выше уровня внутриэлектродной жидкости в измерительном электроде. Если нужно проверить прибор по нескольким буферным растворам, ячейку следует промыть обессоленной водой, очередным буферным раствором, затем измерять pH данного буферного раствора.

После проверки прибора по буферным растворам можно производить измерения.

ОТБОР ПРОБЫ

Сосуд, специально подготовленный для отбора проб (см. рис. 3.2), присоединяют к точке отбора с помощью резиновой трубки *2*, заполняют его анализируемой жидкостью, давая ей выливаться через другую резиновую трубку *3*, пока через сосуд не пройдет 5–6 объемов воды. После этого зажимают обе резиновые трубки и переносят сосуд в лабораторию.

ИЗМЕРЕНИЕ

Для измерения pH питательной воды сосуд с пробой присоединяют к колонке Фрезениуса и измерительной ячейке (рис. 3.5). Тщательно промывают ячейку пробой при открытой пробке *6* (см. рис. 3.4), пропуская не менее 0,2 л пробы. Затем заполняют ячейку пробой так, чтобы закрываемая пробкой *6* узкая трубка была полностью заполнена жидкостью. Плотно завинчивают пробку и устанавливают скорость протекания пробы через ячейку примерно 20 мл/мин. После того как через ячейку пройдет 0,5 л пробы, фиксируют температуру пробы, не прекращая протока. При этом ручку термокомпенсатора устанавливают на деление, соответствующее этой температуре, и фиксируют значение pH на шкале прибора. Скорость протока пробы все время должна оставаться постоянной.

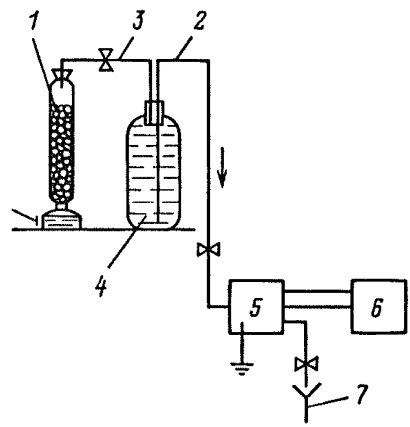


Рис. 3.5. Установка для измерения pH.
1 – поглотительная колонка; *2* – резиновая трубка, присоединяемая к ячейке; *3* – резиновая трубка, присоединяемая к поглотительной колонке; *4* – сосуд с пробой; *5* – измерительная ячейка; *6* – pH-метр; *7* – слив.

ПЕРЕСЧЕТ ЗНАЧЕНИЯ pH_t НА ЗНАЧЕНИЕ pH_{25}^{1}

Если эксплуатационные условия не позволяют измерить pH питательной воды при 25 °C (pH_{25}), то допускается измерение pH в интервале температур пробы от 15 до 50 °C (pH_t). Результаты этих измерений должны быть приведены к температуре 25 °C. Пересчет значения pH_t на значение pH_{25}^{1} может быть выполнен с определенной ошибкой, которая исходя из возможностей pH-метров для дальнейших расчетов была принята равной 0,05 ед. pH.

В соответствии с рис. 3.6 все значения pH, лежащие на кривых и выше, могут быть пересчитаны по номограмме, образец которой

приведен на рис. 3.7 с ошибкой, не превышающей $\pm 0{,}05$ ед. pH, а лежащие ниже кривых – с ошибкой более 0,05 ед. pH.

Для построения номограммы на листе миллиметровой бумаги проводят координатные оси. Ось ординат служит шкалой значений pH_t, измеренных при температурах от 15 до 50 °С. Началом шкалы pH_t является точка с отметкой 10,0. Выше по шкале pH_t на расстоянии 100 мм наносят вторую точку с отметкой 9,0 и далее в том же масштабе остальные точки до 6,0.

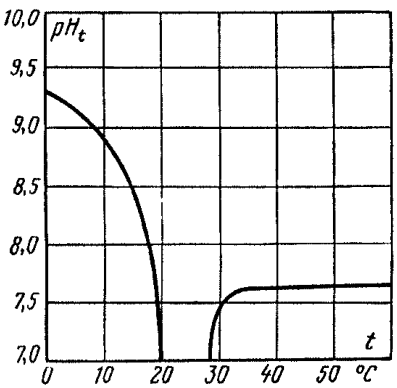


Рис. 3.6. Кривые, ограничивающие зону ошибок, не превышающих 0,05 ед. pH.

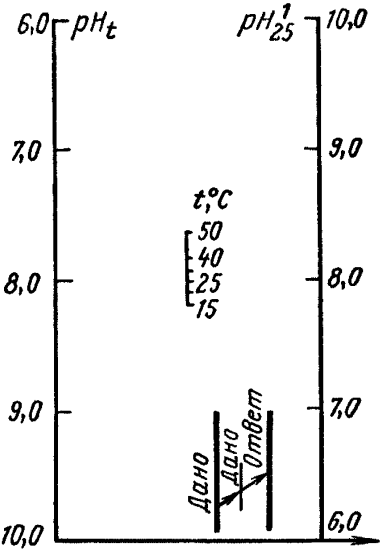


Рис. 3.7. Номограмма для пересчета значения pH.

Параллельно шкале pH_t проводят еще две линии: одну, являющуюся шкалой температур, на расстоянии 100 мм, и другую, являющуюся шкалой pH^1_{25}, на расстоянии 200 мм от шкалы pH_t.

Шкала температур неравномерная. Начало шкалы, соответствующее температуре 15 °С, находится на расстоянии 183 мм от оси абсцисс. Выше этой точки на расстоянии 9 мм наносят точку с отметкой 20 °С. Еще выше, на расстоянии 17 мм, наносят точку с отметкой 25 °С и т. д. Расстояния по шкале температур для всех точек приведены в табл. 3.1.

При необходимости расстояния между отмеченными температурами равномерно разбиваются на градусы. Разбивку шкалы температуры необходимо выполнять очень аккуратно: точки с отметками температур должны быть как можно мельче.

Третья линия служит шкалой pH^1_{25}; она строится в таком же масштабе, как и шкала pH_t, только в начале шкалы, т. е. на оси абсцисс, наносят точку с отметкой 6,0, вторая точка будет с отметкой 7,0 и т. д. до точки с отметкой 10,0. При необходимости шкалы pH_t и pH^1_{25} могут быть продолжены в сторону больших pH.

Номограммой пользуются следующим образом. При измерении pH пробы точно фиксируют ее температуру. На шкале pH_t находят точку, соответствующую измеренному значению pH, на шкале темпе-

Таблица 3.1

Температура, °С	Расстояние температурных точек, мм		Температура, °С	Расстояние температурных точек, мм	
	от начала шкалы	от оси абсцисс		от начала шкалы	от оси абсцисс
15	0	183	30	25	208
20	9	192	40	41	224
25	17	200	50	54	237

ратур – точку, соответствующую температуре пробы. К этим двум точкам прикладывают линейку.

Значение pH, полученное в точке пересечения линейкой шкалы pH^1_{25}, соответствует тому значению pH испытуемой пробы, которое она имела бы при температуре 25 °С.

Например, pH питательной воды, измеренное при температуре 30 °С, равно 8,84. Соединяют линейкой две точки: на шкале pH_t – точку с отметкой 8,84, а на шкале температур – точку с отметкой 80 °С. Пересечение линейкой шкалы pH^1_{25} соответствует значению pH 9,0. Это означает, что если бы pH питательной воды измерялось при 25 °С, оно было бы равно 9,0.

Пересчет значения pH_t на значение pH^1_{25} может быть проведен также по уравнениям, однако точность такого пересчета будет несколько ниже:

$$pH^1_{25} = pH_t + K_1(t - 25);$$

$$pH^1_{25} = pH_t + K_2(t - 25);$$

$$pH^1_{25} = pH_t + 5K_2 + K_3(t - 30),$$

где pH_t – значение pH, измеренное при температуре пробы; t – температура пробы, °С; $K_1 = 0{,}033$ – коэффициент пересчета при температуре пробы 20 °С $\leqslant t <$ 25 °С; $K_2 = 0{,}032$ – коэффициент пересчета при температуре пробы 25 °С $< t \leqslant$ 30 °С; $K_3 = 0{,}028$ – коэффициент пересчета при температуре пробы 30 °С $< t \leqslant$ 50 °С.

Для облегчения пересчета в табл. 3.2 приводятся поправки pH для температур от 20 до 50 °С.

Для получения значения pH питательной воды при 25 °С необходимо к значению pH_t, определенному при температуре пробы, прибавить поправку ΔpH, соответствующую температуре пробы:

$$pH^1_{25} = pH_t + \Delta pH.$$

Например, pH питательной воды, найденное при температуре 36 °С, равно 8,57. Для получения значения pH, которое имела данная проба при температуре 25 °С, необходимо к 8,57 прибавить ΔpH, равное 0,328, т. е. $pH^1_{25} = 8{,}57 + 0{,}328 = 8{,}90$.

Для быстрой ориентировочной оценки правильности поддержания значения можно пользоваться кривыми (рис. 3.8), где приведена зависимость pH питательной воды от температуры, если при 25 °С значение pH было равно 9,1. Приведены также ограничивающие кривые, соответствующие ± 0,1 pH, т. е. пределам, разрешенным ПТЭ.

Таблица 3.2

Температура пробы, °С	Поправка ΔpH	Температура пробы, °С	Поправка ΔpH	Температура пробы, °С	Поправка ΔpH	Температура пробы, °С	Поправка ΔpH
20	−0,165	36	0,328	28	0,096	44	0,552
21	−0,132	37	0,356	29	0,128	45	0,580
22	−0,099	38	0,384	30	0,160	46	0,608
23	−0,066	39	0,412	31	0,188	47	0,636
24	−0,033	40	0,440	32	0,216	48	0,664
25	0,000	41	0,468	33	0,244	49	0,692
26	0,032	42	0,496	34	0,272	50	0,720
27	0,064	43	0,521	35	0,300		

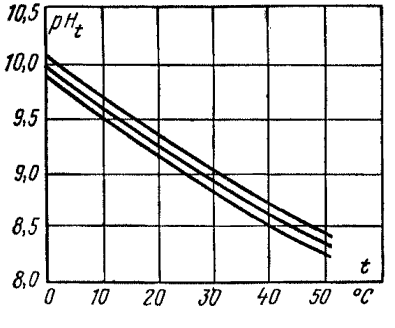


Рис. 3.8. Зависимость pH питательной воды от температуры, если $pH_{25} = 9{,}1$.

Для пользования этими кривыми при измерении pH должна быть точно зафиксирована температура пробы. На оси абсцисс от точки, соответствующей температуре пробы, восстанавливают перпендикуляр до пересечения с кривыми. Если измеренное значение pH находится в границах, отсекаемых кривыми на перпендикуляре, то нормы на pH соблюдены. Если полученное pH лежит выше или ниже кривых, норма не выдержана и необходимо принять соответствующие меры: уменьшить или увеличить дозировку аммиака.

Аналогичные графики, пользуясь номограммой (см. рис. 3.7), можно построить для других значений pH (в пределах 8,0 − 10,0).

ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРОДОВ

В связи с тем, что стеклянные электроды со временем теряют способность давать воспроизводимые результаты при измерении pH в жидкости с разной температурой, их необходимо периодически проверять.

Проверить электроды можно следующим образом. К обессоленной воде, находившейся в контакте с воздухом, добавляют аммиак до получения pH пробы 9,0 ÷ 9,2.

Полученную пробу изолируют от контакта с воздухом. Примерно через 1 ч ее можно использовать для проверки электродов.

В измерительный стаканчик отбирают часть жидкости и измеряют pH, затем электроды погружают в конденсат, нагретый до 50–60 °С, и выдерживают их при этой температуре 3–5 мин. Затем, дав электродам остыть, отбирают в измерительный стаканчик свежую порцию испытуемой жидкости и вновь измеряют ее pH. Если расхождение между первым и вторым показаниями не превышает 0,05 ед. pH, электрод пригоден к работе.

ПРИЛОЖЕНИЕ

ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ pH В ПРЕДЕЛАХ ОТ 8,0 ДО 10,0 ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ ПРЯМОТОЧНЫХ КОТЛОВ СВЕРХКРИТИЧЕСКОГО ДАВЛЕНИЯ ЛАБОРАТОРНЫМИ pH-МЕТРАМИ

Лабораторные pH-метры снабжаются заводской инструкцией по их эксплуатации, которую необходимо точно выполнять. Однако при измерении pH питательной воды, характеризуемой высокой степенью чистоты, весьма низкой удельной электрической проводимостью и почти полным отсутствием буферных свойств, возникает ряд трудностей, преодоление которых не предусмотрено заводской инструкцией.

Измерение pH с помощью лабораторных pH-метров в открытых сосудах сопряжено с возможностью возникновения значительных погрешностей, поскольку анализируемая вода характеризуется повышенной чувствительностью к загрязнениям при контакте с атмосферой, через электролитический ключ вспомогательного электрода и из-за частичного растворения мембраны измерительного электрода. Последнее особенно проявляется при измерении pH в воде высшей чистоты, когда время установления потенциала стеклянного электрода резко увеличивается и приэлектродный слой жидкости обогащается щелочными ионами, вымываемыми из стекла мембраны вследствие высокой растворяющей способности чистой воды. Значение pH этого слоя будет выше, чем pH остальной жидкости.

Эти ошибки сводятся к минимуму при применении для измерения pH проточной герметизированной ячейки. Однако при протоке жидкости через ячейку возникает электрокинетический потенциал, который тем выше, чем больше скорость протекания. Поэтому расход воды через ячейку устанавливается минимально возможным. При применении проточной ячейки расход ее должен составлять 15–25 мл/мин.

Питательная вода прямоточных котлов СКД представляет собой весьма разбавленный раствор аммиака и углекислоты, практически лишенный буферных свойств. Малейшее изменение температуры такого раствора, вызывающее изменение констант диссоциации воды, аммиака и углекислоты, влечет за собой изменение и pH. В ПТЭ нормируется pH воды при температуре 25 °С. Поэтому контроль за значением pH необходимо осуществлять в пробе, имеющей эту температуру (25 ± 1 С).

3.4. О повышении экономичности работы водоподготовительных установок электростанций

Водоподготовительные установки электростанций ежегодно потребляют большое количество серной кислоты и едкого натра. Например, в 1975 г. на нужды водоподготовки было израсходовано 250 тыс. т

серной кислоты и 124 тыс. т едкого натра. Затраты на эти реагенты составляют основную долю затрат на подготовку добавочной питательной воды. Поэтому для повышения экономичности работы водоподготовительных установок, а также снижения солевых сбросов большое значение имеет всемерное снижение расхода серной кислоты и едкого натра путем внедрения соответствующих организационно-технических мероприятий.

Однако анализ расхода кислоты и щелочи водоподготовительными установками электростанций в 1974—1975 гг. показал, что многие электростанции еще не использовали имеющиеся резервы для снижения расхода реагентов. Например:

1. На ряде водоподготовительных установок, эксплуатируемых по схемам двух- и трехступенчатого обессоливания, не было организовано повторное использование регенерационных и отмывочных вод Н-катионитовых и анионитовых фильтров II ступени для регенерации фильтров I ступени, что приводило к перерасходу кислоты и щелочи на 25—40%.

Так, по этой причине удельный расход едкого натра и кислоты превышал норму в 1,5—2 раза. В то же время на электростанциях, на которых повторное использование щелочных и кислых регенерационных и отмывочных вод осуществляется постоянно, по удельному расходу едкого натра достигнуты нормативные показатели, а по удельному расходу кислоты — показатели менее нормативных.

2. На ряде установок по обессоливанию турбинного конденсата расход едкого натра и кислоты на регенерацию ФСД превышал норму в 1,5—2,5 раза.

3. На электростанциях, на которых вследствие высокой минерализации исходной воды для подготовки добавочной воды установлены испарители, персонал не принимает должных мер к нормальной их эксплуатации, отладке режимов, предпочитая полностью восполнять потери конденсата обессоленной водой установок, дополняющих испарители, что приводит к неоправданно высоким удельным расходам реагентов (Сырдарьинская, Новочеркасская, Марыйская ГРЭС и др.).

4. На отдельных электростанциях для нейтрализации сбросных кислых вод используется едкий натр (Омская ТЭЦ-3, Омская ТЭЦ-4, Костромская ГРЭС и др.), что является недопустимым.

5. На ряде электростанций неоправданно высоки потери конденсата, завышен расход воды на собственные нужды водоподготовительных установок (Бийская ТЭЦ-1, Кузнецкая ТЭЦ, Улан-Уденская ТЭЦ и др.). Это приводит к вынужденной обработке дополнительного количества воды и перерасходу реагентов.

6. Отдельные электростанции не принимают должных мер к экономичному использованию установленного оборудования водоподготовительных установок, допуская эксплуатацию фильтров с заниженными скоростями фильтрации, эксплуатации ионитовой части водоподготовительной установки без декарбонизаторов, без своевременного восстановления обменной емкости ионитов.

7. На барабанных котлах, на которых регулирование температуры перегретого пара осуществляется впрыском собственного конденсата, иногда стремятся получить глубоко обескремненную воду, хотя в питательной воде может быть допущена более высокая концентрация кремниевой кислоты. Это приводит к перерасходу реагентов на 10—20%.

8. На некоторых водоподготовительных установках не отлажены технологические режимы работы предочистки, что приводит к понике-

нию обменной емкости ионообменных материалов и повышению удельных расходов реагентов (ТЭЦ-22 Мосэнерго, Павлодарская ТЭЦ-3, Нижнекамская ТЭЦ и др).

9. Допускается длительная работа вводимых в эксплуатацию водоподготовительных установок по временным пусковым схемам без предочистки, что приводит не только к перерасходу реагентов, но и к ухудшению технологических свойств ионитов.

10. Имеются случаи ошибок при составлении электростанциями заявок на серную кислоту и едкий натр с завышением потребности в них (Калининская ТЭЦ-3, Костромская ГРЭС, Камышинская ТЭЦ и др.), не указываются исходные данные для расчета, что затрудняет снабжение электростанций этими реагентами.

В целях повышения экономичности работы водоподготовительных установок и сокращения расхода реагентов без снижения качества обработанной воды предлагается:

на обессоливающих установках, сооруженных по двух- и трехступенчатым схемам, применять повторное использование регенерационных и отмывочных кислых вод Н-катионовых фильтров II ступени для регенерации и взрыхления Н-катионитовых фильтров I ступени;

на обессоливающих установках, работающих по двухступенчатой схеме и имеющих баки для сбора щелочных растворов от анионитовых фильтров II ступени, применять повторное использование этих вод для регенерации анионитовых фильтров I ступени. Установить баки для сбора щелочных растворов и перекачивающие насосы на тех установках, где они отсутствуют;

на двух- и трехступенчатых обессоливающих установках, работающих на исходных водах с суммарным содержанием хлоридов и сульфатов не более 2,5—3,0 мг-экв/кг, реконструировать Н-катионитовые фильтры I ступени по противоточной схеме;

на обессоливающих установках, сооруженных по схеме: двухступенчатое Н-катионирование, декарбонизация и анионирование, выполнить мероприятия, позволяющие эксплуатировать Н-катионитовые фильтры по ступенчато-противоточному способу при их одновременной парной регенерации с использованием в фильтрах или только сульфоугля, или во втором (по ходу воды) фильтре катионита КУ-2-8;

на обессоливающих установках, работающих по упрощенной схеме, где имеются резервные фильтры, организовать их эксплуатацию по ступенчато-противоточному способу с использованием анионитов разных типов;

не допускать смешивания свежих ионитовых материалов с эксплуатируемыми, а загружать их в отдельные фильтры;

в проектах вновь сооружаемых или расширяемых водоподготовительных установок проверять наличие технических средств, обеспечивающих минимальные расходы реагентов и выполнение технологии нейтрализации кислых сбросных вод в соответствии с нормами технологического проектирования;

обеспечить контроль за правильностью составления заявок на реагенты, не допуская завышения их количества сверх технологически необходимого.

РАЗДЕЛ ЧЕТВЕРТЫЙ

ПАРОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ И СИСТЕМЫ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

4.1. Проверка состояния лопаточного аппарата паровых турбин

В целях профилактики повреждений, выявления и устранения конструктивных и технологических недостатков, обнаружения и своевременной замены поврежденных элементов лопаточных аппаратов паровых турбин всем электростанциям предлагается:

1. При проведении капитальных ремонтов турбин всех типов выполнять нижеследующий объем контроля и испытаний лопаточного аппарата:

а) подробный внешний осмотр рабочих и направляющих (сопловых) лопаток всех ступеней турбины и их связей. При осмотрах обращать внимание на состояние поверхностей лопаток в местах расположения связей, кромок лопаток по всей длине, стыков стеллитовых пластинок, хвостовиков и мест переходов к перу лопатки, связей, шипов и ленточных бандажей возле отверстий. Особенно тщательно контролировать состояние выходных кромок корневой части лопаток последних ступеней низкого давления мощных турбин (150 МВт и выше);

б) дефектоскопию рабочих и направляющих лопаток ступеней, которые имели повреждения на данной турбине или других турбинах аналогичного типа. Рекомендуется применение цветной дефектоскопии («Временная инструкция по контролю эрозионно-изношенных лопаток последних ступеней ЧНД турбин К-300-240, К-800-240 ЛМЗ и К-300-240, К-500-240 ХТГЗ методом цветной дефектоскопии» (СПО ОРГРЭС, 1977);

в) оценку вибрационной отстройки лопаток следует производить в соответствии с действующими Руководящими техническими материалами (РТМ) 108.021.03–77 «Нормы на вибрационную отстройку лопаток паровых турбин», утвержденными Минэнергомашем 22 ноября 1977 г.

2. Во всех случаях вскрытия цилиндров низкого давления конденсационных турбин мощностью 100 МВт и выше и теплофикационных турбин мощностью 50 МВт и выше проводить контроль по пп. 1а и 1б. Если при этом планом (технологическим процессом) ремонта не предусматривается выемка ротора турбины, то проверке подлежат сопловые лопатки только верхних половин диафрагм. При обнаружении повреждений в верхних половинах должны быть проверены лопатки нижних половин.

3. При обнаружении обрывов лопаток, связей или других повреждений проточной части составляется подробная дефектная ведомость с указанием мест, характера и числа повреждений, часов наработки облопачивания и режимов работы турбины до повреждения.

Проводится также расследование возможных причин повреждений с привлечением при необходимости специализированных предприятий и организаций (заводов, институтов и т. д.).

4. Сообщать в Главное техническое управление по эксплуатации энергосистем о всех случаях поломок рабочих лопаток или значительных эрозионно-коррозионных повреждений, обнаруженных как

при аварийном останове, так и при текущем или капитальном ремонтах турбины.

5. Обеспечить постоянный контроль за эксплуатационным состоянием лопаточного аппарата и проводимыми ремонтными работами с использованием формуляра (см. приложение).

Заполнение формуляра производить следующим образом:

а) табл. 4.1 заполнять для ступеней, на которых проводятся вибрационные испытания лопаток (табл. 4.2—4.4);

б) разметку пакетов, как правило, проводить от выбитых на ободе диска букв А и Б, соответствующих пакетам № 1 и 2, и далее в направлении вращения диска. Счет лопаток в пакете вести в том же направлении;

в) методика проведения и обработки результатов вибрационных испытаний приведена во «Временных руководящих указаниях по контролю лопаточного аппарата при ремонте паровых турбин» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1972);

г) эрозионный износ входных кромок на вершинах лопаток измерять на наиболее изношенных лопатках ступени. Рекомендуется периодически проводить измерения на одних и тех же лопатках;

д) эрозионный износ выходных кромок рабочих лопаток последних ступеней ЧНД турбин мощностью 300 МВт и выше заводов ЛМЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ

Формуляр

Энергоуправление, электростанция	Протокол осмотра и вибрационных испытаний лопаток
	Турбина № _____ Тип _____ Лист № _____ n _____ об/мин

Работы проводились во время _____ ремонта _____ 19 г.

Таблица 4.1

Основные сведения о лопатках

№ ступени	$D_{ср}$, мм	$l_{акт}$, мм	$B = 0{,}785\frac{D_{ср}}{l} - 0{,}592$	$k_t = \sqrt{\frac{E_t}{E_{20}}}$	Бандажные связи (расстояния от корневого сечения), мм								nz	Число часов работы	
					l_1	d_1	l_2	d_2	l_3	d_3	a	$б$		после замены лопаток	с предыдущего ремонта

Разметка пакетов: _____

_____

_____

_____

Вибрационные испытания проводились прибором: _____

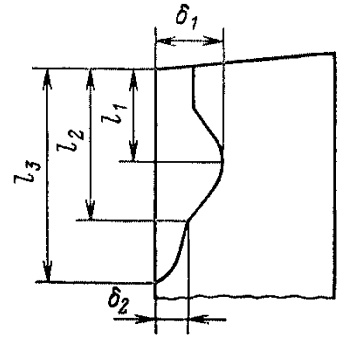
_____

_____

_____

Осмотр, эрозионный износ входных кромок, дефектоскопия и ремонт лопаток:

№ ступени				
№ пакета				
№ лопатки				
l_1, мм				
δ_1, мм				
l_2, мм				
δ_2, мм				
l_3, мм				



Заключение: _____

Дата	Исполнители	Руководитель группы	Начальник цеха

и ХТГЗ оценивать по методике, изложенной в информационных письмах ЛМЗ № 26-75 от 19/I 1976 г. и ХТГЗ № 1-40-16/17-861 от 20/IV 1976 г.;

е) в формуляр заносить данные внешнего осмотра и дефектоскопии лопаток всех ступеней турбины и наиболее подробно данные о лопатках, для которых проводятся вибрационные испытания. Помимо этого следует фиксировать меры, принятые для устранения обнаруженных дефектов.

Таблица 4.2

Испытания пакетов лопаток

Ступень №			Ступень №			Ступень №			Ступень №		
№ пакета	$m_п$	$S_{ст}$, Гц	№ пакета	$S_{ст}$, Гц	$m_п$						
1 2 3			1 2 3								
Всего лопаток			Всего лопаток			Всего лопаток			Всего лопаток		

Таблица 4.3

Результаты испытаний пакетов

№ п/п.	Параметр	Ступень №				
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						

Таблица 4.4

Испытания системы диск-лопатки

№ ступени	$S^m_{ст}$ при различном количестве узловых диаметров, Гц										B	k_t	m		Δn, %
	2	3	4	5	6	7	8	9							

4.2. Проверка гидравлической плотности подогревателей низкого давления турбоустановок

Нарушение гидравлической плотности трубных систем ПНД снижает экономичность турбоустановки и может привести к повреждениям проточной части турбины.

С целью своевременного выявления и устранения неплотностей в трубных системах турбоустановки предлагается:

1. При плановых остановах турбоустановок проводить гидравлическую опрессовку трубных систем ПНД подачей воды основными конденсатными насосами.

2. Не допускать эксплуатацию ПНД, если при опрессовке обнаруживаются неплотности трубной системы, сопровождающиеся подъемом уровня в водяном пространстве корпуса подогревателя со скоростью 1 см/мин и более.

3. При выявлении недопустимых течей в трубных системах ПНД отключать их и подвергать неплановому ремонту.

4. Гидравлические опрессовки трубных систем ПНД проводить в следующем порядке:

а) после останова и снижения вакуума в конденсаторе турбины до нуля при работающих конденсатных насосах закрыть задвижки на линиях отвода конденсата греющего пара после всех ПНД и зафиксировать уровни конденсата в их корпусах по водомерным стеклам;

б) закрыть задвижку на линии основного конденсата в деаэратор после последнего ПНД и в случае необходимости прикрыть арматуру на линии рециркуляции конденсатных насосов. Во избежание режима работы конденсатных насосов без нагрузки и недопустимого повышения давления в тракте конденсата линию рециркуляции полностью не закрывать;

в) наблюдать за уровнем конденсата в корпусе ПНД в течение 15—20 мин, фиксируя его изменение.

При проведении работ по проверке плотности трубной системы опрессовкой контролировать давление по тракту конденсата, не допуская повышения его выше рабочего. В схемах турбоустановок, имеющих блочные обессоливающие установки (БОУ), следить за давлением в корпусах фильтров БОУ;

г) для проверки плотности ПНД, не имеющих запорной арматуры на линиях отвода конденсата, выполнить специальные линии ревизии диаметром 20 мм в нижней части днища ПНД и установить на них последовательно два запорных вентиля со сливом на воронку. Штуцер отвода конденсата, как правило, имеет бурт, выступающий над днищем корпуса подогревателя на 10—15 мм, и при наличии течей вода будет попадать в линию ревизии.

Линию ревизии открывать только во время опрессовки. Если через 5 мин после открытия линии ревизии течь с расходом 5 л/мин и более будет продолжаться, подогреватель следует считать неплотным.

При вскрытии таких ПНД проверить наличие выступающего бурта штуцера отвода конденсата и в случае его отсутствия наварить специальное кольцо высотой 15 мм;

д) после окончания опрессовки остановить конденсатные насосы и восстановить схему.

5. Указания о периодичности и порядке проверки гидравлической плотности ПНД внести в местные инструкции по эксплуатации турбоустановок.

6. Вертикальные теплообменники (с U-образными трубками), используемые в качестве сетевых подогревателей в тепловых схемах конденсационных энергоблоков, опрессовывать аналогично ПНД с использованием воды от сетевых насосов.

4.3. Предупреждение повреждений всасывающих коллекторов питательных насосов на энергоблоках с турбинами К-300-240 и Т-250/300-240

В 1973 – 1976 гг. на ряде электростанций с турбинами 300 МВт при отключении энергоблоков неоднократно отмечалось недопустимое повышение давления во всасывающем коллекторе питательных насосов, которое приводило к повреждению трубопроводов за бустерным насосом, фланцевых соединений и арматуры.

Анализ работы тракта питательной воды показывает, что при отказе (зависании или неплотной посадке) обратных клапанов, устанавливаемых на стороне нагнетания питательных насосов, на стороне всасывания давление воды может повыситься до недопустимых значений.

Это происходит в том случае, если обратный клапан не закрывается при останове одного питательного насоса, когда другой насос не работает и не запускается. Значение повышения давления определяется температурой питательной воды на выходе из ПВД в момент останова питательного насоса и может достигнуть на энергоблоках 300 МВт 6 МПа (60 кгс/см^2).

Если в момент останова энергоблок работал с максимальной нагрузкой, то в трубопроводе питательной воды (от ПВД до обратных клапанов перед котлом) будет находиться около 4 м^3 воды с температурой до 275 °С. Через 10 с после прекращения подачи пара на ПТН, когда давление воды за насосом снизится до 6 МПа (60 кгс/см^2) в трубопроводе за ПВД начнется процесс вскипания и питательная вода обратным током будет выдавливаться через аварийные обводы ПВД и ПТН во всасывающий коллектор. При этом снижение давления питательной воды за ПВД до 5 МПа (50 кгс/см^2) и температуры до 262,7 °С освободит тепло, достаточное для выпара 100 кг воды и заполнения объема около 4 м^3. Процессы вскипания и повышения давления во всасывающем патрубке питательных насосов происходят с большой скоростью (практически мгновенно), и поэтому протечки воды через концевые уплотнения насосов и линии рециркуляции при значительных неплотностях обратных клапанов не могут предотвратить аварийной ситуации.

Отказы обратных клапанов отмечались на энергоблоках, где установлены клапаны как производства ЛМЗ, так и ЧЗЭМ. При этом в обоих случаях причиной зависания обратных клапанов явились технологические дефекты изготовления, приводящие к появлению несимметричных усилий, выбиранию зазоров и заклиниванию клапанов в открытом положении.

Учитывая высокие требования, предъявляемые к надежности узла обратных клапанов питательных насосов, на всех действующих энергоблоках с турбинами К-300-240 и Т-250/300-240, а также на энергоблоках других мощностей с отдельно установленными бустерными насосами необходимо:

1. Установить дополнительный обратный клапан на общей питательной магистрали перед ПВД за питательными насосами. Тип кла-

пана и место его установки принять по аналогии с обратным клапаном, установленным перед котлом. В случае применения другого клапана его тип и место установки должны быть согласованы с проектными организациями.

2. Во время текущего и капитального ремонтов энергоблока выполнить следующие реконструктивные работы:

а) на обратных клапанах конструкции ЛМЗ нижнюю часть направляющих ребер клапана расточить до диаметра 315 мм на высоту 55 мм для исключения образования выступа при износе направляющих ребер (рис. 4.1);

б) на обратных клапанах конструкции ЧЗЭМ:

ограничить ход на открытие тарелки клапана путем приварки дополнительного упора *3* (рис. 4.2) на рычаг тарелки;

в верхнем положении тарелки клапана обеспечить зазор 4 мм между корпусом и тарелкой снятием металла с корпуса и гаек крепления тарелки;

увеличить зазор *а* до 4 мм путем снятия металла с корпуса обратного клапана.

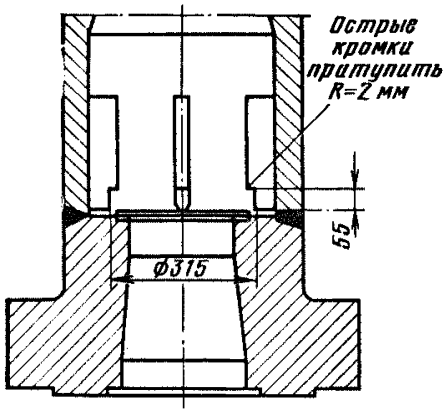


Рис. 4.1. Расточка направляющих ребер в корпусе обратного клапана ЛМЗ.

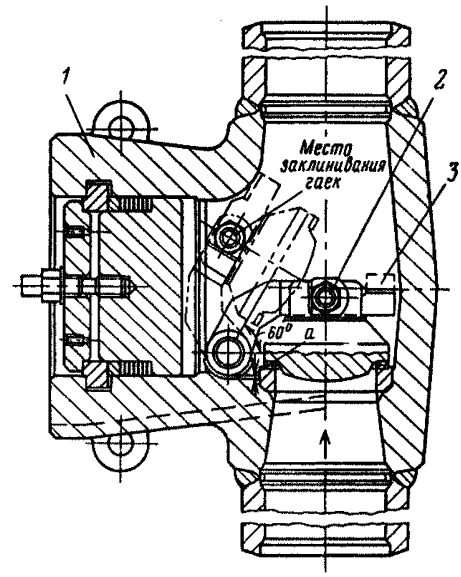


Рис. 4.2. Обратный клапан ЧЗЭМ.

1 – корпус; *2* – гайка крепления оси тарелки; *3* – упор.

3. В период текущих и капитальных ремонтов энергоблока проводить ревизию обратных клапанов с целью выявления износа направляющих деталей корпуса и подвижных деталей тарелки. При обнаружении указанных дефектов изношенные поверхности наплавлять электродами аустенитного класса (типа ЦН-6).

4. Проверку плотности обратных клапанов питательных насосов проводить 1 раз в месяц по схеме, приведенной на рис. 4.3, и нижеизложенной методике:

а) проверка плотности обратного клапана ПТН проводится после включения ПЭН при закрытой задвижке *1* и остановленном ПТН.

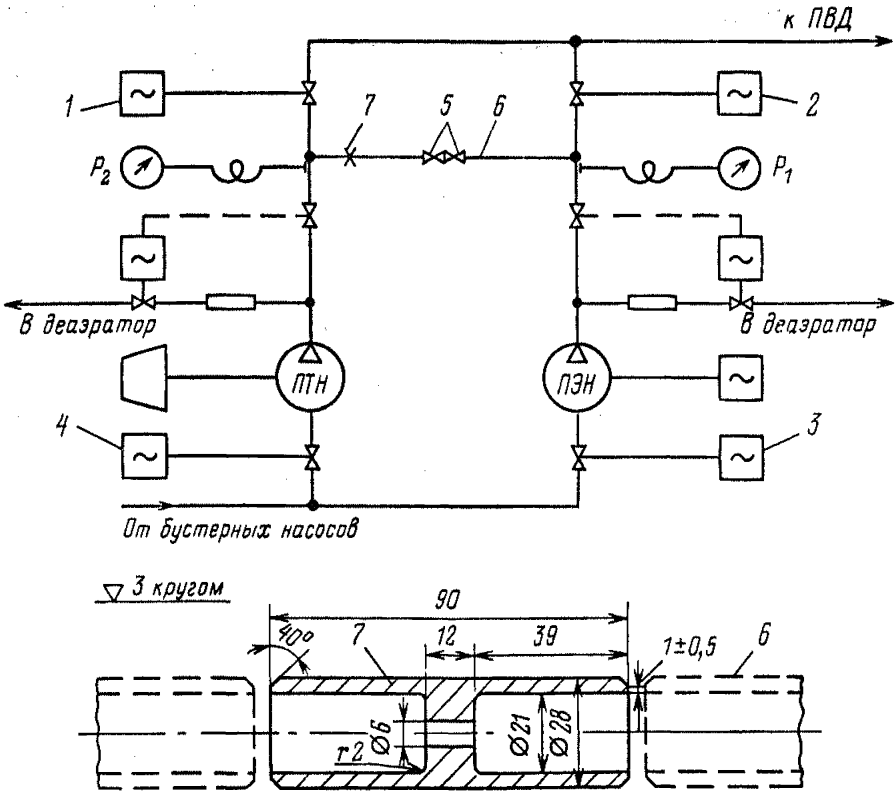


Рис. 4.3. Схема проверки плотности обратных клапанов питательных насосов.

1–4 – задвижки; *5* – вентили; *6* – труба диаметром 28 × 3,5 мм из стали 20 (прокладывается по месту); *7* – дроссельная шайба из стали 20.

Проверка плотности обратного клапана ПЭН проводится после включения ПТН при закрытой задвижке *2*, остановленном и выведенном из резерва ПЭН. Задвижки *3* и *4* должны быть открыты;

б) для проверки плотности обратных клапанов необходимо полностью открыть вентили *5* (D_y 20 мм, P_y 380 кгс/см²) и измерить перепад давлений ΔP на дроссельной шайбе, сравнивая показания манометров P_1 и P_2;

в) после окончания проверки вентили *5* должны быть закрыты;

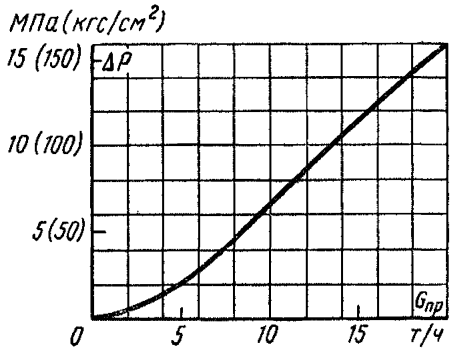


Рис. 4.4. Зависимость протечек через обратный клапан от давления.

г) протечки $G_{пр}$ через обратные клапаны в рабочих условиях ($P_{пит}$ = 320 кгс/см²) следует оценивать в соответствии с рис. 4.4;

д) при протечках воды через обратные клапаны 5 – 10 т/ч при ближайшем останове энергоблока провести ревизию обратных клапанов и устранить протечки. При протечках более 10 т/ч эксплуатация энергоблоков не допускается.

4.4. Обеспечение надежности эксплуатации подогревателей высокого давления

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В целях предотвращения аварий ПВД (разрушение трубных систем, повышение давления в корпусах и трубных системах) электростанциям, проектным и наладочным организациям предлагается руководствоваться следующими положениями:

1. Все ПВД должны быть оборудованы средствами защиты от повышения уровня воды в корпусе, повышения давления воды в трубной системе, повышения давления в корпусе (кроме ПВД, подключенных к первому отбору турбины), средствами регулирования уровня конденсата греющего пара и сигнализацией повышения этого уровня.

2. Для вновь проектируемых турбоустановок с начальным давлением пара 13 МПа (130 кгс/см^2) и ниже может предусматриваться установка ПВД с равнопрочными корпусами, рассчитанными на давление первого отбора турбины; в этом случае защита от повышения давления в корпусе ПВД не устанавливается.

3. ПВД энергоблоков должны быть оборудованы двумя ступенями защиты от переполнения их корпусов.

ЗАЩИТА ОТ ПОВЫШЕНИЯ УРОВНЯ ВОДЫ В КОРПУСЕ ПВД

1. В турбоустановках с начальным давлением пара 9 МПа (90 кгс/см^2) и выше в качестве исполнительного органа защиты от повышения уровня использовать автоматические устройства с быстродействующими впускными клапанами, отсекающими подачу питательной воды в ПВД и открывающими обвод ПВД (или группы ПВД). Помимо автоматических устройств с клапанами в контуре защиты использовать отключающие задвижки на входе, выходе и обводе питательной воды группы ПВД и задвижки на подводе греющего пара. Указанные отключающие задвижки оборудовать электроприводами.

На электростанциях с поперечными связями в качестве обвода ПВД можно использовать общий обвод (холодную нитку питания) нескольких параллельных групп ПВД.

2. В установках среднего давления и установках иностранных фирм, в которых ПВД не имеют быстродействующих защитных клапанов, в качестве автоматических защитных устройств использовать отключающие электрифицированные задвижки на входе и выходе питательной воды.

3. Время срабатывания автоматических устройств с быстродействующими впускными клапанами не должно превышать 5 с (от момента замыкания контактов выходного реле вторичного прибора защиты до полной посадки впускного клапана).

4. Команда от устройств контроля уровня любого из ПВД подается одновременно на быстродействующую автоматическую защиту и на перемещение электрифицированных задвижек, включенных в контур защиты.

5. При повышении уровня в любом ПВД до уставки защиты прибор защиты должен формировать команду на исполнительные органы в соответствии с п. 4.

6. На энергоблоках при повышении уровня в любом ПВД до уставки защиты II предела (на 2500 мм выше уровня I предела) прибор защиты должен формировать команду на отключение работающих питательных насосов данного энергоблока, на запрет включения резервного насоса по АВР и на исполнительные органы в соответствии с п. 4.

7. Для обеспечения нормального функционирования защит при повышении уровня необходимо:

а) в системах защиты всех ПВД применять самостоятельные (отдельно от регуляторов) устройства контроля уровня;

б) в исполнительной части защиты с быстродействующими клапанами установить два параллельно включенных импульсных клапана;

в) в случае неудовлетворительного быстродействия впускных клапанов автоматических защитных устройств (см. п. 3) выполнить наладочные или реконструктивные работы для системы защиты в соответствии с указаниями ТКЗ по монтажу и наладке модернизированной защиты ПВД (1973 г.), используя один из вариантов реконструкции, предусматривающий минимальные затраты.

8. Проверку защит ПВД с целью определения полноты выполнения функций надежности и продолжительности действия защиты совместно с исполнительными органами (впускными и обратными клапанами, сервомотором, импульсными клапанами и задвижками) и связанной с защитой сигнализацией производить при каждом включении подогревателей в работу [1] и по графику.

Проверку защиты I предела по графику производить не реже 1 раза в 3 мес, а защиты II предела – не реже 1 раза в месяц в соответствии с «Нормами технического обслуживания защит теплоэнергетического оборудования на тепловых электростанциях» (СПО ОРГРЭС, 1977).

Проверку полного срабатывания защиты с посадкой впускных клапанов и воздействия на задвижки можно проводить при повышении уровня в одном из подогревателей группы; при повышении уровня в других подогревателях группы защита проверяется на сигнал:

а) при опробовании защит на неработающем оборудовании повышение уровня в корпусе ПВД имитировать устройством контроля уровня, например открытием уравнительного вентиля при закрытом «минусовом» вентиле дифманометра защиты;

б) при опробовании защиты I предела на действующем оборудовании повышение уровня в корпусах включенных ПВД достигать путем прикрытия регулирующего клапана на сливе конденсата греющего пара, а в корпусах невключенных ПВД – имитировать открытием уравнительного вентиля при закрытом «минусовом» вентиле дифманометра защиты;

---

[1] Если перед остановом турбоагрегата ПВД находились в работе, то при пуске турбоагрегата после простоя менее 60 ч допускается проверка срабатывания защиты I и II предела на сигнал; при пуске после простоя менее 1 ч защита не проверяется.

в) при опробовании защиты II предела на действующем оборудовании повышение уровня до уставки срабатывания имитировать открытием уравнительных вентилей при закрытых «минусовых» вентилях дифманометров защиты I и II пределов. Срабатывание защиты II предела проверяется на сигнал.

ЗАЩИТА ОТ ПОВЫШЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В КОРПУСЕ ПВД

1. В турбоустановках с начальным давлением пара 9 МПа (90 кгс/см^2) и выше (кроме установок с равнопрочными корпусами ПВД) в качестве предохранительных устройств применять предохранительные клапаны, устанавливаемые на корпусах ПВД или на патрубках подвода отборов к подогревателям.

2. Предохранительные клапаны настраивать на давление срабатывания, превышающее рабочее на 15%. Пропускная способность предохранительных клапанов должна быть не ниже пропускной способности на паре открытого регулирующего клапана на линии подвода конденсата греющего пара вышестоящего ПВД.

3. Выхлоп пара после предохранительных клапанов осуществлять в атмосферные трубы.

4. Для обеспечения нормального функционирования защиты от повышения давления в корпусе ПВД необходимо:

а) линии каскадного отсоса паровоздушной смеси из ПВД № 3 в ПВД № 2 и из ПВД № 2 в ПВД № 1 по ходу воды не должны иметь арматуры. Пропускную способность этих линий ограничивать установкой на них дроссельных шайб с отверстиями диаметром 3 и 5 мм соответственно;

б) производить ревизию регулирующих клапанов на линии конденсата греющего пара во время стоянки энергоблока или отключенных ПВД не реже 1 раза в год;

в) выбор места установки предохранительных клапанов и компоновки выхлопных паропроводов производить по согласованию с проектными организациями.

5. Предохранительные клапаны, установленные в системе защиты от повышения давления в корпусе ПВД, проверять после монтажа, ремонта и по графику, но не реже 1 раза в 6 мес.

ЗАЩИТА ОТ ПОВЫШЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ТРУБНОЙ СИСТЕМЕ ПВД

Во всех турбоустановках в качестве устройства, защищающего подогреватели от повышения давления воды в трубной системе, выполнить байпасные линии диаметром 20 мм для сброса части воды из трубной системы ПВД в питательный трубопровод помимо запорной задвижки на выходе.

На байпасной линии последовательно по ходу питательной воды установить вентиль с ручным приводом и два обратных клапана. Запорный вентиль при работающей группе ПВД должен быть постоянно открыт и опломбирован в этом положении. Закрытие его производить лишь при выполнении ремонтных работ на ПВД и при проверках плотности трубных систем перед включением подогревателей в работу.

Арматуру байпасных линий подвергать ревизии и ремонту одновременно с прочей арматурой ПВД.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ТРУБНОЙ СИСТЕМЫ ПВД

Для обеспечения надежной и безаварийной эксплуатации ПВД на всех электростанциях, где эксплуатируются подогреватели ТКЗ типа ПВ, в капитальные и расширенные текущие ремонты закончить работы по переварке заводских угловых швов, соединяющих колена распределительных труб с впускным коллектором ПВД, имеющих заводской номер до 25924, руководствуясь при этом технической инструкцией ТКЗ по контролю и ремонту трубных систем ПВД (08.0309.006); обеспечить контроль за качеством сварных соединений и осуществлять его в соответствии с «Инструкцией по ультразвуковому контролю за качеством сварных соединений тройников и отводов паропроводов высокого давления» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1971). Остальные заводские сварные швы коллекторных и распределительных труб, впускного коллектора и центральной отводящей трубы подвергнуть ультразвуковой дефектоскопии и обнаруженные дефекты устранить, руководствуясь упомянутыми инструкциями.

Замену существующих разделительных диафрагм коллекторных и распределительных труб ПВД, имеющих заводской номер до 25924, осуществлять диафрагмами новой конструкции, выполненными по технической документации ТКЗ.

УКАЗАНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Для обеспечения надежной эксплуатации ПВД и системы защит необходимо:

1. Не допускать подачу воды в ПВД без включенной защиты.
2. Не допускать внесения изменений в схемы и конструкции защит без согласования с организацией, проектирующей данную электростанцию.
3. О всех случаях появления свищей в трубной системе извещать завод-изготовитель; ликвидацию дефектов производить по его инструкции. Контроль за качеством сварочных работ в трубной системе возложить на лаборатории металлов электростанций или районных энергетических управлений.
4. Внести в местные инструкции по обслуживанию турбинного оборудования следующие указания:

а) о действиях персонала при отключении ПВД (проверка плотности закрытия арматуры, проверка плотности трубной системы и пр.);

б) о том, что при включении ПВД по пару на работающей под нагрузкой турбине скорость повышения давления в корпусах подогревателей не должна превышать 0,06 МПа (0,6 кгс/см^2) в минуту; в случае включения ПВД одновременно с пуском турбины скорость повышения давления в корпусах определяется скоростью повышения нагрузки турбины;

в) о порядке проверки защит ПВД, изложенных в настоящем разделе.

5. Включить в программу обучения эксплуатационного и ремонтного персонала, обслуживающего ПВД, изучение конструкции подогревателей, системы их защит и контроля за их работой, а также указаний настоящего директивного материала.

4.5. Автоматические устройства для включения резервных масляных электронасосов паровых турбин

Несвоевременное включение в работу резервного масляного насоса нарушает нормальную подачу масла в систему смазки подшипников и может привести к развитию аварии и повреждениям турбины.

Для предотвращения развития аварии на турбине при отказе в работе главного масляного насоса предлагается:

1. Запретить эксплуатацию паровых турбин без установки и включения в работу автоматических устройств для пуска резервных масляных электронасосов при снижении давления масла в системе смазки подшипников и при отключении (для энергоблоков 250–800 МВт) электродвигателя рабочего масляного электронасоса.

Для турбин ХТГЗ, оснащенных гравитационной маслосистемой и главным масляным насосом с электроприводом, дополнительно обеспечить включение резервного насоса в случае понижения уровня в напорном масляном баке.

2. Перед каждым пуском и остановом турбины производить проверку работы пускового и резервного масляных электронасосов и их автоматических устройств включения: перед пуском АВР насосов проверяется по падению давления масла и по блок-контактам электродвигателей пусковых и резервных насосов, а перед остановом турбины — по падению давления масла.

Во время работы турбины проверку масляных электронасосов и устройств их автоматического включения производить по графику в соответствии с указаниями заводов-изготовителей, но не реже 2 раз в месяц.

3. Обеспечить, чтобы автоматические устройства турбин для включения резервного масляного электронасоса при снижении давления масла в системе смазки подшипников отвечали следующим требованиям:

а) импульсом к реле автоматического устройства должно быть

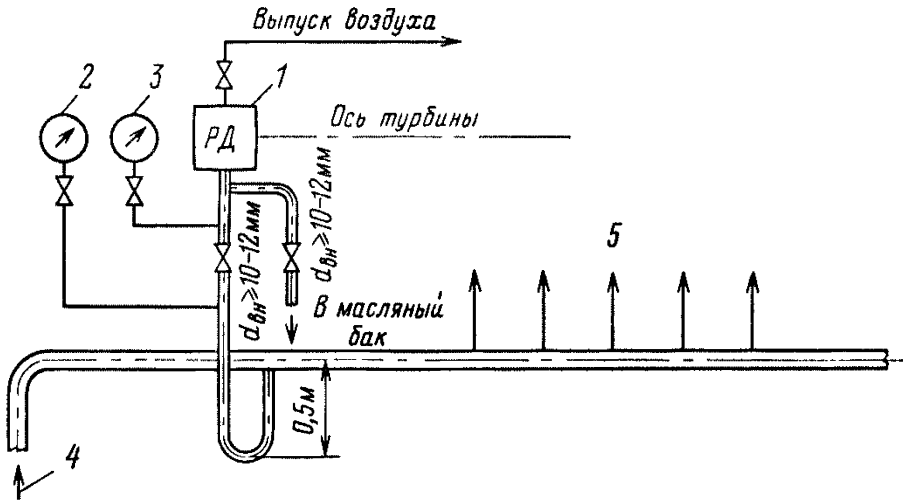


Рис. 4.5. Схема включения реле давления масла.

1 – реле давления масла; *2* – манометр маслосистемы; *3* – контрольный манометр реле; *4* – масло от маслоохладителей; *5* – масло к подшипникам турбоагрегата.

давление масла в системе смазки на уровне оси турбины в общем трубопроводе после маслоохладителей в непосредственной близости от подшипников турбины;

б) реле давления устанавливать у места отбора импульса на уровне оси турбины; длина импульсной трубки к реле не должна превышать 4—5 м, а внутренний диаметр должен быть не менее 10—12 мм;

в) подсоединение импульсной трубки к маслопроводу выполнять к нижней его части таким образом, чтобы обеспечивался U-образный затвор высотой не менее 0,5 м. В верхней части реле (пп. 3а и 3б) предусмотреть приспособление для удаления скапливающегося воздуха.

4. Для автоматического пуска резервного масляного электронасоса использовать реле давления, время срабатывания которых не превышает 0,2 с.

5. Реле давления присоединять к линии смазки подшипников при помощи трубок с вентилями условным диаметром не менее 10 мм, позволяющими производить периодические испытания устройств автоматического включения масляных электронасосов без снижения давления масла в системе смазки при работе турбин под нагрузкой. Контрольный манометр, по которому проверяются уставки реле при опробовании, установить на одном уровне с реле (рис. 4.5).

4.6. Предотвращение выталкивания маслом золотника сервомотора стопорного клапана

Для предотвращения расцепления шарнирного соединения рычага обратной связи золотника сервомотора стопорного клапана турбин ЛМЗ типов К-25-90 (ВК-25-1), К-50-90 (ВК-50-1 и ВК-50-2), К-100-90 (ВК-100-2 и ВК-100-5), Т-25-90 (ВТ-25-4) П-25-29/10 (АП-25-2), ПТ-25-90/10 (ВПТ-25-3), Р-25-90/31 (ВР-25-31-3), Р-25-90/18 (ВР-25-18-4)

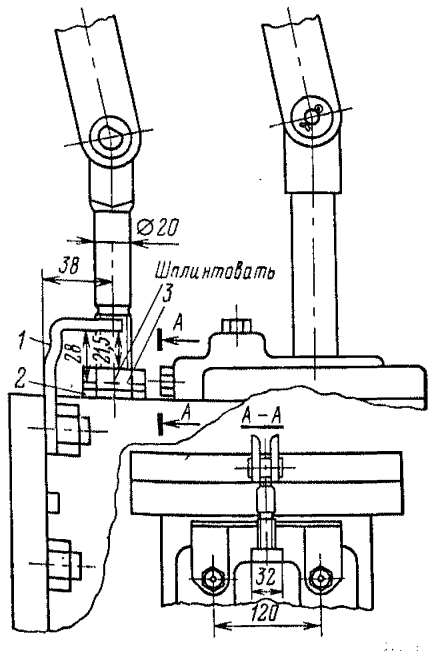


Рис. 4.6. Установка ограничителя хода золотника.

1 — ограничитель хода золотника; *2* — золотник; *3* — положение верхнего края контргайки подвески золотника при закрытом стопорном клапане.

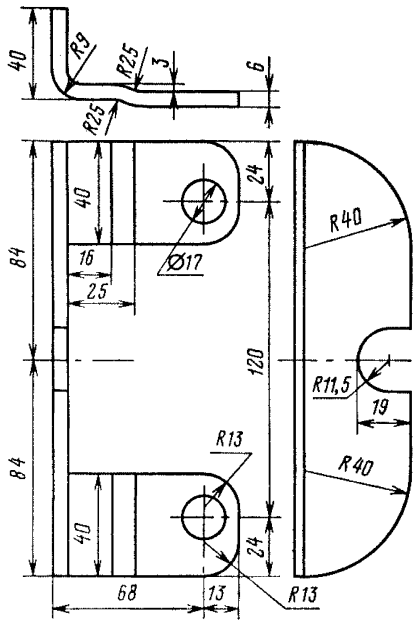


Рис. 4.7. Ограничитель хода золотника.

предлагается установить ограничители хода вверх золотников сервомоторов согласно рис. 4.6.

Конструкция ограничителя представлена на рис. 4.7.

Обратить внимание на то, что работы, связанные с исправлением шарниров или других ходовых частей узлов систем регулирования и защиты, должны производиться на остановленной турбине. Данные мероприятия распространяются также на турбины указанных типов, изготовленные ТМЗ по чертежам ЛМЗ.

4.7. Уменьшение пожарной опасности от воспламенения масла на турбоустановках

Масляное хозяйство турбоустановок представляет собой значительную пожарную опасность.

В большинстве случаев пожары в турбинных отделениях электростанций возникали вследствие нарушения плотности маслосистемы из-за недостатков конструкций, низкого качества изготовления, монтажа и ремонта, а также дефектов сварных соединений и неудовлетворительной работы систем регулирования турбин.

Для предотвращения возникновения пожаров из-за воспламенения масла электростанциям выполнить следующее:

КОНСТРУКТИВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

1. На вновь монтируемых турбинах все внешние маслопроводы, включая маслопроводы системы смазки, изготавливать из труб по ГОСТ 8734–75 и ГОСТ 8732–78 с предельными отклонениями по толщине стенки по ГОСТ 9567–75 и укомплектовывать их только стальной арматурой. Установка стальной арматуры с плоскими фланцами допускается только в случае конструктивной необходимости (например, на корпусных деталях масляных насосов, маслоохладителей, обратных клапанов и т. п.). При этом следует обеспечить тщательную пришабровку фланцевых соединений.

Для всех сливных маслопроводов применять фланцы с выступом стальные плоские приварные на $P_y = 0{,}12 \div 0{,}25$ МПа ($1{,}2 \div 2{,}5$ кгс/см^2) (ГОСТ 1255–67). Для всех напорных маслопроводов системы смазки,

уплотнений вала генератора и систем регулирования применять фланцы с выступом и впадиной (ГОСТ 12831–67) или с шипом и пазом (ГОСТ 12832–67) для рабочего давления до 0,6 МПа (6 кгс/см^2) включительно – на $P_y = 1$ МПа (10 кгс/см^2); до 1,2 МПа (12 кгс/см^2) включительно – на $P_y = 1{,}6$ МПа (16 кгс/см^2); до 2 МПа (20 кгс/см^2) включительно – на $P_y = 40$ МПа (40 кгс/см^2); до 4,5 МПа (45 кгс/см^2) включительно – на $P_y = 6{,}4$ МПа (64 кгс/см^2). Изготовление крепежа фланцев из сталей более низкого качества, чем Ст5, запрещается.

Замена плоских фланцев на внешних маслопроводах систем смазки и регулирования ранее установленных турбин фланцами с выступом и впадиной или с шипом и пазом производится в сроки, утверждаемые энергетическим управлением.

Для выпущенных ранее типов турбин, у которых фланцы корпусов узлов системы регулирования не имеют соответствующих посадочных поверхностей и выполнение таких поверхностей невозможно, в порядке исключения допускается сохранение плоских фланцев с установкой на них плотных кожухов с дренажем или установкой на разъеме фланцевого соединения уплотнительных хомутов с резиновыми прокладками по периферии фланцев.

Места подключения (ниппельные, фланцевые и др.) к картерам и сборочным единицам системы регулирования должны изготавливаться на заводах – изготовителях турбин.

Рабочие чертежи опор маслопроводов должны разрабатываться турбинными заводами. Трасса маслопроводов должна иметь достаточную самокомпенсацию и не иметь линзовых компенсаторов.

2. Внешние напорные маслопроводы, находящиеся в зоне горячих поверхностей, заключить в специальные плотные защитные короба из листовой стали толщиной не менее 3 мм. Нижняя часть коробов должна иметь уклон для стока масла в сборную трубу диаметром не менее $D_y = 75$ мм, соединенную с емкостью аварийного слива масла, независимо от коллектора аварийного слива.

Короба изготавливаются в соответствии с чертежами заводов–изготовителей турбины; в случае отсутствия таких чертежей изготовление коробов производится по месту в соответствии с чертежами типовых конструкций уплотнений мест прохода труб, разрабатываемыми ХФ ЦКБ Главэнергоремонта.

При капитальных ремонтах короба должны проверяться на плотность заполнением водой.

3. Маслопроводы внезащитных коробов отделить от горячих поверхностей защитными экранами, а их фланцевые и другие соединения (тройники и др.) заключить в специальные кожухи с отводом дренажа в безопасное место. Кожухи фланцевых соединений должны охватывать фланцы, сварные швы и участки трубы длиной 100–120 мм от сварного шва. По мере перехода на гидродинамический способ очистки маслосистемы рекомендуется уменьшать количество наружных фланцевых соединений.

4. Для аварийного слива масла из маслосистем турбоагрегатов на всех электростанциях предусмотреть специальные емкости, позволяющие произвести опорожнение наибольшей по объему маслосистемы.

5. Трубопроводы и арматуру аварийного слива масла установить вне зоны возможного горения масла. Сечение сливного трубопровода должно обеспечивать слив масла из маслосистемы в течение 10–15 мин, но его диаметр должен быть не более 350 мм.

6. Имеющиеся в маслосистеме соединения с помощью накидных гаек или муфт проверять на плотность. В случае недостаточной надеж-

ности такие соединения заменить фланцевыми с учетом требования п. 1 данного директивного материала.

7. Все горючие поверхности, расположенные вблизи маслопроводов, тщательно изолировать. Поверхность изоляции опасных участков должна быть оклеена стеклотканью с помощью раствора жидкого стекла и обшита листовой сталью или алюминием для предохранения ее от пропитывания маслом.

8. Игольчатые вентили, дроссели настройки и другие устройства, устанавливаемые для изменения расхода масла в системах защиты, регулирования и смазки, должны иметь ограничители предельного открытия.

9. Внутри масляных баков не должно быть электрических контактов и реле сигнализации.

МЕРОПРИЯТИЯ ПРИ МОНТАЖЕ И РЕМОНТЕ МАСЛОПРОВОДОВ

1. После приварки фланцев к маслопроводам их уплотняющие поверхности проверить по контрольным плитам и при необходимости пришабрить. Параллельность уплотняющих поверхностей проверить пластинчатым щупом; отклонение не должно превышать 0,2 – 0,3 мм.

Прокладки для фланцевых соединений изготовить в соответствии с типом фланцев и рекомендациями заводов – изготовителей турбин, в случае отсутствия рекомендаций – из электротехнического картона (прессшпана):

для напорных маслопроводов регулирования толщиной не более 0,4 мм;

для напорных маслопроводов смазки толщиной не более 0,7 мм;

для сливных маслопроводов толщиной 1 – 1,5 мм.

Замена прокладочных материалов, рекомендуемых заводами-изготовителями, не допускается без согласования с последними.

2. При сварке стыков маслопроводов применять аргонодуговую сварку, обеспечивающую хорошее качество сварных швов без подкладных колец.

В виде исключения допускается электродуговая сварка маслопроводов, выполняемая дипломированными сварщиками согласно «Руководящим техническим материалам по сварке, термообработке и контролю трубных систем котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте оборудования тепловых электростанций (РТМ-1С-73)» («Энергия», 1975).

Качество сборки стыков маслопроводов должно отвечать правилам Госгортехнадзора. Качество монтажных сварных соединений должно проверяться методом ультразвуковой дефектоскопии; документация на заводские сварные соединения должна быть представлена заводом – изготовителем турбины.

Приемка маслопроводов должна производиться в соответствии с требованиями СНиП III-Г от 10/IV 1967 г.

3. После монтажа и разборки всю систему маслопроводов, а после ремонтно-сварочных работ – соответствующие участки тщательно очистить, промыть и опрессовать в собранном виде при давлении, превышающем рабочее в 1,5 раза или указанном заводом – изготовителем турбины.

4. После монтажа или капитального ремонта произвести проверку работы маслосистемы на холостом ходу и при полной нагрузке, а так-

же в режимах работы с включенными отборами для турбин с регулируемыми отборами пара. Все замеченные недостатки устранить до сдачи турбоагрегата в эксплуатацию и сделать об этом соответствующую запись в формуляре..

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

1. При работающем масляном насосе запретить проведение работ на маслопроводах и сборочных единицах системы регулирования, за исключением работ по замене манометров и наладочных работ по специальной программе, утвержденной главным инженером электростанции.

2. В случае возникновения чрезмерной или опасной вибрации маслопроводов, пульсации давления масла и гидравлических ударов, угрожающих плотности маслосистемы, турбоагрегат аварийно остановить, выявить и устранить причины нарушений в работе маслосистемы.

Маслопроводы и другие сборочные единицы маслосистемы тщательно осмотреть и подвергнуть гидравлической опрессовке при давлении, превышающем рабочее в 1,5 раза или указанном заводом – изготовителем турбины.

3. При воспламенении масла, вызванном нарушением плотности маслосистемы, и невозможности немедленно ликвидировать пожар имеющимися у машинистов средствами турбину остановить автоматом безопасности со срывом вакуума при отключенных рабочем, резервном и аварийном масляных насосах смазки; снабжение уплотняющих подшипников системы водородного охлаждения генератора маслом производить их масляными насосами вплоть до полного вытеснения водорода из системы.

4. Аварийный слив масла из масляного бака производить в исключительных случаях для локализации пожара после вытеснения водорода из системы водородного охлаждения генератора; в схемах маслоснабжения уплотнений генератора с демпферными баками аварийный слив производить до окончания вытеснения водорода с учетом времени, в течение которого будет происходить снабжение уплотнений генератора от демпферного бака. Это время, определяемое емкостью демпферных баков, должно быть внесено в местные противоаварийные инструкции.

4.8. Предотвращение заражения конденсата кислородом в схеме турбоустановки на участке конденсатор – деаэратор

Надежность работы тепловых электростанций в значительной степени зависит от совершенства подготовки и поддержания качества питательной воды. Поэтому при эксплуатации необходимо соблюдать ряд мер по предотвращению ухудшения качества воды при ее движении по пароводяному тракту.

Одним из участков пароводяного тракта на электростанции, на котором могут создаваться условия, ухудшающие качество конденсата (питательной воды), является участок конденсатор – деаэратор. При наличии в воде после конденсатора коррозионно-активных газов, в частности кислорода, трубопроводы и оборудование, расположенные на участке от конденсатора до деаэратора, подвергаются коррозии. Продукты коррозии, выносимые в деаэратор, а оттуда в котел, от-

кладываясь на поверхностях нагрева, создают предпосылки для их повреждения.

Проверка деаэрирующей способности конденсаторов современных турбин показала, что большинство конденсаторов обеспечивает в широком диапазоне их паровых нагрузок, даже при низких температурах охлаждающей воды, глубокую деаэрацию, практически удовлетворяющую установленным ПТЭ нормам по содержанию кислорода в конденсате.

На повышение содержания кислорода в конденсате отработавшего пара оказывают влияние присосы воздуха в паровую часть конденсатора через разъемы цилиндра низкого давления, через неудовлетворительно работающие концевые уплотнения турбины и др. При хорошей деаэрирующей способности конденсатора и достаточной производительности эжектора умеренные присосы практически не оказывают влияния на повышение содержания кислорода в конденсате. Однако при низких паровых нагрузках конденсатора (ниже 50%) и при низкой температуре охлаждающей воды (ниже 5—7 °С) чрезмерные присосы воздуха вызывают ухудшение условий деаэрации в конденсаторе и повышение содержания кислорода в выходящем из конденсатора конденсате.

Конденсат греющего пара вакуумных ПНД может заражаться кислородом при неудовлетворительной организации отсоса неконденсирующихся газов из корпуса подогревателя.

Наиболее опасным в отношении активного заражения конденсата кислородом воздуха являются присосы воздуха в трубопроводы конденсата, т. е. непосредственно в воду.

Заражение основного конденсата, прошедшего деаэрацию в конденсаторе, может происходить:

при подводе в конденсатосборник под уровень конденсата различных потоков зараженного кислородом конденсата (дренаж греющего пара ПНД, дренаж из холодильников эжекторов, из сальникового подогревателя, подвод добавочной химически очищенной воды, конденсат от уплотнений питательных насосов, конденсат от системы охлаждения электродвигателя ПЭН и др.);

через неплотности всасывающего тракта конденсатных насосов и корпусов самих насосов;

через неплотности всасывающего тракта и корпусов сливных насосов, откачивающих в линию основного конденсата дренаж греющего пара из вакуумных ПНД.

Таким образом, для обеспечения высокого качества конденсата главным требованием является высокая воздушная плотность вакуумной системы турбоустановки.

С целью поддержания высокого качества конденсата на тракте от конденсатора до деаэратора предлагается:

1. Перенести все вводы дренажей, зараженных кислородом, из конденсатосборника в нижнюю часть парового пространства конденсатора, но в место выше максимального эксплуатационного уровня конденсата.

Выбор места ввода зависит от конструкции трубного пучка конденсатора: ввод должен быть осуществлен в то место корпуса конденсатора, где имеется достаточное расстояние до крайних рядов охлаждающих трубок, через трубу с дефлектором для исключения непосредственного попадания струи конденсата на трубки с одновременным обеспечением разбрызгивания конденсата для лучшей его деаэрации в конденсаторе.

2. Тщательно обследовать все сварные соединения на участке конденсатосборник – конденсатный насос и на трубопроводах дренажа греющего пара от ПНД к сливным насосам и ликвидировать все выявленные неплотности.

3. Во все фланцевые соединения трубопроводов конденсата, находящиеся под вакуумом, установить прокладки из мягкой резины толщиной 4–6 мм.

4. Заменить задвижки на всасывающей линии конденсатных и сливных насосов специальной вакуумной арматурой или герметизировать уплотнение штоков существующих задвижек. Для этого необходимо:

а) выполнить гидравлические уплотнения штоков с подводом в фонарь уплотнения конденсата под давлением 0,5–0,6 МПа (5–6 кгс/см^2).

Для задвижек с вертикальным расположением штока допускается установка ванн, охватывающих место уплотнения штока, с постоянным подводом воды, обеспечивающим неизменный уровень конденсата в ванне;

б) установить на клинкеты задвижки запорное резиновое кольцо толщиной 10–15 мм, обеспечивающее герметичность входного отверстия узла сальника при полностью открытой задвижке и позволяющее вести перенабивку сальника на работающем оборудовании;

в) установить в уплотнения штока вместе с обычной сальниковой набивкой резиновые кольца (по обе стороны фонаря гидроуплотнения).

5. Уплотнить разъемы конденсатных и сливных насосов.

6. Проверить состояние концевых гидравлических уплотнений конденсатных и сливных насосов, обеспечив поступление в достаточном количестве уплотняющей воды к сальнику.

7. Для проверки плотности корпуса конденсатных насосов смонтировать байпасы на обратных клапанах насосов. Периодически производить опрессовку насосов давлением конденсата при закрытой задвижке на всасывающей линии.

8. На всех ПНД, находящихся в нормальной эксплуатации под вакуумом, в зависимости от типа и размеров подогревателя установить устройства для отсоса неконденсирующихся газов. Такие устройства должны быть выполнены на всех ПНД, не имеющих по конструкции трубного пучка специально организованного отсоса воздуха.

Конструктивная разработка устройства производится по месту.

Для эффективного удаления газов из ПНД необходимо на высоте около 150 мм от нормального уровня конденсата установить кольцевой коллектор отсоса с отверстиями по внутренней образующей; отвод газов из коллектора производить в конденсатор.

Каскадный ввод дренажа греющего пара верхнего (по давлению) ПНД должен осуществляться под уровень конденсата через барботажную трубу, что способствует лучшей дегазации конденсата.

9. Не допускать понижения давления после конденсатоочистки ниже атмосферного.

10. Для обеспечения бескоррозионного режима на участке конденсатор – деаэратор в процессе эксплуатации оборудования вести контроль за содержанием кислорода в конденсате.

При обнаружении повышенного содержания кислорода в конденсате должны быть проверены все сборочные единицы, подвергавшиеся герметизации в процессе наладки, и приняты меры по ликвидации мест присосов.

4.9. Повышение надежности систем теплоснабжения

Анализ аварий и повреждений, происшедших в системах теплоснабжения ряда энергосистем, показывает, что основными причинами их возникновения являются:

наружная коррозия труб;

применение для магистральных тепловых сетей некачественных труб;

эксплуатация баков-аккумуляторов без антикоррозионной защиты или с малоэффективной защитой;

низкое качество сварных соединений труб и баков-аккумуляторов;

неудовлетворительное качество подпиточной воды, подаваемой в тепловую сеть, и недостаточная мощность подпиточных устройств с системах теплоснабжения, особенно с непосредственным водоразбором.

В целях предотвращения аварий и повышения надежности работы водяных тепловых сетей энергетическим управлениям, предприятиям тепловых сетей и электростанциям предлагается:

1. Ежегодно осуществлять повсеместную проверку состояния систем попутного и сбросного дренажей и разрабатывать мероприятия по искусственному снижению уровня и отводу грунтовых вод, а также по восстановлению строительных конструкций тепловых сетей.

2. Соблюдать строгое выполнение условий на антикоррозионную защиту трубопроводов тепловых сетей.

Защиту от коррозии следует производить в соответствии с «Инструкцией по защите тепловых сетей от электромеханической коррозии» (Ведомственные строительные нормы) (Стройиздат, 1975).

3. Обеспечивать своевременный контроль за соответствием материала и технических условий на трубы, из которых изготавливаются трубопроводы тепловых сетей, принятым в проектах. Отклонения от проектных решений допускаются при условии согласования их с ВТИ им. Ф. Э. Дзержинского и проектной организацией.

4. Запретить приемку в эксплуатацию тепловых сетей от строительно-монтажных организаций без проверки сварных стыков физическими методами контроля и без просмотра паспортов сварщиков. Объем контроля за монтажными сварными стыками должен соответствовать «Правилам производства и приемки работ» (СНиП III-30–74).

5. Запретить в системах с непосредственным водоразбором подключение нагрузки горячего водоснабжения, превышающей производительность водоподготовительных устройств, с тем чтобы исключить подпитку тепловой сети необработанной и недеаэрированной водой.

6. Для надежной работы баков-аккумуляторов необходимо:

а) производить осмотр баков и контроль коррозионного износа металла согласно § 26.7 ПТЭ (13-е издание).

При нарушении или отсутствии антикоррозионного покрытия наружной поверхности бака восстановление производится окраской поверхности в два слоя краской БТ-177 (ГОСТ 5631–70) с применением грунтовки ГФ-020 (ГОСТ 4056–63) или другими стойкими антикоррозионными покрытиями.

При нарушении или отсутствии антикоррозионного покрытия внутренней поверхности бака восстановление ведется лаком этиноль (ТУ 1267–57 Министерства нефтяной промышленности СССР) или другими антикоррозионными составами согласно «Перечню новых материалов и реагентов, разрешенных Главным санитарно-эпидемиологи-

ческим управлением Министерства здравоохранения СССР для применения в практике хозяйственно-питьевого водоснабжения» (1972).

Для предварительного удаления продуктов коррозии можно использовать преобразователь № 3, состоящий из 90 частей по массе 40%-ной ортофосфорной кислоты и 10 частей по массе цинка;

б) выбирать сечение вестовых труб, обеспечивающее свободное поступление в бак воздуха, исключающее образование в баке вакуума при откачке воды;

в) подключение всех трубопроводов, за исключением дренажного, производить к вертикальным стенкам баков с установкой необходимых компенсирующих устройств на расчетную осадку бака;

г) вынести управление задвижками в зоны, доступные для обслуживания и не затопляемые при аварии на баках. Задвижки располагать таким образом, чтобы в случае аварии на одном из баков было обеспечено оперативное отключение остальных параллельно работающих емкостей;

д) оборудовать баки местными и дистанционными устройствами для измерения уровня воды в них;

е) устанавливать переливную трубу на отметке максимального заполнения емкости.

Пропускная способность переливной трубы должна быть не менее пропускной способности всех труб, подводящих воду к баку. При этом следует иметь в виду, что сливная труба безнапорная, а подающие трубы могут быть напорными.

В случае если проектом не учтена масса тепловой изоляции бака, отметка врезки переливной трубы определяется с учетом недолива бака на значение, по массе равное массе тепловой изоляции;

ж) составить паспорт и журнал на каждый находящийся в эксплуатации бак. Паспорт составляется по форме приложения 2 СНиП III-В.5—62 «Металлические конструкции. Правила изготовления, монтажа, приемки». В журнал заносятся результаты проводимых обследований, испытаний, ремонтов и нивелировки баков;

з) обеспечивать постоянный технический надзор за монтажом и ремонтом баков. При этом:

испытание и приемку в эксплуатацию баков из монтажа производить в соответствии со СНиП III-В.5—62 «Металлические конструкции», разд. IV, гл. 4; в целях проверки качества основания и неравномерности осадок после спуска воды произвести повторное нивелирование по периметру бака, при этом отметки измерять не менее чем в восьми точках с интервалом не более 6 м;

во избежание неравномерных осадок песчаного основания баков их эксплуатация недопустима без наличия дренажных устройств для отвода поверхностных и грунтовых вод;

при приемке днищ и баков производить 100%-ный контроль всех сварных соединений;

при приемке баков эксплуатирующему предприятию передается по списку вся техническая и исполнительная документация, в том числе журналы и акты по устройству основания, выполнению сварочных и антикоррозионных работ, а также паспорт.

4.10. Об устранении недопустимых поворотов опоры подшипника № 2 турбин К-300-240 ХТГЗ

На ряде электростанций у турбин К-300-240 ХТГЗ имели место случаи расцентровки роторов высокого и среднего давления и задевания ротора о гребни верхних обойм переднего концевого уплотнения ЦВД вследствие поворота опоры подшипника №2, что снижает надежность и экономичность работы турбин.

Исследования, проведенные ПО Союзтехэнерго, ХТГЗ, ХО ТЭП на Змиевской, Криворожской и Ставропольской ГРЭС, показали, что на турбоагрегатах в процессе длительной эксплуатации при пуске и останове турбин наблюдается поворот опорной плиты ригеля фундамента и опоры подшипника №2 до 3–3,5 мм/м; причины этого:

перекос продольных шпонок опоры и их заклинивание вследствие деформации в процессе эксплуатации чугунной опорной плиты;

дополнительные вертикальные и горизонтальные усилия, передаваемые опорой подшипника №2 на ригель при неравномерном нагреве и росте стоек фундамента до 3–5 мм;

задевание в отдельных случаях на турбинах (заводской №1–38) вертикальной шпонки ЦСД за продольную шпонку опоры;

снижение в 1,5–2 раза жесткости железобетонного ригеля фундамента при его неравномерном нагреве в период эксплуатации до 100–200 °С (допуск + 50 °С); тепловые деформации ригеля, приводящие к дополнительному перекосу опоры подшипника до 0,5–0,8 мм/м. Недопустимо высокие температуры в зоне расположения ригеля под опорой подшипника №2 на ряде турбоагрегатов возникают вследствие утечек пара из уплотнений и неплотности разъемов в районе камер уплотнений и фланцев подсоединения паровпускных паропроводов к ЦСД, а также недостаточной теплоизоляции паропроводов отсоса пара из уплотнений.

Для повышения надежности турбоагрегатов и их фундаментов предлагается:

1. Энергетическим управлениям на всех электростанциях, эксплуатирующих турбины К-300-240 ХТГЗ, при проведении очередных ремонтов турбин обеспечить внедрение следующих мероприятий:

а) выполнить систему смазки поверхности скольжения опоры подшипника №2 по чертежам ХТГЗ №1411/300–1415/300;

б) выполнить установку разгрузочных стоек на опоре подшипника №2 по чертежу ХТГЗ №65/Л13;

в) произвести экранирование опоры подшипника №2 по чертежам ХТГЗ №1416/300 и 1417/300;

г) выполнить установку вертикальных Г-образных осевых шпонок между корпусами ЦСД, ЦВД и опорой подшипника №2 с зазором 0,05 мм;

д) произвести проверку состояния продольных шпонок опоры подшипника № 2 с доведением суммарных боковых зазоров до 0,12–0,15 мм;

е) выполнить экранирование ригеля под опорой подшипника №2 по чертежу ХО ТЭП;

ж) произвести проверку теплового состояния ригеля под опорой подшипника №2, теплоизоляции паропроводов и турбины в этой зоне, устранить выявленные протечки пара из концевых уплотнений и неплотности разъемов;

з) обеспечить организацию контроля за поворотом и перемещением опоры подшипника №2 при пусках и остановах турбин.

2. ПО Союзтехэнерго оказать необходимую помощь электростанциям в организации контроля за деформациями ригеля фундамента и определении эффективности мероприятий по устранению недопустимых поворотов опоры подшипника №2 турбин К-300-240 ХТГЗ.

4.11. Об эксплуатации турбин К-50-90, К-100-90, ПТ-60-90/13 со сниженной до 515 °С температурой свежего пара перед турбиной

С целью предотвращения аварийных разрушений гибов станционных паропроводов на параметры 10 МПа (100 кгс/см^2), 540 °С временно, до их замены, температура пара снижена до 520 °С. ПО «Ленинградский металлический завод» в связи с этим разрешило временно эксплуатацию турбин К-50-90, К-100-90 и ПТ-60-90/13 при начальных температурах свежего пара 515 °С.

При этом предельные значения допустимых давлений в камерах регулирующих ступеней и отборов могут быть сохранены без изменений такими, как при температуре пара 535 °С.

В связи с повышением влажности пара в частях низкого давления в результате снижения начальной температуры пара необходимо вести тщательное наблюдение за эрозионным износом элементов проточной части последних ступеней указанных турбин.

Предлагается главным инженерам электростанций при переводе турбин на работу с пониженной температурой свежего пара руководствоваться данными указаниями ПО ЛМЗ.

4.12. Об эксплуатации турбинного масла ТСкп-30 с композицией присадок, выпускаемого Новогорьковским нефтеперерабатывающим заводом по ТУ-38-1-01-195 – 72

Масло ТСкп-30 является дистиллятным углубленной селективной очистки, с улучшенными эксплуатационными свойствами, изготовляется из восточных сернистых нефтей. Улучшение его эксплуатационных свойств достигается благодаря введению композиции, содержащей следующие присадки:

антиокислительную ДБК – 0,5%;
антиржавийную В-15/41 – 0,02%;
деэмульгирующую дипроксамин Д-157 – 0,02%;
противоизносную ДФ-11 – 0,5%;
антипенную ПМС-200А – 0,003%.

Масло ТСкп-30 предназначено для гидравлических турбин, на которых применяется масло с вязкостью 30 сСт при температуре 50 °С.

Впредь до выпуска специальной инструкции электростанциям при использовании масла ТСкп-30 следует руководствоваться следующим:

1. Поступившее на электростанцию масло должно иметь паспорт.

2. До слива из цистерны масло должно подвергаться испытанию на вязкость, кислотное число, температуру вспышки, прозрачность, ре-

акцию водной вытяжки, время деэмульсации, содержание воды и механических примесей. Все показатели должны соответствовать нормам ТУ 38-1-01-195 – 72, реакция водной вытяжки должна быть нейтральной.

3. В случае несоответствия качества поступившего масла ТУ 38-1-01-195 – 72, а также кислой или щелочной реакций водной вытяжки масло не принимается и должен составляться рекламационный акт, который направляется Главнефтеснабу и Новогорьковскому нефтеперерабатывающему заводу.

Принятое масло должно храниться в отдельном сухом, закрытом резервуаре.

4. Масло имеет кислотное число до 0,5 мг КОН, что объясняется кислотным характером антиржавийной и особенно противоизносной присадок.

5. Учитывая, что противоизносная и антиржавийная присадки могут поглощаться сорбентами, их использование для масла ТСкп-30 не допускается. Сорбенты могут быть применены только для восстановления отработавшего, слитого из оборудования масла.

6. Масло ТСкп-30 рекомендуется использовать, не смешивая его с маслами других марок (ГОСТ 9972 – 74 и др.).

При наличии на электростанции нескольких агрегатов оставшееся масло старых марок рекомендуется сосредоточить на некоторых из них. Слитое эксплуатационное масло старых марок следует использовать только для доливок в масляные системы агрегатов, работающих на этих маслах.

В исключительных случаях допускается смешение масла ТСкп-30 с эксплуатационными маслами других марок. Однако при этом необходимо, чтобы стабильность смеси масел была не ниже стабильности масла, обладающего худшим показателем. При определении стабильности смеси проба масла должна быть составлена в том же соотношении, в каком эти масла будут смешиваться в эксплуатации.

7. Способы хранения, транспортировки и подготовки к эксплуатации масла ТСкп-30 те же, что и для масел по ГОСТ 9972 – 74 и др. При его длительном хранении следует периодически (не реже 1 раза в 6 мес) проверять наличие осадка на дне резервуара. При наличии осадка масло сливают, очищают на центрифуге и подвергают испытанию на антикоррозионные свойства по методу, приведенному в ТУ 38-1-01-195 – 72.

8. Перед заливкой масла необходимо очищать масляные системы от шлама и ржавчины, которые могут адсорбировать антиржавийную присадку с образованием липкого осадка, засоряющего фильтры и систему регулирования.

9. Фильтры масляной системы агрегата после заливки масла следует чистить не реже 1 раза в 2 дня до достижения полной прозрачности масла и отсутствия механических загрязнений.

10. В процессе эксплуатации масла контроль за его состоянием следует осуществлять с соответствии с ПТЭ.

11. В первый год эксплуатации масла необходимо особое внимание обращать на наличие механических примесей (по состоянию масляных фильтров и внешнему виду пробы масла).

При появлении механических примесей масло должно быть очищено на центрифуге или, если масло не обводнено, на фильтр-прессе.

Рекомендуется подключение к масляной системе на постоянную работу адсорберов, собранных с двойным войлочным фильтром, без загрузки их силикагелем.

12. Контроль деэмульгирующей способности масла следует проводить путем наблюдения за его состоянием непосредственно в рабочих условиях по скорости отстоя воды в пробах масла.

13. По всем вопросам, связанным с эксплуатацией масла ТСкп-30, следует обращаться в ПО Союзтехэнерго.

РАЗДЕЛ ПЯТЫЙ
ТРУБОПРОВОДЫ И АРМАТУРА

5.1. Предотвращение случаев установки на паропроводах высокого давления деталей из марок сталей, не соответствующих проекту

Согласно «Руководящим техническим материалам по сварке, термообработке и контролю трубных систем котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте оборудования тепловых электростанций» (РТМ-1С – 73) («Энергия», 1975) все вновь устанавливаемые детали энергетического оборудования независимо от наличия сертификата, маркировки и предстоящего срока эксплуатации, предназначенные для работы при температуре выше 450 °С, должны подвергаться обязательному спектральному анализу с помощью стилоскопа.

Несмотря на это, на отдельных электростанциях наблюдаются случаи пуска оборудования в эксплуатацию без предварительного 100%-ного стилоскопирования деталей паропроводов высокого давления. В ряде случаев не оформляется необходимая документация о проведении анализа или в ней не приводятся данные о количестве проверенных деталей и результатах анализа; отсутствует надлежащий контроль за маркировкой устанавливаемых деталей паропроводов при монтаже.

В целях предотвращения установки труб и деталей из углеродистой стали вместо легированной на паропроводах высокого давления предлагается:

1. При приемке от монтажной организации вновь смонтированного оборудования проверять наличие документации о результатах стилоскопирования металла всех деталей паропроводов. Без такого документа паропроводы высокого давления в эксплуатацию не принимать.

2. При выявлении деталей, имеющих нечеткую маркировку, установить точную марку стали и назначение детали. В случаях обнаружения неправильной маркировки деталей предъявлять заводу-изготовителю рекламации. Требовать от заводов-изготовителей поставки элементов паропроводов со специальной окраской концов каждого элемента.

3. При монтаже паропроводов проверять соответствие клейма завода-изготовителя чертежам проектной организации.

4. При монтаже оборудования лабораториям металлов и сварки вести контроль за соответствием металла поставляемых деталей паропроводов условиям поставки, а также следить за своевременным проведением 100%-ного их стилоскопического анализа.

5. Пуск оборудования в эксплуатацию проводить только после получения заключения лаборатории металлов, обслуживающей данную

электростанцию, о результатах проведенных работ по контролю качества металла (соответствие металла условиям поставки, стилоскопический анализ металла, качество сварных соединений и др.).

6. Проверять наличие на электростанциях запасных труб, их состояние и условия хранения, а также соответствие сертификатных данных запасных труб требованиям технических условий поставки.

7. Оформлять техническую документацию при приемке паропроводов из монтажа и в процессе эксплуатации в соответствии со следующими инструктивными и руководящими материалами:

«Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды», «Недра», 1970;

«Инструкция по монтажу трубопроводов пара и воды на тепловых электростанциях», Информэнерго, 1976;

«Руководящие технические материалы по сварке, термообработке и контролю трубных систем котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте оборудования тепловых электростанций» (РТМ-1С–73), «Энергия», 1975;

«Правила контроля сварных соединений трубных систем котлоагрегатов и трубопроводов тепловых электростанций», ЦНИИТмаш, 1967;

«Основные положения по ультразвуковой дефектоскопии сварных соединений котлоагрегатов и трубопроводов тепловых электростанций» (ОП №501 ЦД-75), СПО Союзтехэнерго, 1978;

Строительные нормы и правила. СНиП III-Г.9–62, Стройиздат, 1964;

«Инструкция по контролю за тепловыми перемещениями паропроводов электростанций», СЦНТИ ОРГРЭС, 1972;

«Руководство по ремонту трубопроводов тепловых электростанций», СЦНТИ ОРГРЭС, 1974;

«Инструкция по наблюдению и контролю за металлом трубопроводов и котлов», СЦНТИ ОРГРЭС, 1970;

«Временные руководящие указания по объему и порядку проведения входного контроля металла энергооборудования с давлением 140 ата и выше до ввода его в эксплуатацию», СЦНТИ ОРГРЭС, 1969;

«Методические указания по проведению спектрального анализа металла деталей энергетических установок с помощью стилоскопа», СЦНТИ ОРГРЭС, 1969.

5.2. Предупреждение образования трещин на паропроводах вследствие попадания в них конденсата из дренажных и импульсных линий и отводов на предохранительные клапаны

На ряде электростанций неоднократно происходили повреждения паропроводов свежего пара и промперегрева, вызванные попаданием в них конденсата из дренажных, байпасных, импульсных линий и отводов на предохранительные клапаны.

При осмотре поврежденных участков паропроводов в основном металле были выявлены сквозные трещины, располагающиеся радиально у отверстия дренажа, а также поперечные трещины на некотором расстоянии от места врезки дренажа в паропровод. При расположении дренажной запорной арматуры на значительном расстоянии от

места врезки в основной трубопровод в дренажной линии накапливался конденсат, который периодически забрасывался в паропровод при колебании в нем давления.

Забросы воды вызывали резкие колебания температуры металла паропровода, приводившие к образованию трещин, развивающихся со временем до сквозных.

Аналогичные повреждения имели место на паропроводах после промежуточного пароперегревателя в месте приварки трубы отсоса от штоков клапана БРОУ.

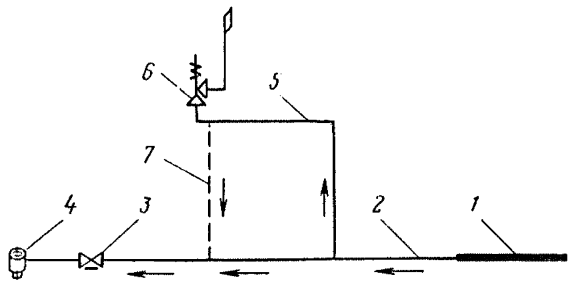


Рис. 5.1. Принципиальная схема прогрева тупиковых участков паропроводов.

1 – коллектор котла; *2* – магистральный паропровод; *3* – паровая задвижка; *4* – стопорный клапан турбины; *5* – паропровод к предохранительному клапану; *6* – предохранительный клапан; *7* – линия прогрева паропровода предохранительного клапана (шунтирующая вентиляционная перемычка) диаметром не менее D_y50 мм.

На ряде электростанций по этой же причине происходили повреждения паропроводов и перепускных труб от защитных клапанов ЦСД к регулирующим клапанам вблизи мест приварки к ним дренажных трубопроводов.

Во всех случаях повреждения были вызваны резкими колебаниями температуры и перенапряжением металла при выбросе конденсата из дренажных трубопроводов.

Характерным признаком резких теплосмен в металле является сетчатое растрескивание металла на внутренней поверхности паропровода.

Имели место случаи повреждения паропроводов промперегрева и свежего пара вблизи мест приварки байпасных линий и отводов на предохранительные клапаны. Повреждения проявлялись в виде поперечных (кольцевых) трещин, а также сетки трещин в основном в нижней части трубопроводов. На отдельных электростанциях они послужили причиной вынужденных остановов блоков.

Подобные трещины выявились в паропроводах промперегрева диаметром 426 × 17 мм блоков 200 МВт вблизи мест присоединения штуцеров импульсных линий к манометрам. Помимо поперечных сквозных трещин, расположенных на расстоянии 60–100 мм от места врезки штуцера импульсной линии, в этой зоне была также сетка трещин на внутренней поверхности.

Все рассмотренные повреждения паропроводов имели одну об-

щую причину – попадание в паропроводы конденсата с сопутствующим местным резким охлаждением металла паропровода.

Для предотвращения указанных повреждений паропроводов предлагается:

1. Устанавливать индивидуальные запорные вентили на каждой дренажной линии вблизи места ее присоединения к паропроводам (на расстоянии не более 250–300 мм от паропровода). Штуцер перед вентилем должен быть расположен в слое тепловой изоляции паропроводов. Арматура и дренажные линии должны быть тщательно изолированы.

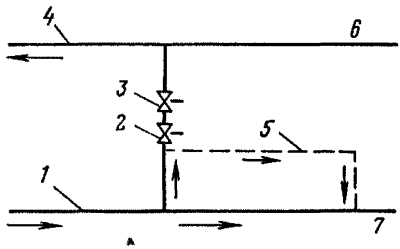


Рис. 5.2. Принципиальная схема прогрева отключенного участка байпаса промперегрева.

1 – магистраль горячего промперегрева; *2* – пусковой байпас; *3* – паровые задвижки; *4* – магистраль холодного промперегрева; *5* – линия прогрева байпаса промперегрева (вентиляционная перемычка) диаметром не менее D_y 50 мм; *6* – пар к котлу; *7* – пар к турбине.

2. Выполнять постоянно действующие трубопроводы прогрева тупиковых участков с расположением отводов (подводов) греющего пара вблизи предохранительных клапанов или БРОУ и использованием тепла греющего пара в тепловой схеме электростанции. В каждом отдельном случае диаметр отвода (подвода) греющего пара и место сброса пара в зону более низкого давления (или место его отбора из зоны более высокого давления) должны быть выбраны исходя из условий, что температура тупикового участка превысит температуру насыщения при рабочем давлении не менее чем на 100 °С (рис. 5.1 и 5.2).

3. Выполнять во время капитальных ремонтов ультразвуковой контроль участков паропроводов, в которые по указанным причинам может попадать конденсат.

5.3. О методическом руководстве ВТИ и Союзтехэнерго лабораториями и службами металлов и сварки

В целях осуществления методического руководства лабораториями металлов энергосистем и электростанций, предусмотренного Приказом Минэнерго СССР от 27 марта 1970 г. № 50, Главтехуправление возложило:

1. На ВТИ им. Ф. Э. Дзержинского – научно-техническое руководство работами, проводимыми лабораториями и службами металлов и сварки по следующим направлениям:

исследование и эксплуатационное опробование новых марок сталей энергооборудования в соответствии с установленными требованиями;

выдача рекомендаций о целесообразности массового внедрения новых металлов и технологических процессов изготовления деталей оборудования;

проверка критериев надежности свойств металла и сварки;

анализ и обобщение тяжелых аварийных случаев останова энергетического оборудования из-за дефектов металла и сварки;

координация работ по эксплуатационной надежности металла энергооборудования, проработавшего расчетный срок (100 тыс. ч и более);

выработка рекомендаций по увеличению сроков службы энергооборудования до 200 тыс. ч.

2. На производственное объединение Союзтехэнерго:

разработка и выдача рекомендаций по методикам контроля за состоянием металла в процессе эксплуатации и входного контроля за металлом монтируемого оборудования;

оказание технической помощи электростанциям по внедрению новых методов контроля металла и сварки;

выдача рекомендаций электростанциям на основе обобщения и анализа повреждений теплоэнергетического оборудования;

периодические выезды на электростанции для оценки правильности установления причин повреждений и для консультаций;

оказание технической помощи электростанциям при анализе причин повреждений металла энергооборудования;

организация и проведение специализированных семинаров работников лабораторий и служб металлов и сварки энергосистем, электростанций, производственно-ремонтных предприятий и ремонтных организаций Главэнергоремонта.

3. На главных инженеров районных энергоуправлений и электростанций:

выполнение лабораториями и службами металлов и сварки рекомендаций ВТИ и ПО Союзтехэнерго, относящихся к их деятельности и изложенных выше;

представление лабораториями и службами металлов и сварки годовых отчетов о повреждениях оборудования в ПО «Союзтехэнерго».

5.4. О повышении надежности гибов необогреваемых труб котлов и паропроводов

Минэнерго СССР и Минэнергомашем по согласованию с Госгортехнадзором СССР выпущен ряд документов, определяющих порядок и объем контроля гибов в процессе изготовления, монтажа и эксплуатации оборудования.

В целях повышения эксплуатационной надежности гибов необогреваемых труб котлов и паропроводов главным инженерам РЭУ и электростанций руководствоваться следующими положениями:

1. «Решение по повышению надежности гибов необогреваемых котельных труб и паропроводов на рабочее давление 100 и 140 кгс/см^2» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1973) распространяется на оборудование, изготовленное до 1973 г. включительно.

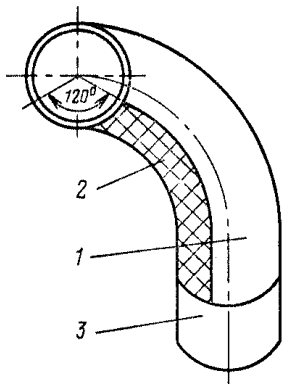


Рис. 5.3. Эскиз гиба с расположением контролируемой поверхности.

1 – контролируемая поверхность; *2* – неконтролируемая поверхность (заштрихованная область); *3* – линия сопряжений гнутого участка с прямой трубой.

Гибы необогреваемых котельных труб и паропроводов, изготовленные позже 1973 г., должны контролироваться в соответствии с «Временными руководящими указаниями по объему и порядку проведения входного контроля металла энергооборудования с давлением 140 ата и выше до ввода его в эксплуатацию» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1969).

2. Контролю (внешнему осмотру, УЗК и измерению овальности) подлежат все гибы необогреваемых труб и паропроводов с наружным диаметром 76 мм и более независимо от угла гиба. Измерение овальности выполняются в средней части гиба, а УЗК – на $^2/_3$ его поверхности, включая растянутую и нейтральные зоны (рис. 5.3).

Труднодоступные гибы труб диаметром менее 108 мм могут контролироваться не полностью (не менее 20% общего количества гибов труб данного диаметра). При обнаружении дефектов хотя бы в одном гибе проверке подлежат 100% гибов.

Примечание. К труднодоступным для контроля относятся гибы, трубы которых объединены в двух- и более рядные пучки и связаны рамами или другими конструкциями, а также гибы водо- и пароперепускных труб между барабанами двухбарабанных котлов.

3. Немедленной замене подлежат гибы:

а) с недопустимыми дефектами по результатам дефектоскопического контроля;

б) с овальностью более 14%.

4. Замене не позднее 1 года эксплуатации с момента контроля подлежат гибы с овальностью:

а) более 8%, выполненные из сталей 20 и 15ГС для температур среды выше 440°С; из сталей 12МХ и 15МХ – для температур среды выше 500°С; из сталей 12Х1МФ и 15Х1М1Ф – для температур среды выше 520°С;

б) свыше 12 до 14% – для температур среды ниже указанных в п. 4а.

5. Во временную эксплуатацию могут быть оставлены гибы с овальностью свыше 8 до 12%, работающие при температурах среды ниже указанных в п. 4а, если:

а) минимальная фактическая толщина стенки в растянутой зоне гиба (определенная при помощи УЗК) больше или равна расчетному значению ее, вычисленному по ОСТ 108.031.02–75 при $C_1 = 0$;

б) измеренная овальность $\alpha_ф$ меньше предельно допустимого значения $\alpha_{пред}$, определяемого по номограмме (рис. 5.4) в соответствии с п. 1 приложения 1. Для давления среды и диаметров труб, отсутствующих на номограмме, порядок определения значения $\alpha_{пред}$ дан в п. 2. приложения 1.

6. Гибы, не удовлетворяющие требованиям п. 5а, должны заменяться немедленно, а п. 5б – не позднее 1 года эксплуатации с момента контроля.

7. Гибы, оставленные во временную эксплуатацию (п. 5), подлежат замене после достижения расчетного числа пусков котла, определяемого по номограмме, и в процессе эксплуатации подвергаются следующему контролю:

а) назначаются контрольные группы в объеме 10% гибов труб каждого типоразмера. В контрольную группу включаются гибы труб одного диаметра, из одной марки стали, с наибольшей овальностью, наименьшей толщиной стенки и наибольшим углом гиба. Контроль-

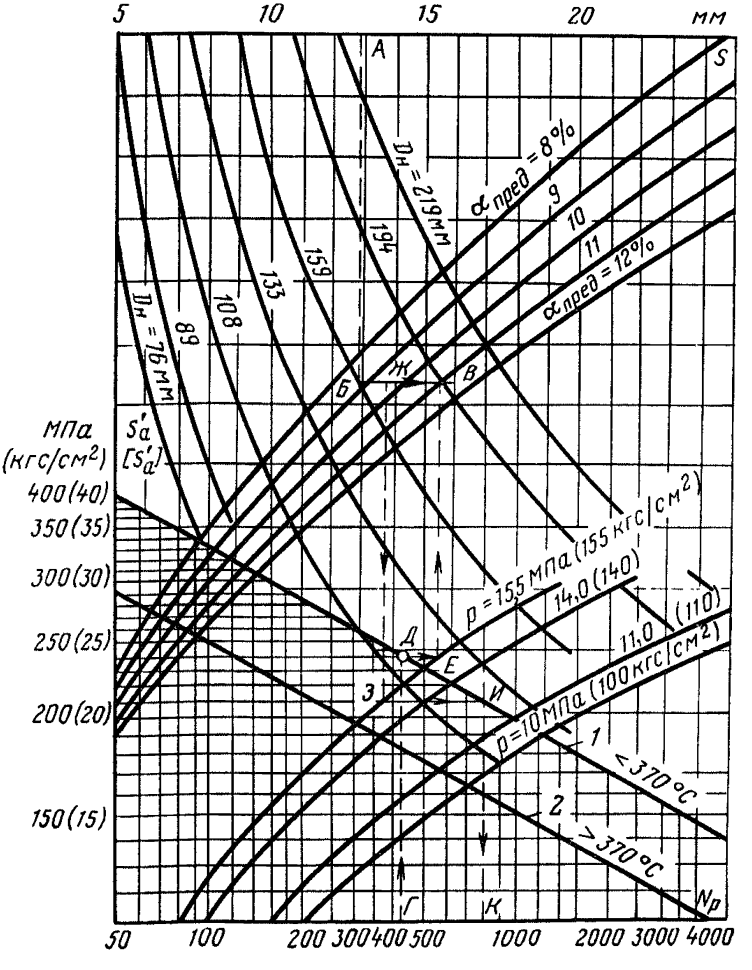


Рис. 5.4. Номограмма для определения расчетного числа пусков котла и предельно допустимой овальности гиба.

ная группа гибов определяется начальником лаборатории металлов и утверждается главным инженером электростанции;

б) гибы контрольных групп подвергаются УЗК в период капитальных ремонтов котлов. В случае обнаружения дефектов хотя бы в одном гибе контролируются все гибы, представленные данной контрольной группой. Выявленные при этом дефектные гибы заменяются, а оставшиеся гибы труб данного типоразмера подлежат замене в ближайший капитальный или расширенный текущий ремонт.

8. Результаты контроля гибов должны оформляться в соответствии с формуляром (приложение 2).

9. Обеспечить входной контроль 100% гибов, поступающих для замены отбракованных, с целью выявления недопустимых дефектов, утонения стенки и овальности.

10. Проверить соответствие значений тепловых перемещений коллекторов экранов, паропроводов свежего пара и горячего промперегрева расчетным значениям, а также наличие реперов (индикаторов) перемещений и их состояние. При выявлении защемлений, препятствующих температурному расширению соединительных труб котлов и паропроводов, а также неисправностей в креплениях коллекторов и паропроводов устранить их в период капитальных ремонтов котлов.

11. Обеспечить соблюдение действующих инструкций по выполнению мероприятий, направленных на предотвращение внутренней коррозии труб во время длительных остановов и кислотных промывок котлов.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ГИБОВ ПАРОПРОВОДНЫХ И КОТЕЛЬНЫХ ТРУБ С ОВАЛЬНОСТЬЮ МЕНЕЕ 8% И УТОНЕНИЕМ СТЕНОК В ПРЕДЕЛАХ ТРЕБОВАНИЙ ТУ

1. ПО ГИБАМ СТАНЦИОННЫХ ПАРОПРОВОДОВ ИЗ СТАЛИ 12Х1МФ ТЭС С ОБОРУДОВАНИЕМ НА ПАРАМЕТРЫ ПАРА 10 МПа (100 кгс/см^2), 540 °С.

1.1. Заменить гибы труб диаметрами 194 × 12, 237 × 17, 273 × 18, 273 × 19, 273 × 20, 325 × 20 и 325 × 22 мм главных паропроводов котлов и турбин, а также секций соединительных коллекторов, паропроводов РОУ, БРОУ, перемычек и байпасов новыми гибами, выполненными по действующему ОСТ 24.03.018–72 из труб диаметрами 194 × 15, 273 × 20 и 325 × 24 мм. Перечень очередности замены гибов паропроводов с пониженным запасом прочности приведен в приложении к Приказу Минэнерго СССР от 16/VIII 1977 г. № 137 [1].

1.2. Снизить температуру пара до 520 °С в паропроводах, гибы которых подлежат замене по 1980 г. (I и II очереди). После замены всех гибов паропроводы могут эксплуатироваться на расчетных параметрах.

1.3. При замене гибов в обязательном порядке должно быть сохранено пространственное положение примыкающих участков паропроводов.

---

[1] Очередность и объем замены гибов на электростанциях, не вошедших в Приказ Минэнерго СССР от 16/VIII 1977 г. № 137, устанавливаются Уралтехэнерго по запросу электростанций.

1.4. Проектные проработки, связанные с заменой гибов паропроводов, выполняются проектными организациями Главниипроекта по договорам с электростанциями.

2. ПО ГИБАМ ПАРОПЕРЕПУСКНЫХ ТРУБ НА КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ ТЭС 10 И 14 МПа (100 И 140 кгс/см²).

2.1. Произвести до конца 1981 г. замену гибов пароперепускных труб, изготовленных из стали 12Х1МФ и работающих при температуре 520 °С и выше, толщина стенки которых не удовлетворяет требованиям прочности по ОСТ 108.031.02–75. Порядок определения таких гибов приведен в приложении 3.

3. ПО ГИБАМ НЕОБОГРЕВАЕМЫХ ТРУБ ДИАМЕТРОМ 76 ММ И ВЫШЕ С ОВАЛЬНОСТЬЮ 8% И МЕНЕЕ НА КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ ТЭС 10 И 14 МПа (100 И 140 кгс/см²).

3.1. На указанных установках с числом пусков более 150 организовать выборочный контроль гибов необогреваемых труб питательной и котловой воды, пароводяной смеси и насыщенного пара в соответствии с приложением 4.

3.2. Контроль осуществлять путем периодической проверки УЗД контрольной группы гибов на каждом котле. Порядок отбраковки и замены гибов указан в приложении 4.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Порядок определения предельной овальности $\alpha_{пред}$ и расчетного числа пусков котла $N_р$

1. Порядок определения значения $\alpha_{пред}$ показан на номограмме (см. рис. 5.4) пунктирными линиями *АБВ* и *ГДЕВ*. Точка *В* соответствует значению предельной овальности (в данном случае $\alpha_{пред} = 10{,}8\%$).

Кривая *1* предназначена для оценки гибов, работающих при температуре не выше 370 °С, кривая *2* – для оценки гибов с рабочей температурой 370–440 °С (стали 20 и 15ГС), 370–500 °С (стали 12МХ и 15ХМ) и 370–520 °С (стали 12Х1МФ и 15Х1М1Ф).

Точка *Г* соответствует числу пусков котла на момент контроля. При отсутствии сведений о числе пусков котла с начала эксплуатации данного гиба расчет ведется по условному числу пусков, определенному как произведение среднегодового числа пусков за последние 3 года на число лет эксплуатации.

Расчетное число пусков котла с гибами, оставленными во временную эксплуатацию, определяется, как показано линией *АБЖЗИК*. Точка *Ж* соответствует измеренной (фактической) овальности гибов (в данном случае $\alpha_ф = 9{,}3\%$). Точка *К* соответствует расчетному числу пусков котла с начала эксплуатации. Вычитая из расчетного числа пусков ($N_р = 800$) число пусков на момент контроля ($N = 420$), получают число пусков котла, оставшееся до замены гибов. Это позволяет своевременно подготовиться к замене гибов.

2. Для давлений и диаметров труб, не предусмотренных номограммой, предельная овальность (%) определяется по формуле

$$\alpha_{\text{пред}} = \frac{30s}{D_{\text{н}}}\left[\frac{2[S'_{\text{а}}]}{\sigma_{\text{пр}}} - 1\right], \qquad (1)$$

где s – номинальная (по сортаменту) толщина стенки трубы, мм; $D_{\text{н}}$ – номинальный (по сортаменту) наружный диаметр трубы, мм; $[S'_{\text{а}}]$ – допустимая амплитуда циклических напряжений, выбранная с учетом опыта эксплуатации гибов на электростанциях, МПа (кгс/мм^2); $\sigma_{\text{пр}}$ – приведенное напряжение в стенке трубы, вычисляемое в соответствии с ОСТ 108.031.02–75 при $C_1 = 0$.

При наличии данных можно вести расчет по фактической толщине стенки в нейтральной зоне гиба.

Значение $[S'_{\text{а}}]$ определяется в зависимости от числа пусков котла N за время эксплуатации гиба по кривой *1* или *2* в нижней части номограммы. При $N < 50$ в расчет вводится $[S'_{\text{а}}] = 390$ МПа = 39 кгс/мм^2 (для кривой *1*) или 290 МПа = 29 кгс/мм^2 (для кривой *2*).

Утверждаю:
Главный инженер ТЭЦ (ГРЭС)

(дата, подпись)

Данные по контролю гибов необогреваемых труб котла

№ п/п.	Номер гиба по схеме	Номинальный диаметр трубы $D_{\text{н}} \times s$, мм	Марка стали	Рабочие параметры среды в гибе		Наработанное число пусков N	Данные УЗК
				Давление p, МПа (кгс/см^2)	Температура t, °С		
1	98	159 × 12	20	15,5 (155)	340	420	Удовлетворительно

[1] Заполняется необязательно.
[2] Заполняется только при $s_{\text{р}} < 0{,}9\, s_{\text{ном}}$.

Расчетное число пусков котла с гибами, оставленными во временную эксплуатацию, определяется следующим образом:

а) по измеренной овальности гиба $\alpha_ф$ определяется значение $S'_а$:

$$S'_а = \frac{\sigma_{пр}}{2}\left[1 + \frac{\alpha_ф D_н}{30s}\right]; \qquad (2)$$

б) для найденного значения $S'_а$ по кривой *1* или *2* в зависимости от рабочей температуры и марки стали (см. п. 4а) определяется расчетное число пусков котла с начала эксплуатации $N_р$.

Пример 1. Гиб на трубе диаметром 159 × 12 мм, изготовленный из стали 20 и работающий при давлении среды 15,5 МПа (155 кгс/см^2) и температуре 340 °С, имеет овальность 9,3 %, что превышает допустимую техническими условиями (8%). Фактическая толщина стенки в нейтральной зоне составляет 12,9 мм. Котел пускался 420 раз.

Необходимо определить возможность дальнейшей эксплуатации гиба.

Допустимая амплитуда напряжения, соответствующая числу пусков котла на момент контроля, по кривой *1* составляет 240 МПа (24 кгс/мм^2).

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

№ _____ тип _____ формуляр № _____

Измеренная толщина стенки, мм			Допустимая минимальная толщина стенки, мм		Овальность, %		Расчетное число пусков $N_р$	Принятое решение по замене и срокам контроля
Нейтральная зона[1]		Растянутая зона $s_р$	по ТУ $s'_{мин} = 0{,}9s_{ном}$	по формулам расчета[2] $s''_{мин}$	Измеренная $\alpha_ф$	Предельно допустимая $\alpha_{пред}$		
Левая $s_н$	Правая $s_н$							
12,9	13,1	10,7	10,8	10,6	9,3	10,8	800	Оставить гиб во временную эксплуатацию на 800 — — 420 = 380 пусков

Начальник КТЦ _____

Начальник лаборатории металлов _____

Приведенное напряжение в зависимости от внутреннего давления определяется по формуле

$$\sigma_{пр} = \frac{p(D_н - s)}{200s} = \frac{155(159 - 12{,}9)}{200 \cdot 12{,}9} = 8{,}8 \text{ кгс/мм}^2 = 88 \text{ МПа}.$$

Предельная овальность для данных условий по формуле (1) составляет:

$$\alpha_{пред} = \frac{30s}{D_н}\left[\frac{2[S'_а]}{\sigma_{пр}} - 1\right] = \frac{30 \cdot 12{,}9}{159}\left[\frac{2 \cdot 24}{8{,}8} - 1\right] = 10{,}8\%.$$

Поскольку фактическая овальность 9,3% меньше предельной, гиб может быть оставлен в работе.

Пример 2. Необходимо определить, сколько раз можно пускать котел до замены гиба.

При $\alpha_ф = 9{,}3\%$ амплитуда напряжений определяется по формуле (2)

$$S'_а = \frac{\sigma_{пр}}{2}\left[1 + \frac{\alpha_ф D_н}{30 \cdot s}\right] = \frac{8{,}8}{2}\left[1 + \frac{9{,}3 \cdot 159}{30 \cdot 12{,}9}\right] = 21{,}0 \text{ кгс/мм}^2 = 210 \text{ МПа}.$$

По кривой *1* расчетное число пусков $N_р$ составляет 800.

Оставшееся до замены гиба число пусков котла составляет 800 – – 420 = 380.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Порядок определения подлежащих замене гибов пароперепускных труб из стали 12Х1МФ котельных установок ТЭС 10 и 14 МПа (100 и 140 кгс/см^2)

Замене подлежат гибы труб, работающих при температуре 520 °С и выше, у которых толщина стенки в растянутой зоне меньше вычисленной по формуле

$$s'_р = s_0(1 + A_2), \quad (1)$$

где

$$s_0 = \frac{pD_н}{200\sigma_{доп} + p}; \quad (2)$$

A_2 – коэффициент; p – рабочее давление среды в гибе, МПа (кгс/см^2); $D_н$ – наружный диаметр трубы, мм; $\sigma_{доп}$ допустимое напряжение при расчетной температуре среды в гибе, МПа (кгс/мм^2).

Допустимые напряжения $\sigma_{доп}$ и коэффициенты A_2 (табл. 5.1) принимаются в соответствии с ОСТ 108.031.02–75. Значения коэффициента A_2 принимаются для начальной, овальности 8%.

Допустимые напряжения для стали 12Х1МФ приведены ниже:

t С	520	530	540	550	560	570	580
$\sigma_{доп}$ МПа (кгс/мм^2)	90 (9,0)	81 (8,1)	73 (7,3)	66 (6,6)	59 (5,9)	53 (5,3)	47 (4,7)

Овальность вновь устанавливаемого гиба должна быть не более 8%, а толщина стенки – не менее вычисленной по формуле (1). Коэффициент A_2 принимается по фактической овальности гиба, но не меньше, чем требуется для овальности 6%.

Таблица 5.1

Значение коэффициента A^2

Относительная толщина стенки $s_0/D_н$	A_2 при начальной овальности гиба, %		Относительная толщина стенки $s_0/D_н$	A_2 при начальной овальности гиба, %	
	8	6		8	6
0,010	1,35	1,00	0,045	0,23	0,12
0,015	1,00	0,75	0,050	0,20	0,07
0,020	0,77	0,57	0,055	0,16	0,05
0,025	0,60	0,43	0,060	0,12	0,03
0,030	0,47	0,33	0,065	0,09	—
0,035	0,38	0,24	0,070	0,06	—
0,040	0,31	0,17	0,075	0,03	—

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Порядок контроля и замены гибов необогреваемых труб питательной и котловой воды, пароводяной смеси и насыщенного пара котельных установок ТЭС 10 и 14 МПа (100 и 140 кгс/см^2), изготовленных до 1973 г. включительно

Принятые обозначения:

$D_н$ – наружный диаметр трубы, мм;

K – коэффициент;

N – число пусков установки с начала эксплуатации до данного ремонта;

N' – число пусков установки с начала эксплуатации, ожидаемое к следующему плановому ремонту;

N_2 – допустимое для данного гиба число пусков установки без контроля;

$N_{2мин}$ – наименьшее из всех значений N_2 для гибов с овальностью до 8% на данной установке;

N_2' – допустимое число пусков установки с начала эксплуатации до следующего (после проведенного) контроля;

p – рабочее давление среды в гибе, МПа (кгс/см^2);

Δp – разность максимального и минимального давлений при работе на скользящем давлении, МПа;

R – радиус гиба, мм;

s – фактическая толщина стенки гиба в нейтральной зоне, мм;

$s_р$ – толщина стенки гиба в растянутой зоне, мм;

$S_а$ – амплитуда напряжения, МПа (кгс/мм^2);

$S_а'$ – амплитуда максимальных местных напряжений в нейтральной зоне гиба, МПа (кгс/мм^2);

$\alpha_ф$ – овальность поперечного сечения гиба, %.

1. Для каждого из гибов с овальностью от 3 до 8% находится число пусков установки N_2, до которого не требуется проведения периодического контроля гиба. Оно определяется линией $[S_а']$ по номограмме (рис. 5.5).

Порядок определения N_2 с помощью номограммы показан пунктирной линией *АБВГДЕ* (толщина стенки – диаметр трубы – овальность – давление – напряжение – число пусков).

Толщина стенки и овальность гиба могут быть приняты по данным первичного контроля, проведенного в соответствии с пп. 2 и 5 Извещения № 3 «О порядке контроля и замены гибов необогреваемых труб котлов и паропроводов в соответствии с «Решением по повышению надежности гибов необогреваемых котельных труб и паропроводов на рабочее давление 100 и 140 кгс/см^2» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1975).

2. Точка *А* номограммы определяется по фактической толщине стенки в нейтральной зоне гиба. При отсутствии данных толщина стенки гиба в нейтральной зоне может быть найдена по результатам измерения толщины стенки в растянутой зоне

$$s = s_p \frac{4R + 2D_н}{4R + D_н}. \qquad (3)$$

3. Для давлений среды и диаметров труб, не предусмотренных номограммой, допустимое число пусков определяется по формуле

$$N_2 = 2{,}24 \cdot 10^8 (S'_a)^{-4{,}55}, \qquad (4)$$

где

$$S'_a = \frac{p}{400}\left\{\left(\frac{D_н}{s} - 1\right)[1 + 0{,}009\,K_2(\alpha_ф + 10)] + 2\right\}. \qquad (5)$$

В области $5 \leqslant D_н/s \leqslant 22$ коэффициент K_2 вычисляется по формуле

$$K_2 = 10 + 1{,}41\left(\frac{D_н}{s} - 5{,}7\right) - 0{,}644 \cdot 10^{-3}\left(\frac{D_н}{s} - 5{,}7\right)^3. \qquad (6)$$

4. На каждом котле с относящимися к нему (отключенными вместе с котлом) трубопроводами выделяется контрольная группа из 20 гибов с наименьшими значениями N_2. Сроки контроля гибов контрольной группы назначаются в зависимости от минимального из значений N_2 среди указанных 20 гибов, обозначаемого в дальнейшем $N_{2\,мин}$.

5. Фиксируется число пусков котла N с начала эксплуатации до данного ремонта и прогнозируется число пусков N', ожидаемое ко времени следующего за ним планового ремонта.

6. Если установка эксплуатируется на скользящих параметрах пара, то при подсчете наработанного числа пусков следует учитывать и глубокие понижения давления в соответствии со следующими данными:

Относительное понижение давления в долях от рабочего давления $\Delta p/p$ . . .	0,4	0,5	0,6	0,7
Число глубоких понижений давления, приравниваемых к одному пуску . . .	90	25	10	5

При отсутствии на электростанции статистических данных число глубоких понижений давления оценивается ориентировочно, исходя из анализа режима работы установок в предшествующие годы.

7. Первичный контроль гибов производится согласно «Решению по повышению надежности гибов необогреваемых котельных труб и паропроводов на рабочее давление 100 и 140 кгс/см^2 и Извещению № 3 «О порядке контроля и замены гибов необогреваемых труб котлов и паропроводов...».

8. Следующий контроль гибы контрольной группы должны пройти до наработки $N_{2мин}$ пусков. Контроль во время данного ремонта необходим, если число пусков, ожидаемое к моменту следующего ремонта, больше допустимого, т. е. если $N' > N_{2мин}$.

9. При обнаружении дефекта хотя бы в одном из гибов контрольной группы проводится контроль еще 80 гибов, следующих по допустимому числу пусков N_2 за контрольной группой.

Если при контроле 80 гибов обнаружатся дефекты, подтвержденные металлографическими исследованиями хотя бы в одном из них, контролю подлежат все гибы котла.

10. Гибы, забракованные УЗК, подлежат замене, после чего котел пускается в дальнейшую эксплуатацию. Вместо дефектных гибов, изъятых из контрольной группы, в нее включаются другие гибы, имеющие наименьшие значения N_2.

11. Число пусков установки от проведенного до следующего контроля гибов контрольной группы не должно превышать половины общего числа пусков на момент проведенного контроля, т. е. число пусков с начала эксплуатации до следующего контроля не должно превышать $N_2' = 1{,}5N$.

12. Последующий контроль гибов контрольной группы и отбраковка гибов выполняется, как указано в пп. 8–11 настоящего приложения, но с заменой в п. 8 $N_{2мин}$ на N_2'.

13. Для установок, на которых отсутствуют усталостно-коррозионные трещины в гибах с овальностью менее 8% за время до наработки $N = 2N_{2мин}$ пусков, значение N_2', по которому определяется срок следующего контроля, может быть увеличено до $4N_{2мин}$.

14. Результаты контроля гибов заносятся в формуляр (табл. 5.2). Графы 1–14 переписываются из формуляра, составленного в соответствии с указаниями Извещения № 3 «О порядке контроля и замены гибов необогреваемых труб котлов и паропроводов в соответствии с «Решением по повышению надежности гибов необогреваемых котельных труб и паропроводов на рабочее давление 100 и 140 кгс/см²» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1975).

Пример определения расчетной долговечности и сроков проверки. Гиб трубы диаметром 159 × 12 мм, изготовленный из стали 20 и работающий при давлении 15,5 МПа (155 кгс/см²) и температуре 340 °С, имеет овальность 7%. Радиус гиба 600 мм. Минимальная толщина стенки в растянутой зоне составляет 11,6 мм. Котел пускался 250 раз и имел 1075 понижений давления от 15,5 до 8 МПа (155 до 80 кгс/см²).

За время от данного ремонта до следующего ожидается еще 70 пусков и 500 глубоких понижений давления. Необходимо определить допустимое число пусков без контроля N_2, а также выяснить необходимость проведения УЗК гибов контрольной группы, полагая, что расчетная долговечность данного гиба – самая меньшая из рассчитанных для всех гибов.

Расчет ведется следующим образом:

а) толщина стенки в нейтральной зоне определяется по формуле (3) настоящего Приложения

$$s = 11{,}6\,\frac{4\cdot 600 + 2\cdot 159}{4\cdot 600 + 159} = 12{,}3 \text{ мм};$$

б) по номограмме $N_2 = 315$ (точка E на рис. 5.5).

Вместо определения по номограмме можно провести вычисление по формулам (4)–(6): $N_2 = 315$; $S_a' = 19{,}5$ кгс/мм²; $K_2 = 20$;

Утверждаю:
Главный инженер ТЭЦ (ГРЭС)

_____
(дата, подпись)

Таблица 5.2

Данные по контролю гибов необогреваемых труб с овальностью до 8%

котла № _____ тип _____ формуляр № _____

№ п/п.	Номер гиба по схеме	Номинальный диаметр трубы $D_н \times s$, мм	Марка стали	Рабочие параметры среды в гибе: Давление p, МПа (кгс/см²)	Рабочие параметры среды в гибе: Температура t, °С	Наработанное число пусков N	Данные УЗК (МПД)	Измеренная толщина стенки, мм: Нейтральная зона[1]: Левая $s'_н$	Измеренная толщина стенки, мм: Нейтральная зона[1]: Правая s''	Измеренная толщина стенки, мм: Растянутая зона $s_р$	Допустимая минимальная толщина стенки, мм: по ТУ $s_{мин} = 0{,}9s^*_{ном}$	Допустимая минимальная толщина стенки, мм: по нормам расчета s_0	Овальность $\alpha_ф$, %	Допустимое число пусков N_2	Примечание	Периодический контроль: Дата ремонта: 1-го: 11 VI 1977 г.	2-го	3-го
																N	N'	N'_2	N	N'	N'_2	N	N'	N'_2
																293	383	440						
																Результаты УЗК								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17			18			19		
1	198	159 × 12	20	155	340	150	Удовл.	—	—	11,6	10,8	10,7	7,0	315		Удовл.								
2	199	159 × 12	20	155	340	150	Удовл.	—	—	11,1	10,8	10,7	5,3	470										

[1] Заполнение необязательно.
* Заполняется при $s_р = 0{,}9\ s_{ном}$.

Начальник КТЦ _____
(подпись)

Начальник лаборатории металлов _____
(подпись)

в) число пусков установки с учетом глубоких понижений давления: на данный момент

$$N = 250 + \frac{1075}{25} = 293;$$

ожидаемое ко времени следующего ремонта

$$N' = 250 + 70 + \frac{1075 + 500}{25} = 383;$$

г) ожидаемое к следующему ремонту число пусков $N' = 383$ больше допустимого $N_{2мин} = 315$, поэтому гибы контрольной группы дол-

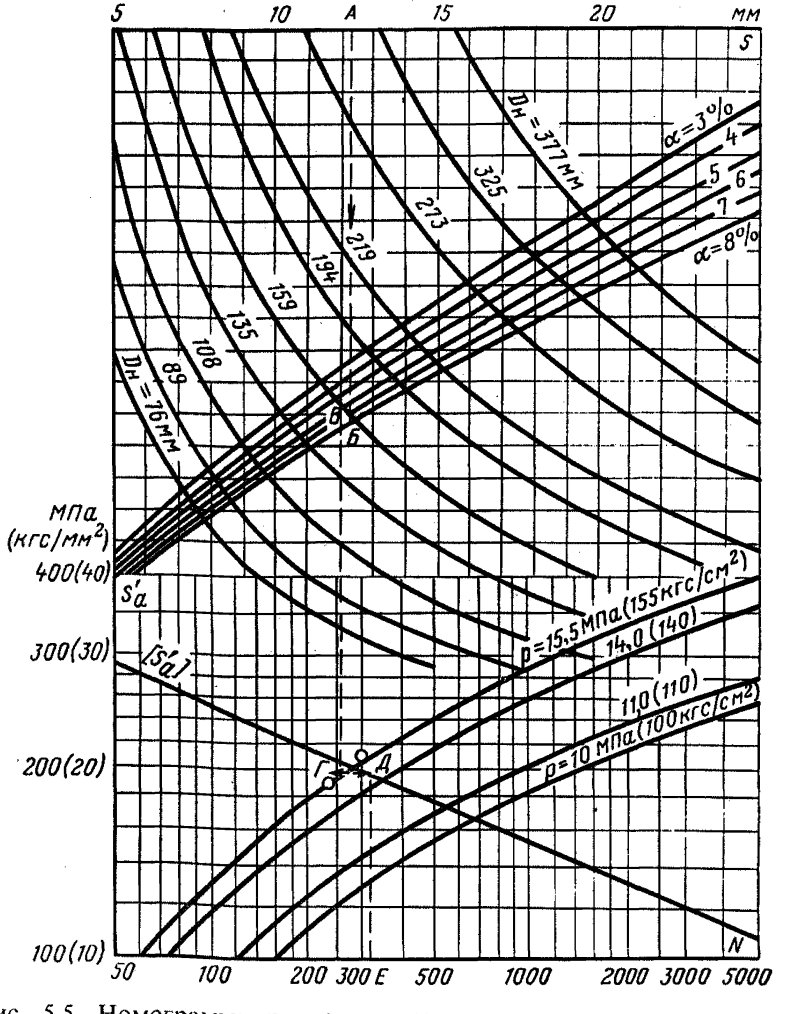


Рис. 5.5. Номограмма для определения допустимого числа пусков установки до первого периодического контроля гибов.

жны пройти УЗК во время данного, а не в период следующего ремонта;

д) следующий контроль должен быть проведен до наработки $N_2' = 1{,}5 \cdot 293 = 440$ пусков;

е) в случае если после наработки $N = 2 \cdot 315 = 630$ пусков ни в одном из гибов с овальностью менее 8% не будет обнаружено коррозионно-усталостных трещин, УЗК гибов контрольной группы можно будет не проводить до наработки $N_2' = 4 \cdot 315 = 1260$ пусков.

Если такие повреждения будут выявлены, УЗК следует провести до наработки $N_2' = 1{,}5 \cdot 630 = 945$ пусков.

5.5. Об улучшении порядка хранения, качества ревизии и правильности монтажа пароводяной арматуры энергетических блоков

Как показывает опыт эксплуатации, для обеспечения надежной работы арматуры важное значение имеет соблюдение требований правильной ее разгрузки и хранения, повышение качества ее ревизии и монтажа. Однако на многих электростанциях эти требования не соблюдаются: арматура разгружается на землю, хранится навалом без навесов. При разгрузке не соблюдаются правила стропки и меры предосторожности от возможного повреждения кожухов, шпинделей и других деталей, в результате чего часто оказываются разбитыми приводные головки, погнуты шпиндели и др.

Имеются случаи, когда в процессе монтажа арматура устанавливается неправильно по отношению к направлению рабочей среды, что приводит к эрозионному износу рабочих органов, особенно в регулирующей арматуре.

В целях повышения надежности работы пароводяной арматуры предлагается осуществить на электростанциях следующие организационно-технические мероприятия:

1. Запретить разгрузку арматуры и приводов к ней без применения грузоподъемных механизмов (сбрасывание арматуры), обеспечивающих сохранность оборудования.

2. Запретить складирование арматуры навалом. Хранить арматуру $D_y \geqslant 100$ мм следует под навесом, мелкую арматуру и приводы хранить на складе.

3. При размещении арматуры обеспечить свободный доступ к ней, удобный осмотр, возможность проверки маркировки и погрузки арматуры на средство транспортирования.

4. До начала монтажа организовать специальные участки для ревизии арматуры, обеспечив их технологической оснасткой, необходимой для разработки, сборки и проверки арматуры.

5. Организовать на электростанциях арматурные мастерские в удобном для работы помещении, связанном транспортными средствами как с ремонтно-механическим, так и с эксплуатационными цехами.

6. При монтаже и наладке арматуры руководствоваться «Инструкцией по ремонту пароводяной арматуры высокого и среднего давлений» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1974).

5.6. Об установке быстродействующих отсечных клапанов на газопроводах электростанций

На ряде электростанций из-за отсутствия быстродействующих отсечных клапанов на газопроводах котлов происходили взрывы газа в топках котлов. Устанавливаемые на газопроводах газовые задвижки не обладают необходимой быстротой действия (закрываются в течение 3—4 мин) и не успевают своевременно прекратить доступ газа в топку.

Для обеспечения надежной работы защиты котлов, работающих на газе, ПО Союзтехэнерго разработана конструкция быстродействующего отсечного газового клапана, позволяющая мгновенно закрыть затвор и прекратить доступ газа в топку котла (рис. 5.6).

Клапан устанавливается на газовом тракте перед регулирующим клапаном и является полуавтоматическим запорным устройством: закрывается автоматически при включении электромагнита, открывается вручную.

Клапан может быть изготовлен на электростанциях и ремонтных заводах энергосистем. Конструкция клапана согласована с Госгортехнадзором СССР.

Главное техническое управление по эксплуатации энергосистем предлагает главным инженерам электростанций:

1. На всех котлах, использующих в качестве топлива газ, устанавливать быстродействующие отсечные газовые клапаны конструкции Союзтехэнерго.

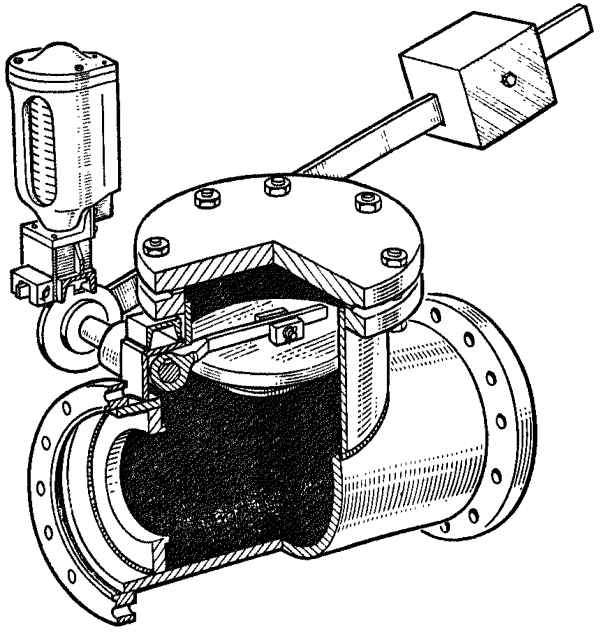


Рис. 5.6. Отсечной газовый клапан.

2. Рабочие чертежи клапанов на условные проходы 300, 350, 400, 500 и 600 мм и консультацию по их изготовлению можно получить в ПО Союзтехэнерго.

3. При выполнении работ по изготовлению, монтажу и эксплуатации быстродействующих отсечных газовых клапанов соблюдать требования Госгортехнадзора СССР, изложенные в «Правилах безопасности в газовом хозяйстве» («Недра», 1971).

5.7. Повреждения присоединительных патрубков главных предохранительных клапанов котлоагрегатов, оборудованных импульсными предохранительными устройствами на параметры пара 10 МПа (100 кгс/см²), 540 °С и 14 МПа (140 кгс/см²), 570 °С

На электростанциях повреждались присоединительные патрубки главных предохранительных клапанов свежего пара, изготовленных из стали 15Х1М1ФЛ. На одной электростанции во время капитального ремонта при гидравлическом испытании у присоединительного патрубка главного предохранительного клапана была обнаружена кольцевая трещина в месте его перехода во фланец. Трещина имела радиальные ответвления к отверстиям под шпильки и распространялась с одной стороны фланца на глубину до 60 мм, а с другой – до 40 мм (рис. 5.7). К моменту обнаружения трещины предохранительный клапан проработал 15069 ч. За это время он срабатывал около 30 раз.

В других случаях повреждения присоединительных патрубков имели вид радиальных трещин на уплотнительной поверхности фланца (рис. 5.8).

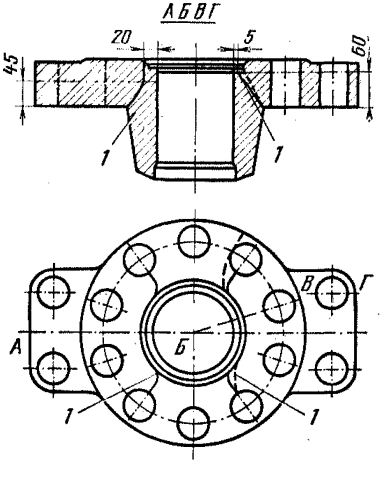


Рис. 5.7. Трещины во фланцах присоединительных патрубков главных предохранительных клапанов.
1 – трещина.

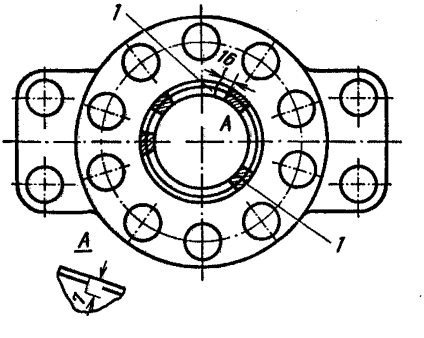


Рис. 5.8. Трещины на уплотнительных поверхностях фланцев присоединительных патрубков.
1 – трещина.

Основные причины возникновения трещин на фланцах:

низкое качество литья (поры, раковины);

неудовлетворительная термообработка (ударная вязкость была менее 98,1 кДж/м^2 (1 кгс·м/см^2) вместо 294,3 кДж/м^2 (3 кгс·м/см^2) по ТУ 108-671 – 77);

наличие концентратора напряжений в виде проточки на воротнике фланца.

Эти факторы усугублялись условиями работы присоединительных патрубков (ударными нагрузками, резкими изменениями температуры в момент срабатывания клапанов).

Несмотря на проведенный ЧЗЭМ ряд мероприятий по улучшению качества изготовления патрубков (введен контроль ударной вязкости каждого патрубка, изменена технология отливки фланцев, улучшены условия термической обработки, выполняется галтель на переходе от цилиндрической части патрубка к воротнику фланца), имеют место случаи повреждений патрубков.

В целях своевременного выявления возможных повреждений присоединительных патрубков главных предохранительных клапанов свежего пара предлагается:

1. В исходном состоянии проверить твердость металла всех патрубков переносными твердомерами. Твердость должна соответствовать ТУ 108-671 – 77 (159 – 223НВ); при отклонении значений твердости от указанных вопрос о дальнейшей эксплуатации патрубка должен решаться совместно с заводом-изготовителем.

2. В период капитальных ремонтов тщательно осматривать каждый патрубок главного предохранительного клапана, обращая особое внимание на область перехода от цилиндрической части патрубка к воротнику фланца, а также на отверстия под шпильки, используя при осмотре метод магнитной дефектоскопии.

3. Проверять возможность свободного теплового расширения выхлопных трубопроводов, чтобы избежать появления недопустимых изгибающих напряжений в корпусе предохранительного клапана.

5.8. Повышение качества работы импульсно-предохранительных устройств котлов с параметрами пара 14 МПа (140 кгс/см^2), 570 °С

Для повышения качества работы импульсно-предохранительных устройств (ИПУ) котлов высоких параметров необходимо:

1. Перед монтажом производить ревизию главного предохранительного клапана (ГПК) и импульсного клапана (ИК) и устранять все выявленные дефекты.

2. Монтаж ИПУ производить по рабочим чертежам, выданным проектной организацией. Главный предохранительный клапан приваривать к штуцеру коллектора или паропровода в строго вертикальном положении. Отклонение оси ГПК от вертикали допускается не более 0,2 мм на 100 мм длины клапана. После приварки сварной шов подлежит обязательной термообработке. Сварку, термообработку и контроль качества сварного шва осуществлять в соответствии с РТМ-1С – 73.

3. Присоединительный патрубок ГПК крепить болтами к специальной ферме, которая должна быть предусмотрена при монтаже котла. Ферма воспринимает реактивное усилие, возникающее при сра-

батывании ГПК. Ввиду большой пропускной способности ГПК и возникающих при срабатывании больших реактивных сил выхлопная труба также должна быть надежно закреплена, при этом должны быть устранены дополнительные напряжения и натяг в соединениях между выхлопной (атмосферной) трубой и присоединительными фланцами выхлопных патрубков. Если при монтаже труба, подводящая пар к ГПК, выполнена в виде калача, необходимо обеспечить дренаж из нижней точки колена во избежание гидравлического удара.

4. Импульсный клапан, смонтированный с электромагнитным приводом на специальном каркасе, устанавливается с учетом возможно меньшей длины пароподводящей трубки (не более 15 м) в местах, удобных для обслуживания и защищенных от попадания пыли и влаги.

5. Электроконтактные манометры устанавливать на отметке обслуживания котла. Допустимая максимальная температура окружающей среды в местах установки электроконтактных манометров должна быть не выше 80°С.

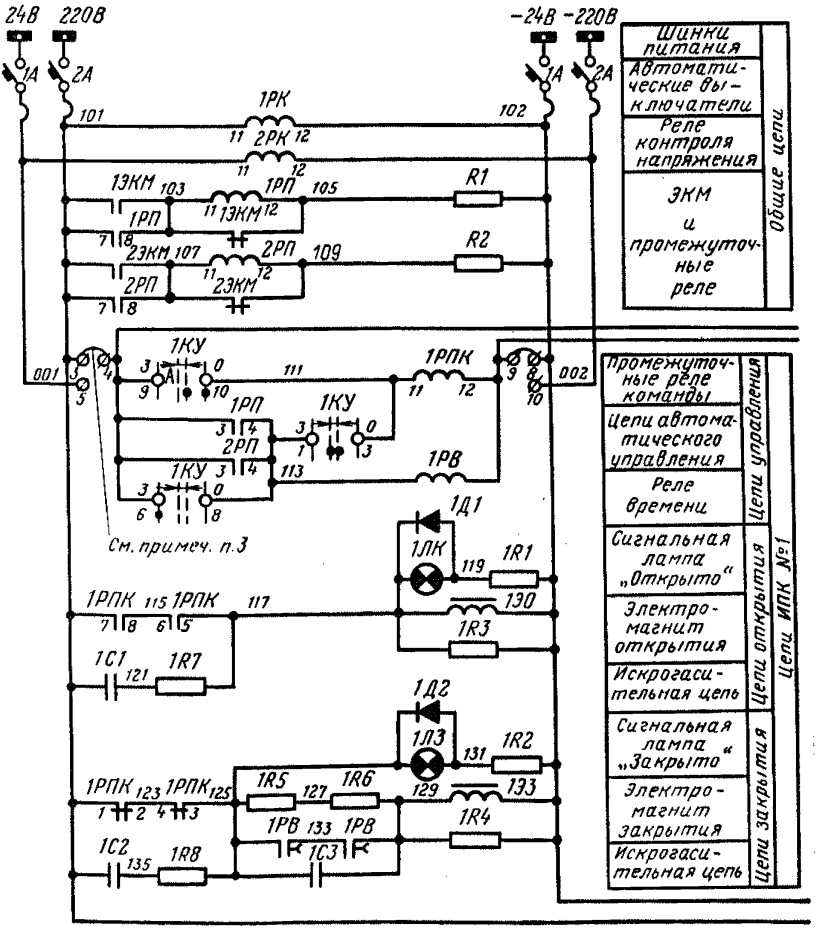
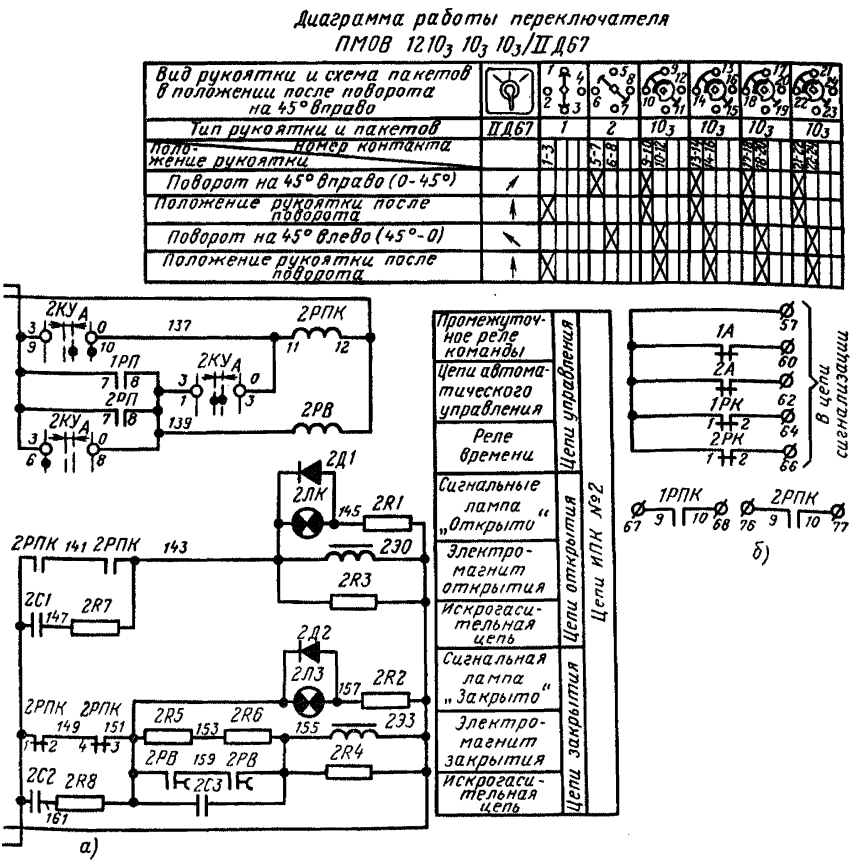


Рис. 5.9. Полная электрическая схема ИПК (*а*) и диаграмма работы

6. Электромагнитный привод устанавливать в соответствии с требованиями ЧЗЭМ и «Инструкции по проверке импульсно-предохранительных устройств с давлением пара выше 39 кгс/см^2» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1973). Не допускается установка электромагнитных приводов в местах, подверженных толчкам и вибрации. Якори электромагнитов должны быть очищены от старой смазки, ржавчины, металлической пыли, промыты бензином, отшлифованы и натерты сухим графитом. Шток в месте сочленения с электромагнитом и сам электромагнит не должны иметь перекосов и задиров. Перемещение электромагнитов должно быть свободным.

7. Для управления работой ИПУ рекомендуется применять электрическую схему, разработанную институтом Теплоэлектропроект (рис. 5.9) и предусматривающую постоянное обтекание током обмотки нижнего электромагнита. Для ИК, установленных на котлах с номинальным избыточным давлением до 14 МПа (140 кгс/см^2) включитель-



переключателя ПМОВ (*б*).

Позиция обозначения	Наименование	Тип	Техническая характеристика	Количество	Примечания
		Пульт уп	равления		
1КУ, 2КУ	Малогабаритный переключатель	ПМОВ $1210_3 10_3$ $10_3 10_3$/II Д 67		2	С арматурой АСКМ
1ЛК, 2ЛК, 1Л3, 2Л3	Коммутаторная лампа	КМ-5	60 В	4	
		Панель управ	ления ИПК		
1А, 2А	Автоматический выключатель	АП50-2МТ	$I_{н.р} = 6{,}4$ А; $I_{отс} = 3{,}5$ $I_{н.р}$	2	
1РК	Промежуточное реле	РП-252	220 В	1	
2РК	То же	РП-252	24 В	1	
1РП, 2РП	» »	РП-23	110 В	2	
1РПК, 2РПК	» »	РП-23	220 В	2	См. прим. 3
					То же
1РВ, 2РВ	Реле времени	РЭВ-884	220 В	2	
R1, R2	Резистор	ПЭВ-25	2200 Ом (10 %)	2	
1R1, 1R2, 2R1, 2R2	»	ПЭВ-15	3900 Ом (10 %)	4	
1R3, 1R4, 2R3, 2R4	»	ПЭВ-15	1200 Ом (10 %)	4	
1R5, 1R6, 2R5, 2R6	»	ПЭ-150	50 Ом	4	
1R7, 1R8, 2R7, 2R8	»	ПЭВ-15	4,7 Ом (10 %)	4	
1Д1, 1Д2, 2Д1, 2Д2	Кремниевый диод	Д226	$U_{обр} = 400$ В, $I_{ср} = 0{,}3$ А	4	
1С1, 1С2	Бумажный конденсатор	КБГ-МИ	1500 В, 2 мкФ (10 %)	4	
1С3, 2С3	То же	КБГ-МП	1000 В, 0,25 мкФ	2	
		Привод	клапанов		
1ЭО, 1Э3, 2ЭО, 2Э3	Электромагнит постоянного тока	КМП-4	Каталожный № 1963, ПВ= = 40%, 220 В, 450 Вт	4	Комплектно с клапанами
		По ме	сту		
1ЭКМ, 2ЭКМ	Манометр электроконтактный	Учесть в специ	фикации на КИП	2	Общие для двух клапанов

Примечания: 1. Схема выполнена для одной пары ИПК (контрольных или рабочих). Для второй пары схема аналогична.

2. Предусматриваются два исполнения схемы, различающиеся напряжением питания цепей управления: для исполнения I – 220 В, для исполнения II – 24 В.

3. На чертеже показана схема и специфицирована аппаратура для исполнения I, для исполнения II перемычки между зажимами *3–4* и *8–9* должны быть удалены и установлены перемычки между зажимами *4–5* и *9–10*; реле 1РПК, 2РПК, 1РВ и 2РВ должны устанавливаться с катушками на номинальное напряжение –24 В.

но, по решению главного инженера электростанции допускается эксплуатация без постоянного обтекания ИК током. При этом во всех случаях в схеме управления ИПУ должны применяться только возвратные ключи.

8. Регулировка ИК на срабатывание должна производиться в соответствии с «Инструкцией по проверке импульсно-предохранительных устройств котлов с давлением пара свыше 39 кгс/см^2».

9. В процессе эксплуатации необходимо не реже 1 раза в смену производить осмотр элементов ИПУ. При этом особенно следить за тем, чтобы:

а) демпферные камеры ГПК постоянно были заполнены водой;

б) ИК не пропускал пар в поршневую камеру ГПК;

в) запорные вентили D_y 10 мм, установленные перед электроконтактными манометрами (ЭКМ), в процессе эксплуатации были по-

лностью открыты, маховички сняты, а шпиндели опломбированы;

г) показания двух ЭКМ, используемых для одних и тех же клапанов на работающем котле, не различались больше чем на одно деление шкалы. В противном случае ЭКМ должен быть проверен персоналом цеха ТАИ.

10. Ремонт ИПУ должен производиться в соответствии с «Инструкцией по ремонту пароводяной арматуры высокого и среднего давления» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1974).

11. В тепловых цехах электростанций для каждого котла должен быть заведен журнал эксплуатации и ремонта ИПУ (приложение, формуляры 1 – 4).

В формулярах 1 и 2 следует отмечать все случаи повышения давления сверх допустимого значения и положение клапанов при этом, а также результаты всех принудительных опробований клапанов от щита. При аварийном ремонте следует указать в формуляре 4 причину ремонта и принятые меры. Записи в формулярах 1 и 2 должны производиться начальником смены цеха (блока), а в формулярах 3 и 4 – мастерами, ответственными за ремонт арматуры.

12. Все мероприятия, связанные с реконструкцией ненадежных узлов и элементов ИПУ, проводимые на электростанциях, могут производиться только по согласованию с Союзтехэнерго.

13. Проверка исправности действия ГПК свежего пара и пара промперегрева продувкой должна производиться:

при останове котла в плановый ремонт;

при включении котла в работу, если производился ремонт ГПК или были установлены новые клапаны ИПУ;

в период эксплуатации не реже 1 раза в течение 2000 ч.

14. Проверка ИПУ свежего пара должна производиться дистанционно со щита управления, а ИПУ пара промперегрева при отсутствии на них электромагнитов – ручным подрывом ИК при нагрузке блока не ниже 50% номинальной.

15. Проверка исправного действия ИПУ должна производиться в присутствии начальника смены и результат должен заноситься в оперативный журнал.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Образец титульного листа журнала «Эксплуатация и ремонт импульсно-предохранительных устройств котла № ».

Тип котла _____

Паропроизводительность котла _____

Рабочее давление _____

Давление срабатывания рабочего клапана _____

Давление срабатывания контрольного клапана _____

Начат: Окончен:

Формуляр 1
регистрации случаев повышения давления

№ п/п.	Дата	Смена, фамилия начальника смены	Давление, МПа (кгс/см²)	Причина повышения давления	Положение клапанов ИПУ при повышении давления	Примечание

Формуляр 2
принудительного опробования ИПУ

№ п/п.	Дата	Смена, фамилия начальника смены	Причина опробования	Продолжительность работы ИПУ до опробования	Параметры пара перед опробованием, МПа (кгс/см²), °С	Результаты опробования	Подпись начальника смены	Примечание

Формуляр 3
планового ремонта клапанов

№ п/п.	Дата	Вид планового ремонта	Продолжительность работы ИПУ до ремонта	Дефекты, выявленные при ревизии ИПУ	Объем выполненных ремонтных работ	Примечание

Формуляр 4
аварийного ремонта клапанов

№ п.п.	Дата	Причина ремонта	Продолжительность работы ИПУ после очередного ремонта	Принятые меры	Продолжительность простоя основного оборудования из-за дефектов ИПУ	Примечание

5.9. Предотвращение разрывов трубопроводов котлов, оснащенных на узле питания шиберными клапанами

В регулирующих шиберных клапанах, установленных на основных и байпасных питательных трубопроводах, происходит эрозионный износ выходных патрубков. Повреждаются также участки труб, расположенные за арматурой.

Повышению интенсивности эрозионного износа способствует длительная работа клапанов при повышенных перепадах давления. Наибольшую опасность с точки зрения разрушения трубопроводов представляет эрозионный износ трубы за регулирующими клапанами на байпасных линиях узлов питания, так как эти трубопроводы имеют толщину стенки 10–13 мм и допустимое значение износа стенки трубы для них составляет 2–2,5 мм.

Для предотвращения повреждений регулирующей арматуры и питательных трубопроводов узлов питания котлов Главтехуправление предлагает главным инженерам электростанций:

1. Систематически, не реже 1 раза в 4 года, производить контроль толщины стенок трубопроводов за всеми регулирующими клапанами, руководствуясь Методикой контроля эрозионного износа литых патрубков регулирующих клапанов питания и трубопроводов за ними с помощью ультразвука (приложение 1).

2. На регулирующих шиберных клапанах D_y 100 мм и выше котлов всех типов с рабочим давлением 10 МПа (100 кгс/см^2) и выше наплавить выходной патрубок аустенитными электродами ЭА-395/9 (ГОСТ 9466–75 и ГОСТ 10052–75), руководствуясь Технологическими указаниями, приведенными в приложении 2.

3. Площади проходных сечений РПК прямоточных и барабанных котлов должны обеспечивать питание котла на номинальной нагрузке при перепаде давлений на клапане, равном 1,0–1,6 МПа (10–16 кгс/см^2). На барабанных котлах пропускная способность РПК должна обеспе-

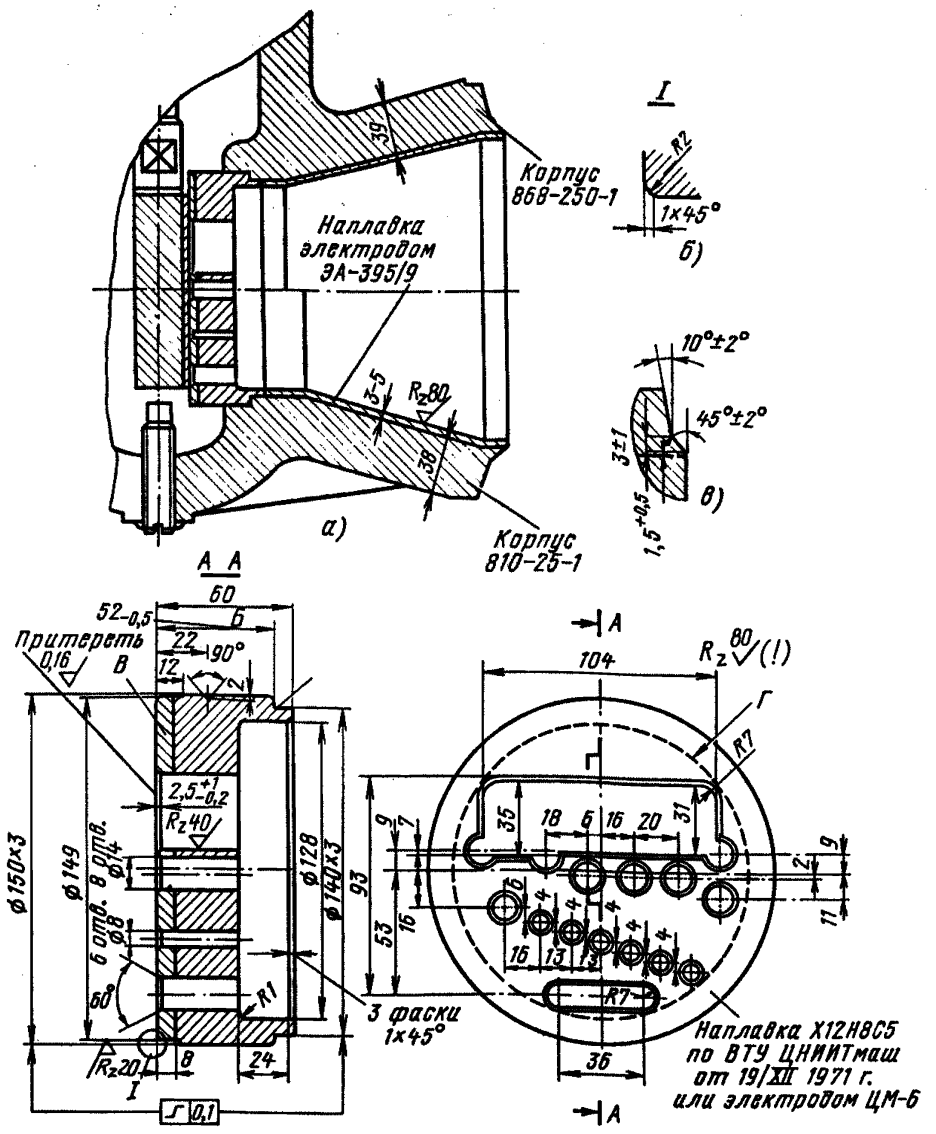


Рис. 5.10. Увеличение площади проходного сечения РПК диаметром D_y225 и 250 мм на расходы пара 420, 450, 480 и 500 т/ч.

а – клапан; *б* – седло (сталь 0Х18Н10Т); *в* – разделка кромок под сварку.

Примечания: 1. Технические требования, предъявляемые к седлу: аустенизировать, окончательный размер *А* уточнить при сборке клапана, притиркой обеспечить плоскостность не менее 0,8 ширины поверхности *В*, ограниченной линией *Г* и краем седла, уплотнительный пояс должен быть непрерывным; обеспечить совпадение оси симметрии керновки с вертикальной осью седла согласно рис. 1, *б* – отклонение не должно превышать 30; для неуказанных предельных отклонений размеров руководствоваться следующим: отверстия обрабатывать по A_7, валы – по B_7, остальное – по CM_7, наплавку и контроль производить в соответствии с ТУ ВАЗ-171–76.

2. Чертежи разработаны ЧЗЭМ.

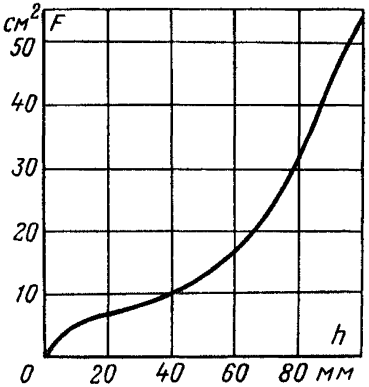


Рис. 5.11. Конструктивная характеристика РПК D_y 225 и 250 мм с увеличенной площадью проходного сечения.

чивать питание котла по одной линии. Если пропускная способность установленных на котлах РПК не обеспечивает выполнение указанных требований, то существующее седло клапана заменить новым. Для котлов паропроизводительностью 420, 450, 500, 640 и 660 т/ч рекомендуется к внедрению седло, показанное на рис. 5.10, имеющее конструктивную характеристику, представленную на рис. 5.11. Применение указанного седла обеспечивает нормальное питание котлов при минимальном перепаде давлений на клапане.

Ниже приведен минимальный перепад давлений на клапане, МПа (кгс/см²), при котором обеспечивается номинальный расход воды на котел, т/ч:

Перепад давлений	Расход воды
0,50 (5,0)	420
0,55 (5,5)	450
0,65 (6,5)	480
0,70 (7,0)	500
1,10 (11,0)	640
1,20 (12,0)	660

Путем реконструкции питательных электронасосов по рекомендации завода – изготовителя насосов обеспечить перепад давлений на регулирующем клапане при номинальной нагрузке котла не более 1,0 – 1,6 МПа (10 – 16 кгс/см²).

После замены существующего седла новым в клапанах D_y 225 и 250 мм в течение первых 4 лет ежегодно проверять толщину стенки трубы за РПК на длине, равной 10 внутренним диаметрам трубопровода. Проверку производить с помощью УЗД прибором «Кварц-6» или другим, равноценным ему по точности.

При обнаружении местного утонения стенки трубопровода в пределах 20% номинального значения и более поврежденный участок трубы заменить. При этом электростанция с привлечением ПО Союзтехэнерго должна установить причины повышенного износа трубопровода и применять меры по их устранению.

Если в течение первых 4 лет не будет наблюдаться значительный эрозионный износ, срок последующего осмотра устанавливается главным инженером электростанции исходя из фактического износа, но не реже 1 раза в 4 года.

4. В каждый капитальный ремонт заменять на байпасной линии D_y 100 мм участок трубопровода за регулирующим клапаном длиной 1 – 1,5 мм, а байпасные трубопроводы D_y 20 и 50 мм полностью.

5. При нагрузках более 25% номинальной байпасные трубопроводы отключить.

Методика контроля эрозионного износа литых патрубков регулирующих клапанов питания и трубопроводов за ними с помощью ультразвука

1. Настоящая Методика является руководящим материалом при выполнении работ по измерению толщины стенки трубопроводов за регулирующими клапанами, а также для контроля эрозионного износа выходных патрубков регулирующих клапанов с условным проходом D_y 100, 225 и 250 мм.

2. Для контроля выходных патрубков применяются дефектоскопы УДМ-1М, УДМ-3 и раздельно-совмещенные искатели с рабочей частотой 2,5 МГц, входящие в комплект дефектоскопа УДМ-3. Для контроля питательных трубопроводов применяются вышеуказанные дефектоскопы и толщиномер «Кварц-6».

3. При выполнении контроля по настоящей Методике осуществляются следующие операции:

а) контроль сварного соединения (в том числе на наличие подкладного кольца), включая околошовную зону со стороны трубы шириной 15–20 мм;

б) измерение толщины стенки в шве и околошовной зоне;

в) измерение толщины стенки патрубка;

г) измерение толщины стенки трубы.

4. Для проведения измерений контролируемая поверхность зачищается шлифовальной машинкой. Схема расположения контролируемых участков представлена на рис. 5.12–5.14. Контролируемые участки в околошовной зоне и на патрубке представляют четыре диаметрально противоположных полосы шириной 50 мм. Соответственно усиление шва должно быть зачищено с образующей трубы и патрубка.

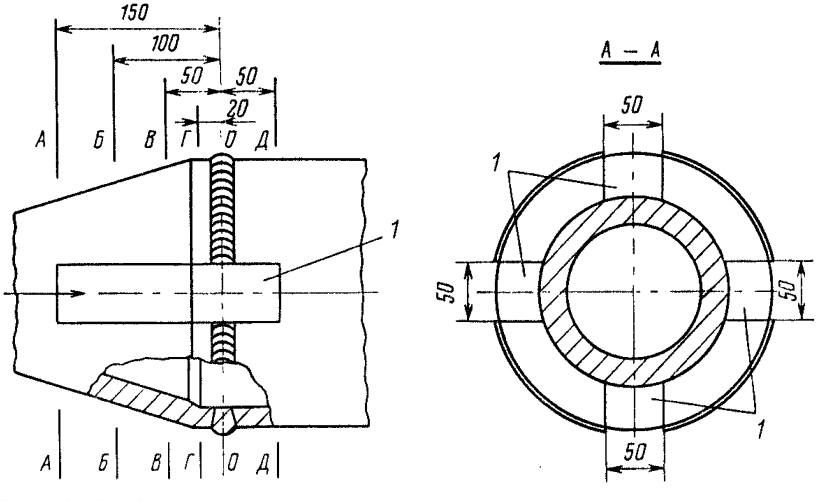


Рис. 5.12. Схема проверяемых участков выходных патрубков РПК D_y 225 и 250 мм.

1 – проверяемые участки; *А – Д, О* – сечения.

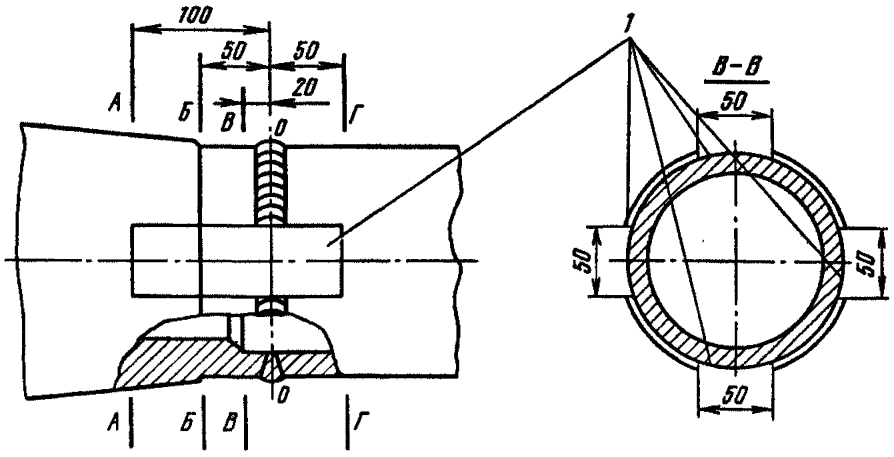


Рис. 5.13. Схема проверяемых участков выходного патрубка РПК D_y 100 мм.

1 – проверяемые участки; *А – Г*, *О* – сечения.

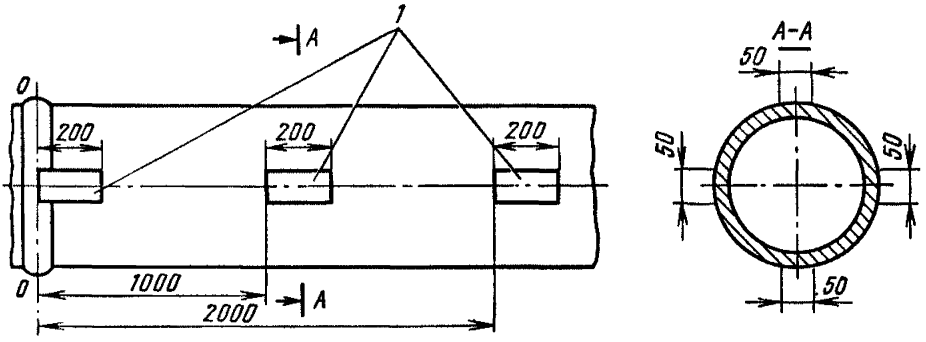


Рис. 5.14. Схема проверяемых участков трубопровода за РПК.

1 – проверяемые участки.

5. В качестве контактирующей жидкости применяется масло; если чувствительность при контроле патрубка оказывается недостаточной (отсутствует или недостаточен донный сигнал), то в качестве контактирующей жидкости можно использовать жидкий силикатный клей (жидкое стекло). При работе с силикатным клеем необходимо следить, чтобы на искателе не образовывался твердый слой; для этого нужно искатель периодически протирать ветошью. После проверки выходной патрубок необходимо очистить от застывшего клея.

6. Контроль сварного соединения (в том числе на наличие подкладного кольца) по п. 3 выполняется в соответствии с ОП № 501 ЦП – 75 (СПО Союзтехэнерго, 1978).

7. Измерение толщины стенки в шве и околошовной зоне выполняется в местах, указанных на рис. 5.12 и 5.13, а также на участках, где подкладное кольцо не обнаружено. Соответственно в этих местах снимают усиление шва.

8. Толщина стенки выходных патрубков измеряется на зачищенных участках, за исключением мест, где из-за внутренней конусной расточки донный эхо-сигнал отсутствует.

9. Проверка толщины стенки трубы за клапаном производится в местах, указанных на рис. 5.14. Если на трубопроводе на расстоянии от клапана ближе, чем 10 внутренних диаметров, находится тройник или гиб, то проверяется также толщина в околошовных зонах, на внешней стороне гиба и на тупиковом участке тройника.

10. В указанных местах измеряется толщина стенки трубы по всей площади зачищенных участков; наименьшее значение толщины стенки в сечениях каждого участка записывается в специальный журнал, в котором должны быть приведены тип и характеристика оборудования, схемы контролируемого узла и измерений, а также результаты измерений в табличной форме.

Примечание. В случае обнаружения участков с явными признаками эрозионного износа, находящегося в допустимых пределах (разнотолщинность в пределах участка или между участками, наличие точек или зон неуверенного обнаружения донного сигнала, возникновение двух или более сигналов и др.), на них следует выполнить измерения в увеличенном объеме (на патрубке удваивается ширина контролируемого участка, на трубе — ширина и длина). Если на дополнительно проверенных участках установлен большой износ, следует измерить толщину по всей поверхности, исключая те зоны, где расположены участки без эрозионного износа.

11. Для измерения толщины стенки трубы ручки дефектоскопа (например, УДМ-3) устанавливаются в следующие положения:

«Электронная лупа» — выключена;
«Смещение X» — произвольное;
«Зона автоматического контроля» — полностью введена;
«Отсечка» — крайнее левое;
«Чувствительность» — в среднем;
«Частота» — 2,5 МГц;
«Режим работы» — I—II;
«ВРЧ» — крайнее левое;
«Мощность импульса» — крайнее левое;
«Вид измерений» — Ду;
«Диапазон прозвучивания» — 1.

12. Для настройки применяют два образца с плоскопараллельными поверхностями из материала того же класса, что и контролируемое изделие. Толщины образцов должны быть равны минимальной и максимальной из возможных толщин контролируемых изделий.

Установив искатель на поверхности образца, ручками «Чувствительность» и «Мощность импульса» получают сигнал на экране высотой 30 мм. Указатель ручки «Расстояние» устанавливают против деления шкалы, равного толщине большего образца. Ручкой «Конец шкалы «Ду» (справа под крышкой) передний фронт импульса от дна образца подводится к метке глубиномера. Затем на другом образце ручкой «Чувствительность» добиваются сигнала от дна высотой 30 мм. Указатель ручки «Расстояние» устанавливают против деления шкалы, равного толщине образца с минимальной толщиной. Ручкой «Начало шкалы «Ду» передний фронт импульса на экране подводится к метке глубиномера.

Настройку конца и начала шкалы в указанной последовательности следует произвести несколько раз до тех пор, пока показания глубино-

мера не станут верными, при этом чувствительность должна каждый раз устанавливаться такой, чтобы высота импульса на экране была равна 30 мм.

13. При измерении толщины ручками «Чувствительность» и «Мощность импульса» высота донного сигнала должна составлять 30 мм. Ручкой «Расстояние» метка глубиномера совмещается с передним фронтом донного импульса. Положение ручки указывает толщину измеряемого изделия.

14. При обнаружении местного утонения стенки выходного патрубка РПК или трубопровода в пределах 20% номинального значения РПК или поврежденный участок трубы должен быть заменен. При подсчете минимально допустимой толщины стенки литья и трубопровода следует учитывать, что у литья допускаются отклонения от номинала + 3 мм (по 3-му классу точности), а у труб + 5%. Если, например, толщина стенки выходного патрубка РПК с проходным отверстием D_y 225 мм равна 34 мм, то наименьшая толщина составит $(34 - 3) \cdot 0{,}8 = 24{,}8$ мм. Аналогично для трубопровода: если номинальная толщина стенки равна 25 мм, то браковочная толщина составит $25 \cdot 0{,}95 \cdot 0{,}8 = 19$ мм.

Минимальные значения толщин стенок выходных патрубков РПК, изготовленных ЧЗЭМ, приведены в табл. 5.3.

Весь контролируемый участок патрубка по длине разбит на четыре части. Клапаны, изготовленные по чертежам ЧЗЭМ № 916-250-1 и 810-100-1, имеют конусность по внутренней стенке литья, поэтому в табл. 5.3 приводится толщина стенки на определенном расстоянии (100 мм от середины шва).

15. Клапаны и трубопроводы, имеющие износ в пределах допустимых значений, подлежат повторной проверке после эксплуатации в следующие сроки: при износе 15–20% через 7000 ч эксплуатации, 10–15% – через 15000 ч, менее 10% – 1 раз в 4 года.

Таблица 5.3

Номинальные и минимальные значения толщин стенок выходных патрубков РПК, изготовленных ЧЗЭМ

Номер чертежа, по которому изготовлен РПК	Диаметр обработанной части выходного патрубка, мм		Толщина стенки на расстоянии от середины шва, мм							
			20		50		100		150	
	внутренний	наружный	Номинальная	Минимальная	Номинальная	Минимальная	Номинальная	Минимальная	Номинальная	Минимальная
810-250-1	269±1,3	340	34,5	28	38,0	28	38	28	38	28
868-250-1	279+1,3	350	34,5	28	39,0	29	39	29	39	29
916-250-1	279+1,3	345	32,0	26	—	—	54	41	—	—
810-225-1	225+1,3	285	23,0	23	34,0	25	34	25	34	25
868-225-1	234+1,3	290	27,0	22	34,0	25	34	25	34	25
810-100-1	114+1,3	146	15,0	12	23,3	19	31	22	—	—

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Технологические указания по наплавке выходных патрубков шиберных клапанов

1. Для наплавки выходных патрубков применять электроды ЭА-395/9 (ГОСТ 9466–75 и ГОСТ 10052–75).

2. Качество и основные характеристики электродов должны быть подтверждены сертификатом завода-изготовителя.

3. Поверхность выходного патрубка, предназначенная для наплавки, должна быть очищена от ржавчины, грязи, жировых веществ до металлического блеска.

4. Электроды перед использованием следует прокалить при температуре 380°С в течение 1 ч.

5. Наплавку производить постоянным током обратной полярности (плюс на электроде) минимально короткой дугой.

6. Значение сварочного тока определять по табл. 5.4 в зависимости от диаметра электрода.

Таблица 5.4

Размеры электрода, мм		Сила тока (А) при положении шва	
Диаметр	Длина	нижнем	вертикальном
3	300	80–100	70–90
4	350	120–150	100–130

7. Высота наплавки выходного патрубка должна составлять 5–6 мм.

8. Произвести зачистку наплавленного слоя шлифовальной машинкой до металлического блеска (шероховатость 2 мкм), обеспечив по всей поверхности высоту наплавленного слоя 3–4 мм и плавный переход сварного шва от седла к патрубку.

9. После зачистки произвести визуальный осмотр наплавки на отсутствие трещин, отслоений и других дефектов.

5.10. Эксплуатационная надежность металла труб паропровода, подвергнутого восстановительной термической обработке

В последние годы рядом организаций (УралВТИ, ВНИИАМ, ЦНИИТмаш) был проведен комплекс научно-исследовательских работ по разработке режимов восстановительной термической обработки (ВТО) длительно работавшего металла труб. Исследованиями установлено, что работоспособность поврежденного металла может быть восстановлена до уровня исходного состояния, если химический состав и загрязненность металла соответствуют требованиям технических условий, в структуре металла отсутствуют поры размером 2 мкм и более, в гибах и сварных соединениях не обнаружены недопустимые дефекты, выявляемые методами МПД и УЗК, а остаточная деформация не превышает допустимых значений.

На основании вышеизложенного ВТИ, УралВТИ, Союзтехэнерго, ЦКТИ, ЦНИИТмаш, ВНИИАМ, ЦНИИЧМ пришли к выводу о возможности распространения методов расчета и допускаемых напряжений, указанных в ОСТ 108.031.02–75 «Котлы стационарные паровые и водогрейные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность», на паропроводы, подвергнутые ВТО. Технология проведения ВТО должна соответствовать приведенному ниже «Временному положению о проведении восстановительной термической обработки паропроводов, отработавших расчетный срок службы».

ВРЕМЕННОЕ ПОЛОЖЕНИЕ О ПРОВЕДЕНИИ ВОССТАНОВИТЕЛЬНОЙ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПАРОПРОВОДОВ, ОТРАБОТАВШИХ РАСЧЕТНЫЙ СРОК СЛУЖБЫ

1. *ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ*

1.1. Во время эксплуатации энергоустановок при температуре 450 °С и выше в металле труб паропроводов развиваются процессы ползучести и старения, приводящие к существенным изменениям структуры и свойств металла, образованию и накоплению пор. Эти изменения приводят к недопустимому снижению работоспособности металла отдельных труб.

1.2. Работоспособность металла длительно эксплуатировавшихся паропроводов в ряде случаев может быть восстановлена до исходного состояния путем проведения ВТО, что обеспечивает возможность последующей эксплуатации паропроводов в течение 100 тыс. ч при удовлетворительном состоянии металла и сварных соединений по результатам периодического контроля, проводимого в соответствии с «Инструкцией по наблюдению и контролю за металлом трубопроводов и котлов» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1970).

1.3. Настоящее Временное положение предусматривает порядок, организацию и режимы проведения ВТО и распространяется на трубы паропроводов из сталей 12МХ, 15ХМ, 12Х1МФ и 15Х1М1Ф с расчетной температурой пара 450 °С и выше, которые согласно п. 11 «Положения о порядке установления сроков дальнейшей эксплуатации котлов, турбин и паропроводов, проработавших свыше 100 тыс. ч» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1973) не могут быть допущены к эксплуатации сверх расчетного срока службы без ремонта.

1.4. Восстановительную термическую обработку следует считать ремонтной операцией.

1.5. Решения о целесообразности и технологии проведения ВТО, а также о пригодности после ВТО труб к дальнейшей эксплуатации применяются экспертно-технической комиссией в составе: председателя – главного инженера РЭУ, членов комиссии – главного инженера электростанции, начальника котлотурбинного цеха, начальника службы металлов РЭУ, начальника лаборатории металлов электростанций и других специалистов по усмотрению председателя экспертно-технической комиссии.

1.6. Экспертно-техническая комиссия принимает решение о проведении ВТО на основании следующих материалов:

заключения о состоянии металла и сварных соединений, выполненного в объеме «Положения о порядке установления сроков даль-

нейшей эксплуатации котлов, турбин и паропроводов, проработавших свыше 100 тыс. ч»;

измерений остаточной деформации труб паропроводов в течение всего времени эксплуатации;

заключения о наличии в металле пор, согласованного с УралВТИ.

1.7. Работы по ВТО выполняют ремонтные подразделения Главэнергоремонта с участием электростанций.

1.8. Контроль металла до и после ВТО проводится лабораториями или службами металлов районного энергетического управления или производственного ремонтного предприятия.

2. КРИТЕРИИ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ВОЗМОЖНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ВТО ПАРОПРОВОДОВ[1]

2.1. Остаточная деформация прямых труб не должна превышать: 1,5% для стали 12Х1МФ; 1,0% для сталей 15Х1М1Ф, 15ХМ, 12МХ.

2.2. Остаточная деформация прямых участков гибов не должна превышать 0,8%.

2.3. Фактическая толщина стенки на растянутой части гиба не должна быть менее расчетной по п. 3.2 ОСТ 108.031.02—75 для трубы, проработавшей 100 тыс. ч при отсутствии в ней недопустимых дефектов, выявленных методами УЗК и МПД в соответствии с действующими инструкциями.

2.4. Размер пор, выявленных методом оптической металлографии, не должен превышать 2 мкм.

3. КРИТЕРИИ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ВОЗМОЖНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ВТО СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

3.1. Сварные соединения должны быть выполнены на паропроводах из сталей 12МХ и 15ХМ независимо от температуры пара при любой композиции металла шва.

3.2. Сварные соединения должны быть выполнены на паропроводах из стали 12Х1МФ, например, электродами ЦЛ-27Б (композиция 09Х1МФБ) или, например, электродами ЦЛ-20, ТМЛ, проволокой СВ-08ХМФА (композиция 09Х1МФ) и должны эксплуатироваться при номинальной температуре пара не выше 545 °С.

3.3. При несоблюдении п. 3.2 сварные соединения подлежат переварке.

3.4. Сварные соединения паропроводов из стали 15Х1М1Ф ВТО не подлежат.

4. ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛА ТРУБ, ПОДВЕРГАЕМЫХ КОНТРОЛЮ ДО ПРОВЕДЕНИЯ ВТО

4.1. Наличие пор в металле прямых труб определяется при исследовании одной вырезки из трубы с максимальной остаточной деформацией по методике, указанной в приложении 1.

4.2. Наличие пор в металле гибов определяется при исследовании одной вырезки из растянутой зоны гиба с максимальной остаточной

[1] Каждый критерий действует самостоятельно.

деформацией прямого участка гиба, а при отсутствии измерений остаточной деформации вырезка для исследования производится из гиба с минимальной толщиной стенки. Измерение толщины стенки растянутой части каждого гиба производится УЗД.

4.3. Прямые трубы и гибы считаются поврежденными, если хотя бы на одном шлифе в металле вырезки из трубы или гиба обнаружены поры размером 2 мкм и более.

5. ТИПОВЫЕ РЕЖИМЫ ВТО

Сталь	Температура нормализации (°С) при нагреве		Продолжительность выдержки при нормализации (мин) при нагреве		Температура отпуска (°С) при нагреве		Продолжительность выдержки при отпуске (ч) при нагреве	
	печном	индукционном	печном	индукционном	печном	индукционном	печном	индукционном
12Х1МФ	980–1020*	980–1020 (воздух)	30–40	30–40	720–750	720–750	3	1–3
15Х1М1Ф	1020–1050* (воздух)	—	60	—	740–760	—	10	—
15ХМ	950–980* (воздух)	950–980 (асбест)	30–40	30–40	670–690	Без отпуска	2	—
12МХ	950–980* (воздух)	950–980 (асбест)	30–40	30–40	670–690	То же	2	—

* Рекомендуется проводить охлаждение со скоростью от 80 до 800 °С/мин.

Примечания: 1. Допускается по согласованию с УралВТИ корректировка типовых режимов ВТО.

2. Методические указания по проведению ВТО приведены в приложении 2.

6. ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛА ТРУБ И СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ, ПОДВЕРГАЕМЫХ КОНТРОЛЮ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ВТО

6.1. Контроль структуры и кратковременных прочностных свойств неразрушающими методами (100% труб и сварных соединений).

6.2. Ультразвуковая дефектоскопия всех гибов и сварных соединений.

6.3. Исследование металла вырезок из трех труб с максимальной остаточной деформацией в объеме «Инструкции по наблюдению и контролю за металлом трубопроводов и котлов», в том числе из прямого участка гиба и трубы, исследованных до проведения ВТО.

6.4. Исследование одного сварного соединения в объеме, предусмотренном п. 13.6.6 РТМ-1С-73. Результаты исследования должны соответствовать п. 13. 6.29 РТМ-1С-73.

6.5. Структура и свойства металла и сварных соединений труб, подвергнутых ВТО, должны удовлетворять требованиям технических условий на металлы и сварные соединения в состоянии поставки.

6.6. Если свойства металла труб и сварных соединений не удовлетворяют нормативным требованиям, то необходимо проведение повторной ВТО по скорректированному режиму, согласованному с УралВТИ.

6.7. В случае получения неудовлетворительных результатов при измерении твердости металла шва производятся повторные измерения твердости металла того же шва на утроенном количестве точек.

При неудовлетворительных результатах повторного испытания сварное соединение подлежит повторному отпуску (при завышенных значениях твердости) или переваривается (при заниженных значениях твердости).

После выполнения повторной термической обработки сварного соединения металл шва должен быть вновь проконтролирован.

7. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ КОНТРОЛЬ МЕТАЛЛА ПАРОПРОВОДОВ, ПОДВЕРГНУТЫХ ВТО

7.1. Периодический контроль за состоянием металла паропроводов проводится в соответствии с требованиями и в объеме «Инструкции по наблюдению и контролю за металлом трубопроводов и котлов».

7.2. До пуска в эксплуатацию паропровода, подвергнутого ВТО, должно быть произведено измерение диаметров всех труб по бобышкам; эти же диаметры принимаются за исходные.

8. ДОКУМЕНТАЦИЯ ПОСЛЕ ВТО

После ВТО оформляются акт о проведении ВТО с указанием режима и способа нагрева, заключения по результатам контроля и исследования состояния металла и сварных соединений (до и после ВТО) и акт технического освидетельствования паропроводов после ВТО.

Документация направляется в УралВТИ (в одном экземпляре).

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Методика выявления пор в металле

Металлографический анализ металла на наличие в структуре пор производится на вырезках из прямой трубы и вершины растянутой части гиба. Исследуются три продольных образца, вырезанных преимущественно вблизи наружной поверхности трубы.

Выявление пор производится путем восьми-десятикратного повторения цикла, заключающегося в полировке и химическом травлении шлифа, погружением на 10—20 с в 4—5%-ный раствор HNO_3 в спирте.

Металлографический анализ производится на оптическом микроскопе при увеличении в 500 раз; при этом просматривается не менее 30 полей шлифа.

Методические указания по проведению ВТО

1. Восстановительную термообработку можно осуществлять путем печного (при любой толщине стенки труб) или индукционного нагрева (при толщине стенки труб 50 мм) ремонтными блоками из нескольких труб (с гибами и сварными соединениями) или отдельными трубами.

2. Технологические варианты нагрева (блоками, отдельными трубами, с демонтажем паропровода или без демонтажа) выбираются на основании технико-экономического анализа из условия минимальных трудозатрат для конкретного рассматриваемого случая.

3. Начало работ оформляется приказом по РЭУ. Назначаются инженерно-технический работник, ответственный за проведение работ, и производитель работ. Составляются проект организации и график проведения работ, которые утверждает главный инженер электростанции. Все работы выполняются по нарядам.

4. При печном способе ВТО должна выполняться в печи, обеспечивающей заданный температурный режим с учетом разницы в температурах по объему печи и во времени.

5. Измерения температур металла труб производятся зачеканенными термопарами, выведенными на регистрирующие приборы класса точности не ниже 0,5.

6. Укладку труб на поду печи желательно производить в один ряд (но не более чем в два ряда).

7. Измерение температур садки труб необходимо производить с помощью термопар, закрепленных на четырех трубах, расположенных по углам пода, и на одной в центре пода.

8. Охлаждение осуществляется на открытом воздухе.

9. При индукционном способе ВТО должна производиться с использованием источников питания током средней частоты и медных водоохлаждаемых индукторов.

10. В помещении электростанции или ремонтного участка собирается комплект из электротермических установок мощностью до 100 кВт с тиристорными или машинными преобразователями средней частоты на 2400–2500 Гц.

Основные комплектующие изделия типового участка ВТО:

тиристорные преобразователи СЧИ-100/2,4 (2 шт.);

конденсаторы ЭСВ-0,5-2,4УЗ (4–6 шт.);

кабель КРПТ 3 × 70 + 1 × 25 (200 м);

потенциометр на 24 точки измерения со шкалой 0–1100 °С класса точности 0,5 на термопары градуировки ХА (2 шт.);

компенсационный провод ХА КМВЭВ-М14 × 2,5 (200 м);

термопары из проволоки диаметром 0,8 – 1,2 мм градуировки ХА (70 шт);

два водоохлаждаемых медных индуктора из трубки прямоугольного сечения размером 16 × 12 × 2 мм (18–22 витка).

11. Нагреву труб паропровода должна предшествовать пробная ВТО макетной трубы. Труба, вырезанная для исследования структуры и свойств перед ВТО согласно п. 4 настоящего Временного положения, разрезается на две части. Одна половина этой трубы используется в качестве макетной, а другая подвергается ВТО совместно с одной из труб штатного комплекта или с одним из его блоков.

12. Пробная ВТО осуществляется для проверки правильности сборки схем электротермического оборудования и контрольно-измери-

тельных приборов, достаточности мощности оборудования и подготовленности персонала к практическому осуществлению режимов ВТО с индукционным нагревом от источника питания средней частоты, а также проверки эффективности температурного режима ВТО путем проведения контрольных испытаний структуры и свойств металла макетной трубы после ВТО.

13. Температурный режим нагрева регистрируется на диаграммной ленте прибора; периодически (через 15–30 мин) проводится контроль соответствия показаний прибора по переносному потенциометру.

14. Подготовка к нагреву начинается с прихватки или приварки к концам макетной трубы технологических надставок из любой перлитной или углеродистой стали того же типоразмера длиной в два-три наружных диаметра.

15. Нагрев с выходом на заданный режим осуществляется на технологических надставках.

16. Контроль температуры выполняется зачеканенными хромель-алюмелевыми термопарами, выведенными экранированным кабелем на прибор класса точности не ниже 0,5; термопары располагаются с шагом 250–300 мм.

17. Паропроводная труба устанавливается на временных опорах, расстояние между которыми во избежание провисания от собственной массы при высокотемпературном нагреве не должно превышать 2 м.

18. Электрическая и тепловая изоляция трубы выполняется путем наложения двух слоев листового асбеста или листового базальтового волокна, закрепляемого стеклолентой. Ориентировочный расход листового асбеста толщиной 5–6 мм на 50 м паропровода диаметром 273 × 20 мм – 30 кг, стеклоленты или асболенты – 100 кг. Тепловая изоляция – материал одноразового использования.

19. При достижении заданного интервала температур и выдержки в течение 20–30 мин на технологической надставке индуктор приводится в движение со скоростью, обеспечивающей при его перемещении выдержку в требуемом температурном интервале, который указан в п. 5 настоящего Временного положения. Перемещение индуктора осуществляется с постоянной скоростью электромеханическим приводом. Поддержание заданного температурного режима достигается регулировкой выходной электрической мощности источника питания током средней частоты.

20. Качество проведения пробной ВТО проверяется по записям регистрирующих температуру приборов и контролем структуры и всех свойств металла после ВТО, которые должны соответствовать требованиям ТУ 14-3-460–75 для сталей 15ХМ, 12Х1МФ и 15Х1М1Ф и ЧМТУ/ВНИТИ 670–65 для стали 12МХ.

21. Приступать к проведению ВТО штатного паропровода можно только при получении удовлетворительных результатов пробной ВТО.

22. Трубы штатного комплекта паропровода подвергаются ВТО после снятия изоляции и разделения паропровода на ремонтные блоки или после разрезки замыкающих сварных стыков по концам обрабатываемого участка (при термической обработке без демонтажа) с соблюдением требований, изложенных в пп. 4–19 настоящего приложения.

23. Перед проведением ВТО индукционным способом паропровод отделяется от паросборного коллектора котла и от парораспределительного клапана турбины, из него вырезают все литые и кованые детали (задвижки, тройники, литые гибы и др.) и паромерные шайбы.

24. Воздушники и дренажи отрезают, оставляя штуцера высотой 30—40 мм или обрабатывают заподлицо с трубой.

25. Бобышки для измерения ползучести оставляют на местах.

26. К концам ремонтных блоков привариваются технологические надставки.

27. Термическая обработка осуществляется путем выхода на заданный режим при нагреве индуктором технологической надставки и равномерного перемещения индуктора вдоль всей трубы до выхода на вторую технологическую надставку, где индуктор останавливается, а источник питания отключается.

28. Термической обработке могут подвергаться блоки, изолированные снаружи двумя слоями листового асбеста или базальтового волокна, закрепленными стеклолентой; возможен вариант термообработки без теплоизоляции экранированным медным водоохлаждаемым индуктором.

29. При проведении нормализации не допускается перерыва в нагреве; в случае вынужденного останова индуктора или прекращения питания процесс осуществляется повторно, начиная с технологических надставок.

30. При проведении отпуска допустимы перерывы в процессе; требуется, чтобы выдержка в заданном интервале температур была не менее указанной в п. 5 настоящего Временного положения.

31. После проведения термической обработки проводится анализ записей диаграммных лент регистрирующих приборов и составляется акт, в котором фиксируется правильность выполнения заданного режима. Диаграммные ленты с записями температур хранятся в лаборатории металлов электростанции или РЭУ. Акт подшивается к паспорту паропровода.

32. После проведения ВТО и монтажа трубопровода выполняется стилоскопический контроль на наличие легирующих элементов в металле всех труб паропровода и сварных соединений.

33. После ВТО ремонтных блоков и сборки паропровода на постоянных опорах химическим способом удаляются технологические окалины, затем выполняется продувка паром от котла или магистрали в атмосферу (по временной схеме с соблюдением требований ПТЭ, но не менее 4 МПа) в целях удаления из паропровода отслоившейся окалины и посторонних предметов.

34. После сборки паропровода проверяется регулировка опор и осуществляется контроль соответствия тепловых перемещений требованиям проекта.

35. Гидравлические испытания паропровода после ВТО, сборки и продувки паропровода осуществляются давлением 1,25 рабочего давления.

36. Паропровод после ВТО подвергается техническому освидетельствованию таким же образом, как новый паропровод, сдаваемый в эксплуатацию после монтажа (согласно разд.5-3 «Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды», «Недра», 1970).

5.11. О предупреждении повреждений штампосварных колен паропроводов горячего промперегрева блоков 300 МВт и выше

Начиная с 1969 г. Белгородский завод энергетического машиностроения (БЗЭМ) начал поставлять электростанциям с блоками 300 МВт и выше для паропроводов горячего промперегрева штампосварные колена из стали 15Х1М1Ф размером 636 × 38 и 750 × 40 мм, с радиусом гиба 1000 мм.

В марте 1979 г. на Ладыжинской ГРЭС был остановлен энергоблок 300 МВт из-за парения в штампосварном колене. При осмотре колена была обнаружена трещина, расположенная вдоль наплавленного металла внешнего продольного шва длиной 950 мм, с раскрытием 5 мм. Твердость наплавленного металла составляла 167 – 170 НВ, металла околошовной зоны и основного металла – 140 – 146 НВ.

В результате проверки других 15 колен были выявлены трещины еще на трех коленах на наружном и внутреннем продольных швах длиной от 3 до 407 мм.

Аналогичные повреждения в штампосварных коленах паропроводов горячего промперегрева имели место на блоках 300 МВт Рязанской ГРЭС.

В целях предупреждения повреждений штампосварных колен Главтехуправление предлагает главным инженерам электростанций, на которых установлены или монтируются штампосварные колена паропроводов горячего промперегрева:

1. Выполнить МПД и УЗК продольных сварных швов всех штампосварных колен паропроводов горячего промперегрева. Контроль производить в соответствии с «Временной инструкцией по магнитопорошковому контролю качества радиусных переходов корпусных отливок (И-1-70)» (ЦНИИТмаш, 1970) и разд. 4 «Основных положений по ультразвуковой дефектоскопии сварных соединений котлоагрегатов и трубопроводов тепловых электростанций (ОП № 501 ЦД-75)» (СПО Союзтехэнерго, 1978).

Срок – 1979 г.

Последующий контроль произвести через 2 года эксплуатации, но не позднее 15 тыс. ч работы после проверки.

2. При обнаружении недопустимых дефектов в штампосварных коленах произвести их замену или ремонт по технологии, согласованной с БЗЭМ, предварительно вызвав представителей БЗЭМ. Отремонтированные штампосварные колена подвергнуть контролю методом МПД и УЗК в соответствии с инструкциями, указанными в п. 1 настоящего параграфа, непосредственно после ремонта, а затем через 6 – 8 тыс. ч эксплуатации после ремонта.

3. Произвести обследование фактического состояния систем крепления паропроводов горячего промперегрева и при выявлении отклонений от проектных данных выполнить регулировку опорноподвесной системы в соответствии с проектом и устранить возможные защемления.

Срок – 1980 г.

4. В процессе монтажа выполнять 100%-ный входной контроль продольных сварных соединений штампосварных колен методом МПД и УЗК. При выявлении дефектов вызывать представителей БЗЭМ и оформлять рекламацию в установленном порядке.

Последующий контроль производить через 2 года эксплуатации, но не позднее 15 тыс. ч работы после ввода в эксплуатацию.

5. Направить в ПО Союзтехэнерго материалы по результатам контроля состояния сварных соединений штампосварных колен паропроводов горячего промперегрева для обобщения и разработки рекомендаций. Материалы по коленам, при контроле которых будут выявлены дефекты, должны содержать данные по размерам, количеству и расположению этих дефектов.

Срок – не позднее месяца после проведения контроля.

6. Всесоюзному теплотехническому институту им. Ф. Э. Дзержинского и ПО Союзтехэнерго в июне 1979 г. обеспечить рассылку электростанциям материалов по технологии ремонта штампосварных колен, разработанную БЗЭМ.

РАЗДЕЛ ШЕСТОЙ
АВТОМАТИКА И ИЗМЕРЕНИЯ

6.1. Предотвращение и ограничение развития системных аварий путем автоматического изменения мощности блочных тепловых электростанций

Для предотвращения и ограничения развития системных аварий, сопровождающихся значительными отклонениями частоты от номинального значения, необходимо быстрое автоматическое изменение активной мощности электростанций. Это требование распространяется и на блочные тепловые электростанции, доля которых в общем объеме генерирующей мощности все возрастает.

В указанных целях, а также для привлечения блочных электростанций к регулированию частоты энергосистем в нормальных режимах предлагается:

1. Привести параметры систем регулирования турбин в соответствие с требованиями § 18.2 ПТЭ (Энергия, 1977) и в дальнейшем осуществлять постоянный контроль за состоянием систем регулирования турбин, своевременно выявляя и устраняя дефекты регулирования. Обеспечить периодическое снятие статической характеристики регулирования в соответствии с § 18.9 ПТЭ.

2. Выполнить необходимые мероприятия и включить в работу устройства авторегулирования, обеспечивающие работу котлов в регулировочном режиме, в том числе изменение их паропроизводительности при аварийном и нормальном отклонении частоты энергосистем.

3. Обеспечить на всех блочных электростанциях выполнение требований § 18.10 и 47.18 ПТЭ, допускающих использование ограничителей мощности на турбинах только в виде исключения по условиям механического состояния турбин и в строго предусмотренном порядке с разрешения главного инженера энергоуправления.

При внедрении режимов работы блоков 300 МВт на скользящем давлении допускать полное открытие только четырех регулирующих клапанов ЦВД турбины, сохраняя возможность приема дополнительной нагрузки под воздействием регуляторов скорости турбины при снижении частоты. Работа блока на скользящем давлении пара со всеми полностью открытыми регулирующими клапанами ЦВД запрещается.

4. Для блоков с турбинами К-300-240 ХТГЗ режимы работы системы регулирования турбин, предусмотренные инструкцией ХТГЗ, использовать следующим образом:

а) режим 3 – только при тех же условиях, что ограничители мощности;

б) режим 2 – при управлении от любых внешних для турбины постоянно действующих регуляторов (регулятора мощности, регулятора давления и др.). При этом значение открытия сливного окна регулятора скорости должно устанавливаться равным 2 мм, что обеспечивает при снижении частоты увеличение нагрузки регулятором скорости до 100 МВт. В случае длительной работы энергосистемы с пониженной частотой открытие сливного окна регулятора скорости должно устанавливаться при этой частоте.

Примечание. По данным ХТГЗ, включение постоянно действующих регуляторов на механизм управления регулятора скорости (синхронизатор) недопустимо и они должны включаться на дополнительный вход, именуемый в заводской документации приводом регулятора давления;

в) при отсутствии постоянно действующих внешних для турбины регуляторов, в частности при включении регулятора «до себя» в «стерегущем» режиме использовать режим 1, при котором увеличение нагрузки регулятором скорости при снижении частоты не ограничивается.

5. На всех энергоблоках с прямоточными котлами ввести в защиту, действующую при понижении давления пара перед встроенной задвижкой, выдержку времени 1,5–2 мин.

Отключение защиты по понижению давления или изменение ее уставки, предусматриваемые решениями Главтехуправления, разрешающими режим скользящего давления для некоторых типов энергоблоков, должны производиться независимо от того, осуществляется или нет фактически работа блока в этом режиме; на энергоблоках с котлами ПК-41, ТГМП-114 и П-50 независимо от фактического использования режима скользящего давления защита должна быть отключена.

6. Установить следующие условия использования и режимы работы регуляторов «до себя» (если они не являются элементом схем авторегулирования), обеспечивающие изменение мощности блока при отклонении частоты энергосистемы:

а) на энергоблоках с барабанными котлами регуляторы «до себя» использовать только в схеме технологических защит;

б) на энергоблоках с прямоточными котлами (кроме указанных в п. 6 *в, г*) регуляторы давления «до себя» перевести в стерегущий режим.

Ввод в действие этого регулятора осуществлять по сигналу от электроконтактного манометра (ЭКМ), устанавливаемого перед турбиной. Уставки ЭКМ и регулятора «до себя» следует принимать равными значению уставки защиты при понижении давления перед встроенной задвижкой. В случае если регулятор «до себя» входит в схему защит, производящих снижение нагрузки блока при внутренних возмущениях (например, при отключении дымососов, мельниц и др.), то его включение в «стерегущий» режим и от схем защит производить по отдельным параллельным цепям. Отключение регулятора «до себя» после устранения причин, вызвавших его включение, производить вручную;

в) на энергоблоках с прямоточными котлами, для которых значе-

ние давления перед встроенной задвижкой не регламентируется, регулятор давления «до себя» использовать только в схеме технологических защит. Допускается ввод регулятора «до себя» в «стерегущий» режим для дубль-блоков на время их работы в однокорпусном режиме;

г) на энергоблоках с пылеугольными котлами, на которых имеют место неустойчивые топочные режимы, как исключение допускается временное использование регуляторов «до себя» для поддержания давления в нормальных режимах при условии выполнения противоаварийного устройства (рис. 6.1), отключающего регулятор при аварийном изменении частоты и переводящего котел на новую нагрузку при

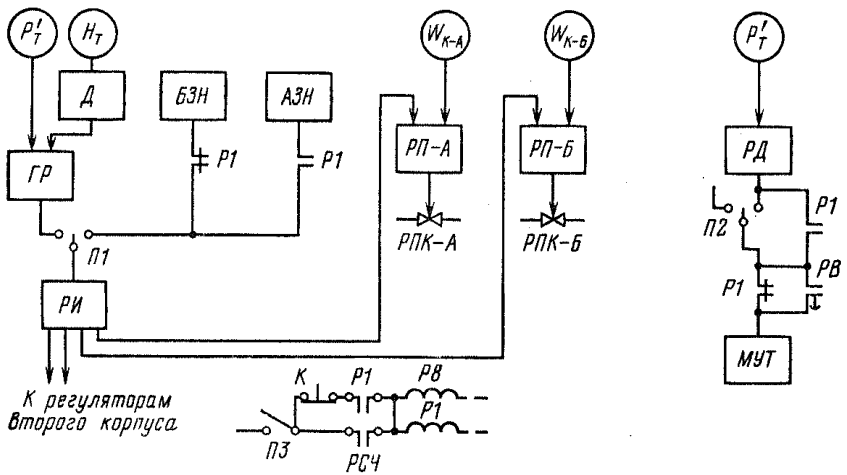


Рис. 6.1. Схема противоаварийного устройства для типовой схемы автоматического регулирования дубль-блока.

аварийном снижении частоты. Уставка противоаварийного устройства по частоте определяется ОДУ исходя из местных условий. Перечень таких энергоблоков подлежит утверждению главным инженером энергосистемы одновременно с планом по доводке топочного режима котлов до состояния, позволяющего перевести и на этих блоках регуляторы «до себя» в «стерегущий» режим. Перечень энергоблоков, оставляемых в работе с регуляторами «до себя», необходимо сообщить в ОДУ.

7. Объединенному диспетчерскому управлению и диспетчерским службам при оценке и назначении резервов мощности необходимо:

а) учитывать, что на энергоблоках, где регулятор «до себя» в «стерегущем» режиме имеет уставку 16 МПа (160 кгс/см^2) и выше, он может вступать в действие при снижении давления, вызванного набросом нагрузки вследствие снижения частоты, что будет приводить к временному снижению выдаваемой мощности, пока не увеличится нагрузка котла;

б) устанавливать перечень энергоблоков, которые не должны работать в режиме скользящего давления, исходя из требований к размеру и размещению вращающего резерва.

8. На энергоблоках, работающих как в режиме номинального, так и в режиме скользящего давления, на которых отсутствуют устройства авторегулирования, обеспечивающие изменение паропроизводительности котла при изменениях частоты, внести в эксплуатационные инструкции для оперативного персонала указание о том, что при изменении нагрузки турбины, вызванном отклонениями частоты, необходимо восстанавливать давление пара путем воздействия на изменение паропроизводительности котла.

Разрешить персоналу воздействие на турбину в случае больших набросов нагрузки при работе дубль-блоков в однокорпусном режиме.

Для лучшей ориентации персонала установить дополнительно на БЩУ и ГЩУ блочных электростанций частотомеры повышенной точности и выполнить сигнализацию повышения и понижения частоты со световым (световые табло) и звуковым сигналом. Для этой цели могут быть использованы щитовые цифровые частотомеры Ф205 омского завода «Электроточприбор» с дискриминаторами. Для проектируемых электростанций такой контроль частоты следует предусматривать в проектной документации.

6.2. Проверка котловых манометров котлоагрегатов, работающих с давлением 10 МПа (100 кгс/см^2) и выше

Для измерения давления пара котлоагрегаты, работающие с давлением 10 МПа (100 кгс/см^2) и выше, оснащены несколькими манометрами, которые используются для контроля и технологической защиты. Это исключает аварийные последствия неправильных показаний одного из указанных приборов.

В связи с этим, а также из-за трудностей, с которыми связана проверка исправностей котловых манометров с помощью трехходовых кранов, на котлоагрегатах, работающих с давлением 10 МПа (10 кгс/см^2) и выше, по согласованию с Госгортехнадзором СССР устанавливается следующий порядок проверки исправности действия котловых манометров давления пара указанных котлоагрегатов.

Поверку котловых манометров давления пара с их опломбированием (клеймением) производить в соответствии со сроками, установленными § 9-3-1 «Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» (Сборник правил и руководящих материалов по котлонадзору, «Недра», 1971) не реже 1 раза в 12 мес.

Не реже 1 раза в 6 мес предприятием должна производиться поверка рабочих котловых манометров давления пара контрольным манометром с записью результатов в журнал контрольных поверок. Кроме того, ежесменно машинист котла (машинист энергоблока) должен путем одновременного визуального контроля сличать показания двух или трех котловых манометров давления пара, подключенных к одной и той же точке котлоагрегата.

Сличение показаний котловых манометров, установленных в разных местах (непосредственно на котле или на местном щите, щите управления котла, блочном щите управления) производится по телефону. При этом в случае двух манометров сличение показаний выполняется с учетом помощника машиниста котла, при трех – дополнительно привлекается дежурный цеха ТАИ (дежурный по КИП) и сличение показаний каждой пары манометров осуществляется поочередно.

Расхождение в показаниях указанных манометров не должно превышать основной допустимой погрешности для данного типа приборов. Истинное значение показаний поверяемых манометров должно определяться с учетом действия столба конденсата, заполняющего импульсные линии приборов.

При обнаружении расхождений в показаниях, превышающих указанные значения, дежурному цеха ТАИ (дежурному по КИП) необходимо с помощью контрольного манометра выявить неправильно показывающий прибор и заменить его исправным. Установка исправного прибора должна быть зафиксирована в соответствующем оперативном журнале.

6.3. Испытания автоматических регуляторов питания котла с естественной циркуляцией

Современные трехимпульсные регуляторы питания барабанных котлов энергоустановок рассчитаны на поддержание уровня в безопасных пределах при значительных и быстрых изменениях нагрузки.

Нормальная работа регулятора питания может быть достигнута только при его исправности и оптимальной настройке. Наиболее эффективным мероприятием по выявлению состояния регулятора является его испытание при различных возмущениях. Испытания позволяют определить качество работы регулятора в переходных режимах при наиболее тяжелых возмущениях в условиях заранее подготовленного опыта и всестороннего контроля за результатами последнего. При неудовлетворительных результатах испытаний выявляются направления ремонтных работ или корректировки настройки. При положительных результатах испытаний можно рассчитывать на надежную работу автоматики на определенный период.

Испытания должны проводиться в следующем объеме:

1. Проверка исправности предупредительной сигнализации и автоматического устройства аварийного сброса воды из барабана.

2. Определение расходной характеристики регулирующих клапанов.

3. Проверка качества обработки регулятором питания возмущений:

а) расходом питательной воды;

б) частичным сбросом и набором нагрузки;

изменением нагрузки турбины для энергоблоков;

изменением подачи топлива для котлов с общим паропроводом;

в) полным сбросом нагрузки:

отключением генератора от сети и переводом котла на растопочную нагрузку для энергоблоков;

резким уменьшением подачи топлива в топку до значения, соответствующего минимально допустимой нагрузке по условиям циркуляции, для котлов с общим паропроводом.

Устанавливается следующая периодичность испытаний:

а) испытания в полном объеме (по пп. 1 – 3) проводятся только на головном образце данной серии котлов, а также в случае реконструкций котла, приводящих к изменению динамических свойств по уровню (реконструкция топки, циркуляционной и сепарационной систем);

б) испытания в частичном объеме (по пп. 1, 2, 3а и 3б) проводятся после ввода котла в эксплуатацию из монтажа и после каждого капи-

тального ремонта котла. До проведения испытаний режимы работы котла со сбросом нагрузки не разрешаются.

При наличии на котле двух регуляторов питания на полный сброс нагрузки испытывается только один из них. Остальной объем испытаний проводится для каждого регулятора питания отдельно.

При наличии на котле двух регулирующих клапанов и более определение расходной характеристики проводится для каждого из них

Результаты испытаний оформляются в виде протокола испытаний с приложением копий диаграмм регистрирующих приборов. Документация по испытаниям утверждается главным инженером электростанции и хранится до проведения следующих испытаний.

Порядок организации и проведения испытаний устанавливается «Инструкцией по организации испытаний автоматических регуляторов питания барабанных котлов» (см. приложение).

ПРИЛОЖЕНИЕ

Инструкция по организации испытаний автоматических регуляторов питания барабанных котлов

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. К испытаниям допускаются регуляторы питания, находящиеся в полной исправности.

1.2. Перед испытаниями производится обход отдельных узлов регуляторов питания и определяется их состояние.

1.3. На период испытаний прекращаются все ремонтные работы на котле, а также работы, которые могут вызвать изменение нагрузки или параметров пара (продувки, обдувки и др.).

1.4. Во время испытаний не допускаются действия, которые могут отразиться на качестве автоматического регулирования (изменение настройки регулятора питания, кратковременные отключения его, изменение положения регулирующих органов на байпасных линиях питания и др.).

1.5. Регулятор питания отключается и испытания прекращаются, если он не обеспечивает требуемого качества регулирования, что может привести к аварии.

1.6. Регулятор питания допускается к каждому последующему этапу испытаний только в том случае, если на предыдущем этапе не обнаружены неисправности и ненормальности в его работе.

1.7. Регулятор питания считается подготовленным к испытаниям на полный сброс нагрузки, если при проведении предшествующих испытаний имели место следующие условия:

а) предупредительная сигнализация и устройство автоматического аварийного сброса воды из барабана вступали в работу в соответствии с утвержденными для данного котла уставками;

б) регулирующий питательный клапан в закрытом состоянии характеризовался минимальным пропуском (практически нулевым показанием водомера), 10—20%-ным запасом по расходу при номинальной нагрузке; люфтом, не превышающим 2—3% номинального расхода, и формой расходной характеристики, при которой ее крутизна изменяется не более чем в 2 раза;

в) коэффициент затухания переходного процесса регулирования при возмущении по расходу питательной воды составлял не менее 0,7 – 0,8;

г) отклонения уровня при частичном сбросе и наборе нагрузки не превышали уставок предупредительной сигнализации.

1.8. Регулятор питания считается выдержавшим испытания на полный сброс нагрузки, если отклонения уровня не превышали уставок срабатывания технологических защит, действующих на останов котла.

2. ПОДГОТОВКА К ИСПЫТАНИЯМ

Перед испытаниями необходимо провести подготовительные работы в следующем объеме:

осмотреть заборные устройства по уровню регулятора питания, а также сниженных указателей уровня. Устранить имеющиеся повреждения изоляции;

обойти и осмотреть первичные запорные вентили, импульсные линии и убедиться в отсутствии парений или свищей. Проверить открытие первичных вентилей;

осмотреть датчики регулятора питания. В случае необходимости подтянуть накидные гайки. Очистить датчики от грязи. Проверить соответствие положения вентилей датчиков рабочему состоянию регулятора;

зачистить контакты магнитных пускателей. Подтянуть болты крепежных соединений и очистить сборку задвижек от пыли. При наличии влаги в сборке задвижек вследствие течи и свищей в близлежащих трубопроводах испытания не проводить до устранения дефектов оборудования;

проверить состояние исполнительного механизма. Очистить реостат и контакты ползунка указателя положения от пыли и грязи. Проверить на ощупь температуру корпуса электродвигателя;

сбалансировать электронный и измерительный блоки регулятора, подтянуть болты крепежных соединений и очистить панель, пульт и промежуточные коробки от грязи;

собрать рабочий вариант схемы питания котла водой с обеспечением питания через один клапан при оптимальном числе работающих питательных насосов;

сверить показания сниженных указателей уровня с показаниями водоуказательной колонки. Водоуказательная колонка продувается в течение 10 – 15 мин. Сверка показаний производится сразу после закрытия вентиля продувки;

осмотреть первичные контактные устройства, перемычки, релейную схему, переключатели сервомоторов задвижек, устройства автоматического аварийного сброса воды из барабана и предупредительную сигнализацию. Подтянуть болты крепежных соединений и очистить их от пыли;

проверить регистраторы уровней, расходов воды и пара.

3. ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЙ (ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ)

3.1. Испытания проводятся по программе, согласованной начальниками котлотурбинного цеха и цеха тепловой автоматики и измерений (ЦТАИ) и утвержденной главным инженером электростанции.

В программе должны быть отражены:

а) цель испытаний;

б) условия проведения испытаний;

в) порядок проведения испытаний;

г) порядок проведения измерений во время испытаний;

д) ответственные лица.

3.2. Условия проведения испытаний:

а) убедиться по записям в оперативных документах в выполнении проверок защит по уровню в соответствии с § 21.12 ПТЭ [1] и нахождении их во включенном состоянии;

б) собрать рабочую схему питательных магистралей котла;

в) прекратить все работы на котле, которые могут повлиять на результаты испытаний;

г) установить нагрузку котла или энергоблока близкой к номинальному значению.

3.3. Порядок проведения испытаний:

а) проверка работы предупредительной сигнализации и автоматического устройства аварийного сброса воды из барабана;

б) определение расходной характеристики регулирующего питательного клапана;

в) проверка работы регулятора питания при возмущении расходом питательной воды;

г) проверка работы регулятора питания при частичном сбросе и наборе нагрузки;

д) проверка работы регулятора питания при полном сбросе нагрузки.

4. ПРОВЕРКА РАБОТЫ ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ И АВТОМАТИЧЕСКОГО УСТРОЙСТВА АВАРИЙНОГО СБРОСА ВОДЫ ИЗ БАРАБАНА

4.1. Уровень воды в барабане плавно повышается (понижается) до срабатывания предупредительного сигнала. Записываются значения уровня, при которых включились сигналы.

4.2. Уровень воды в барабане плавно повышается до срабатывания устройства автоматического аварийного сброса. Записываются значения уровня, соответствующие началу движения задвижек аварийного сброса на открытие и закрытие.

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК РЕГУЛИРУЮЩЕГО ПИТАТЕЛЬНОГО КЛАПАНА

5.1. Уровень в барабане повышается до отметки 50 – 100 мм.

5.2. Регулирующий питательный клапан закрывается с остановами электродвигателя на 5 – 10 с через каждые 20% по указателю положения. При остановленном электродвигателе записываются расход питательной воды и положение клапана. Определяется пропуск клапана в закрытом состоянии.

5.3. Регулирующий питательный клапан открывается с остановами

---

[1] Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей (изд. 13-е, переработанное и дополненное, М.: «Энергия», 1977).

электродвигателя на 5—10 с через каждые 20% по указателю положения. При остановленном электродвигателе записываются расход питательной воды и положение клапана. Определяется максимальный пропуск клапана.

6. ПРОВЕРКА РАБОТЫ РЕГУЛЯТОРА ПИТАНИЯ ПРИ ВОЗМУЩЕНИИ РАСХОДОМ ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ

6.1. Регулирующий питательный клапан прикрывается и расход воды уменьшается на 30—40% номинального значения.

6.2. После понижения уровня на 30—40 мм вводится в работу регулятор питания. Опыт заканчивается через 2—3 мин после стабилизации уровня.

7. ПРОВЕРКА РАБОТЫ РЕГУЛЯТОРА ПИТАНИЯ ПРИ ЧАСТИЧНОМ СБРОСЕ И НАБОРЕ НАГРУЗКИ

7.1. Нагрузка энергоблока (котла) стабилизируется на значении, близком к номинальному.

7.2. Через 3—5 мин после начала опыта нагрузка энергоблока снижается синхронизатором турбины (при параллельной разгрузке испытываемого котла регулятором топлива или вручную с поддержанием давления пара перед турбиной без перерегулировки) и стабилизируется на новом значении. На котлах с общим паропроводом сброс нагрузки производится уменьшением подачи топлива в котел. Разгрузку рекомендуется вести в соответствии с табл. 6-1.

Таблица 6.1

Основное оборудование	Возмущение, МВт	Скорость изменения нагрузки, МВт/с	Примечание
Моноблок 150 МВт	30	1,0—1,5	
Моноблок 200 МВт	40	1,5—2,0	
Дубль-блок 200 МВт	20	1,0	Нагрузка неиспытываемого котла стабилизируется
Котлы с общим паропроводом	Регулируемый диапазон котла	Максимально возможная по условиям эксплуатации	

7.3. Через 3—5 мин после стабилизации уровня в барабане котла на новой нагрузке производится подъем нагрузки до первоначального значения с той же скоростью, что и при сбросе. Опыт заканчивается через 3—5 мин после стабилизации уровня.

8. ПРОВЕРКА РАБОТЫ РЕГУЛЯТОРА ПИТАНИЯ ПРИ ПОЛНОМ СБРОСЕ НАГРУЗКИ (ДЛЯ КОТЛОВ, РАБОТАЮЩИХ НА ОБЩИЙ ПАРОПРОВОД)

8.1. Нагрузка котла стабилизируется на значении, близком к номинальному.

8.2. Через 3 – 5 мин после начала опыта нагрузка котла с наибольшей возможной по условиям эксплуатации скоростью снижается путем уменьшения тепловыделения в топке до минимально допустимой по условиям циркуляции. Опыт заканчивается через 3 – 5 мин после стабилизации уровня в барабане котла.

Примечание. Сброс нагрузки осуществляется на пылеугольном котле отключением питателей пыли при включенных мазутных форсунках, на мазутном и газовом котлах – снижением расхода мазута или газа с помощью регулирующих клапанов или отключением части горелок.

9. ПРОВЕРКА РАБОТЫ РЕГУЛЯТОРА ПИТАНИЯ ПРИ ПОЛНОМ СБРОСЕ НАГРУЗКИ СО СТОРОНЫ ТУРБИНЫ (ДЛЯ БЛОЧНЫХ УСТАНОВОК)

9.1. Нагрузка энергоблока стабилизируется на значении, близком к номинальному.

9.2. Через 3 – 5 мин после стабилизации нагрузки генератор отключается от сети и несет нагрузку собственных нужд, а энергоблок переводится в режим холостого хода соответствующими защитами или оператором. Опыт заканчивается через 3 – 5 мин после стабилизации уровня в барабане котла.

10. ИЗМЕРЕНИЯ ВО ВРЕМЯ ИСПЫТАНИЙ

10.1. В период испытаний с возмущениями расходом воды при частичном и полном сбросах нагрузки производится регистрация следующих параметров котла:

уровня воды в барабане котла;

расхода питательной воды;

расхода пара;

давления пара в барабане котла;

давления воды в питательной магистрали (перед РПК).

10.2. Регистрация параметров производится на автоматических быстродействующих потенциометрах (КСП или ЭПП-09). При отсутствии на котле системы регистрации используются штатные приборы с установкой на них максимальной скорости перемещения диаграмм.

11. ОБЯЗАННОСТИ ОТВЕТСТВЕННЫХ ЛИЦ

11.1. Руководитель испытаний, назначаемый главным инженером электростанции, обязан обеспечить проведение испытаний по утвержденной программе.

11.2. Ответственный представитель котлотурбинного цеха обязан:

подготовить основное оборудование котла или энергоблока к испытанию;

участвовать в определении качества работы регулятора и выявлять целесообразность продолжения испытания по этапам;

участвовать в разборе результатов испытаний;

производить необходимые записи в документации по результатам испытаний.

11.3. Представитель группы измерения ЦТАИ обязан подготовить контрольно-измерительные приборы к испытаниям и обеспечить их исправность на период испытаний.

11.4. Представитель группы автоматики ЦТАИ обязан:

подготовить регулятор питания к испытанию;

подготовить систему регистрации параметров или организовать ручную запись;

участвовать в определении качества работы регулятора и выявлять целесообразность продолжения испытаний по этапам;

участвовать в разборе результатов испытаний;

заполнить документацию по результатам испытаний.

12. ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ ДОКУМЕНТАЦИИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИСПЫТАНИЙ

12.1. После окончания испытаний заполняется протокол и строятся графики в соответствии с формами, представленными в табл. 6.2 и на рис. 6.2. Протокол испытаний и графики переходных процессов являются гарантийными документами на установленный срок.

12.2. Заполнение документации по результатам испытаний производится представителем группы автоматики ЦТАИ. Протокол подписывается представителями котлотурбинного цеха, ЦТАИ и утверждается главным инженером электростанции.

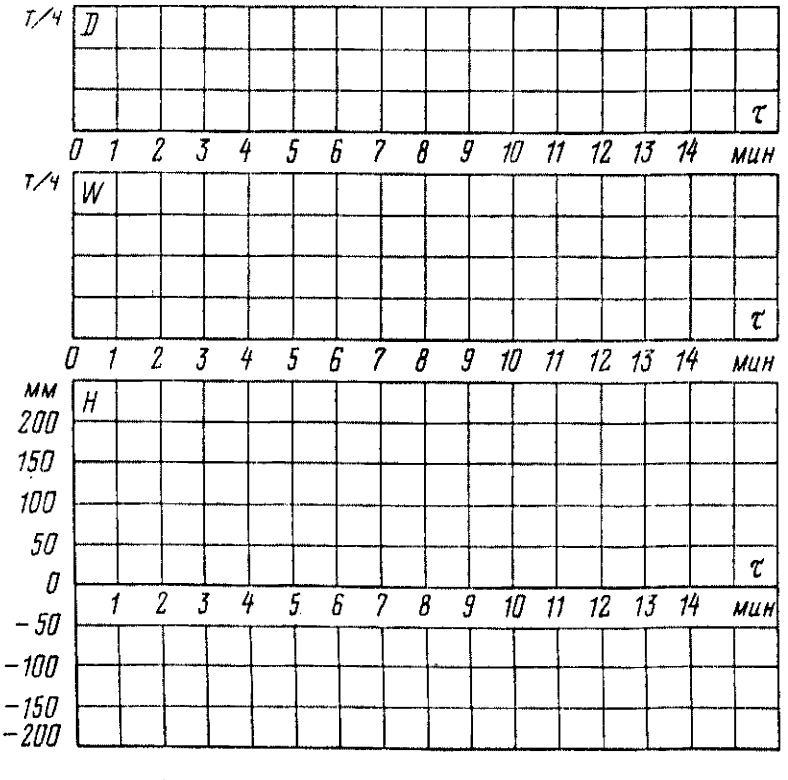


Рис. 6.2. Координатные сетки испытаний.

Примечание. Масштабы расходов пара и воды выбираются при оформлении.

12.3. Оформленная документация поступает в ЦТАИ и хранится там до новых испытаний регулятора. Материалы первичных испытаний на полный сброс нагрузки сохраняются до новых испытаний такого же класса.

12.4. Для удобства обработки и хранения документации каждой электростанции рекомендуется изготовить стандартные бланки протоколов испытаний и графиков по формам, приведенным в табл. 6.2 и на рис. 6.2.

6.4. Об улучшении работы системы сигнализации отклонений технологических параметров на энергоблоках, реализованной на информационно-вычислительной машине ИВ-500

На энергоблоках, оснащенных информационно-вычислительными машинами ИВ-500, функции сигнализации отклонения технологических параметров возложены на машину. Такое решение дает возможность создать объемную, сравнительно быстродействующую и точную систему сигнализации, позволяющую автоматически регистрировать факт и время отклонения параметра и его возврата к нормальному значению.

Однако реализация системы сигнализации на базе цифровой вычислительной машины имеет ряд особенностей, отличающих ее от сигнализации на аналогичных приборах.

Во-первых, моменты измерения параметра и сравнения его значения с уставками разнесены по времени (примерно на 10 мс). Второй особенностью является то, что машина измеряет и сравнивает с уставками мгновенные значения контролируемого параметра. В связи с этим на результаты измерения и сравнения по машинному каналу оказывают влияние факторы (корреляционное поле изменения параметра, промышленные помехи и пр.), на многие из которых штатные контрольно-измерительные приборы не реагируют из-за своей инерционности.

Эти особенности канала цифрового измерения и сравнения не позволяют приближать значение уставки к номинальному значению параметра менее чем на удвоенное значение основной погрешности (одна часть – погрешность за счет точности измерения, другая – за счет рассогласования и нестабильности). На современных энергоблоках, где требования к поддержанию параметров по соображениям надежности и экономичности работы оборудования высоки, такое задание уставок не всегда удовлетворяет требованиям эксплуатации.

Другой не менее важной причиной неэффективного использования сигнализации является ухудшенная точность срабатывания из-за некачественного выполнения наладочных работ или из-за нарушения графика и объемов профилактических работ. При выполнении наладочных или профилактических работ требуется особое внимание уделять увеличению надежности, точности и стабильности работы машины, уменьшению значения рассогласования.

К причинам, ухудшающим перечисленные показатели, можно отнести:

дребезжание контактов реле;

увеличение пульсации выходного сигнала блоков нормализации (БН);

Таблица 6.2

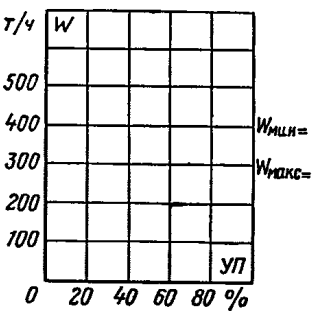
Протокол
испытаний регулятора питания

«Утверждаю»
Главный инженер ГРЭС

« ____ » _____ 198 г.

Наименование оборудования	Номер котла	Номер РПК
Заводской номер аппаратуры	Номер измерительного блока	Номер электронного блока

Заводской номер датчиков	По пару	По воде	По уровню

Краткое описание результатов обхода и профилактики перед испытанием	
Характеристика регулирующего клапана $p_{бар}$ = ... МПа (кгс/см²) $p_{пит.\ воды}$ = ... МПа (кгс/см²) в момент испытаний	

Проверка предварительной сигнализации	

Проверка автоматического аварийного сброса	Открытие сброса	Закрытие сброса

Испытание при возмущении питательной водой	

Испытание при возмущении сбросом и набором нагрузки	Изменение нагрузки, т/ч		Скорость возмущения, т/ч/с		Максимальное отклонение уровня, мм		Время переходного процесса, мин		Давление в барабане, МПа (кгс/см²)	
Испытание при возмущении частичным изменением нагрузки	Сброс	Набор	Сброс	Набор	Сброс	Набор	Сброс	Набор	Сброс	Набор
Испытание при возмущении полным сбросом нагрузки										
Замечания об отклонениях от нормы										

Дата испытания		Подписи ответственных лиц	Подпись	Фамилия	Должность

пульсации выходного напряжения источника стабилизированного питания ИПС-148 в УУП;

увеличение постоянной времени БН;

неудовлетворительное качество работы модулей К;

обратный ток коллектора масштабных ключей АЦП;

низкая надежность работы устройств регистрации отклонений;

промышленные помехи, ухудшенные условия эксплуатации.

Для успешной работы системы сигнализации и машины в целом необходимо выполнение следующих мероприятий.

1. СОЗДАНИЕ СИСТЕМЫ ПРИНУДИТЕЛЬНОЙ ВЕНТИЛЯЦИИ УСТРОЙСТВ МАШИНЫ

Точность и надежность системы сигнализации в значительной степени зависят от температуры окружающего воздуха.

Как показывает опыт эксплуатации, работа при окружающей температуре 30 °С и выше приводит к увеличению количества сбоев.

Предлагается внедрить систему принудительной вентиляции, в которой воздух центробежным насосом через брезентовый компенсатор подается в устройство машины.

Охлаждение или подогрев воздуха производится в калорифере, на входе которого необходимо установить масляный фильтр. Для контроля и сигнализации отклонений температуры внутри устройств необходимо установить термометр сопротивления ТСМ градуировки 23 с пределами измерения 0 – 50 °С, подключить его на вход ИВ-500 и выставить уставки сигнализации (Пр Ма – 20 °С, Пр Мн – 25 °С). Сигнал об отклонениях температуры необходимо вывести на панель центральной сигнализации.

2. СОЗДАНИЕ ИНДИВИДУАЛЬНОГО КОНТУРА ЗАЗЕМЛЕНИЯ МАШИНЫ

Помехи в цепях первичного питания являются одной из причин возникновения в устройствах машин сбоев, разрушения информации.

Рекомендуется создать контур заземления машины при обязательном выполнении следующих условий:

цепи заземления должны выполняться в соответствии с гл. 1 – 7 «Правил устройств электроустановок» («Энергия», 1966);

для уменьшения индуктивности контура заземления необходимо применять медный проводник прямоугольного сечения площадью не менее 40 – 50 мм^2;

цепи заземления следует соединять методом сварки (пайки) или надежным болтовым соединением;

подключение к общестанционному контуру заземления необходимо осуществить в одной точке.

3. ВНЕДРЕНИЕ СХЕМ, ПОВЫШАЮЩИХ ТОЧНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ И СТАБИЛЬНОСТЬ РАБОТЫ СИСТЕМ СИГНАЛИЗАЦИИ

3.1. Изменение схем включения нуль-индикатора (НИ)

Погрешность, вносимая нечувствительностью НИ, приводит к преждевременному срабатыванию сигнализации, когда значение параметра не достигло еще значения уставки. Увеличение обратного то-



Рис. 6.3. Изменение схемы включения нуль-индикатора (НИ).

ка ключей масштабных декад АЦП приводит к появлению погрешности того же знака.

Целесообразно погрешности, вносимые нечувствительностью НИ и обратным током ключей, направить встречно. Для этого достаточно поменять местами «Вход 1» и «Вход 2», «Выход 1» и «Выход 2» НИ (рис. 6.3).

3.2. Отбраковка реле в ячейках коммутации

На точность и стабильность работы канала цифрового измерения и сравнения влияет дребезжание контактов реле в ячейках коммутации. Обнаружить этот дефект сложно, так как на заводских стендах проверка реле осуществляется в статическом режиме.

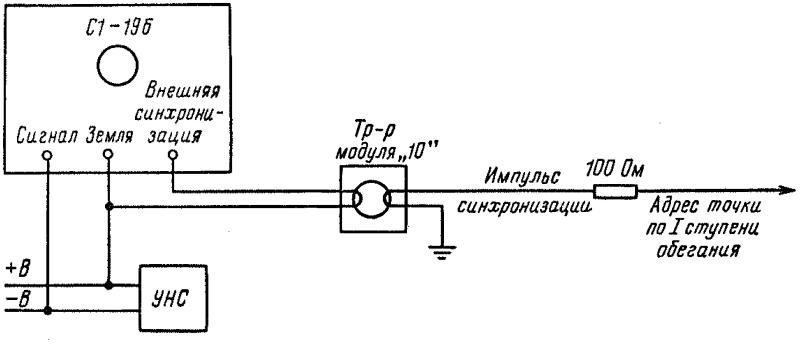


Рис. 6.4. Схема проверки работы реле в ячейках коммутации.

Приведенная на рис. 6.4 схема проверки дает возможность сравнительно просто и быстро на работающей машине произвести отбраковку реле. Одновременно она позволяет проконтролировать уровень и форму сигналов от датчиков после устройств коммутации (УК). Указанную проверку необходимо осуществлять для всех реле в УК не реже 1 раза в год.

3.3. Уменьшение постоянной времени модуля К

На рис. 6.5 приведены изменения в схеме модуля К, позволяющие уменьшить постоянную времени и, следовательно, увеличить точность измерения и сравнения.

Еще большего эффекта можно добиться, изменив схему управления коммутатором II ступени, отключая модули К тактом Т – конец измерения (рис. 6.6). Это позволит существенно уменьшить влияние предыдущей точки на последующую, обеспечить точную работу системы сигнализации по первой уставке.

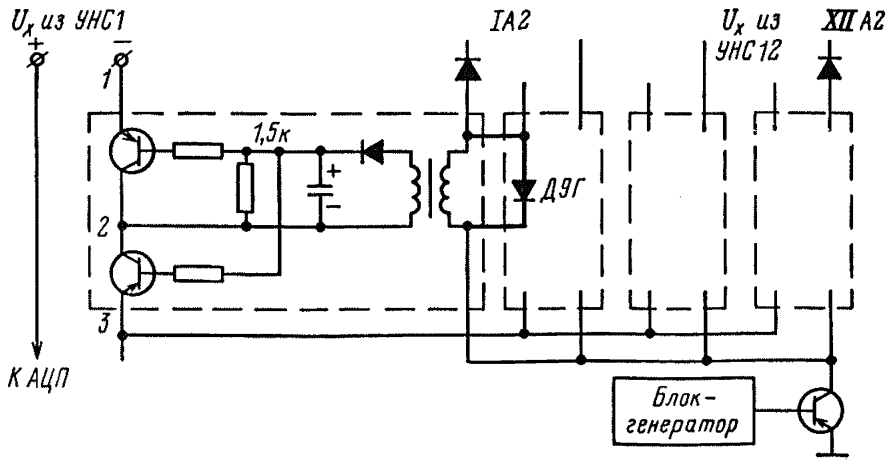


Рис. 6.5. Схема модуля *К*.

Примечание. Дополнительные элементы выделены жирными линиями.

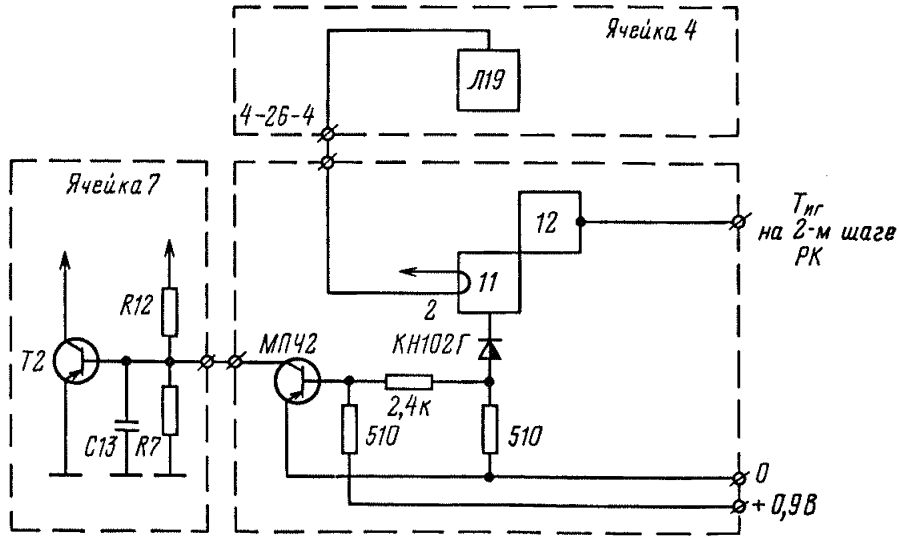


Рис. 6.6. Изменения в схеме управления коммутатором II ступени.

3.4. Замена источника стабилизированного питания в УУП

Для увеличения стабильности работы АЦП рекомендуется заменить в УУП источники стабилизированного питания ИПС-148 более мощными ИПС-202. Это позволит уменьшить изменение опорного напряжения в момент подключения БИС, улучшить точность работы системы сигнализации.

3.5. Изменение схемы канала цифрового измерения для датчиков давления.

Основную погрешность канала измерения давления составляет погрешность блока нормализации (1,5%). Эту погрешность можно уменьшить почти в 2 раза, изменив схему канала. Для этого необходимо напряжение сигнала 10 В с выхода БН2-02 подать на коммутатор II ступени, исключив БН1-01 (используются только выходные цепи БН1-01).

Одновременно с этим рекомендуется разделить групповые выходы устройств коммутации по постоянному и переменному току и исключить реле, переключающие сигналы низкого уровня на входах блоков нормализации.

Это приведет к увеличению надежности каналов, во-первых, за счет уменьшения количества контактов в измерительной цепи и, во-вторых, за счет частичного устранения влияния неисправного канала на работоспособность другого.

Указанные измерения приведены на рис. 6.7 и 6.8.

3.6. Автоматическое отключение зоны блокировки сигнализации

По диаграмме УРО можно оценить качество работы оперативного персонала. Однако имеющаяся зона блокировки сигнализации наряду с удобствами создает и некоторую неопределенность в определении состояния параметра.

При выходе параметра за пределы уставки сигнализации на диаграмме УРО печатаются адрес параметра, его значение и время отклонения. Оператор принимает меры и изменяет значение параметра, вводя его в зону допустимых значений. Тем не менее, если новое значение параметра окажется в зоне действия блокировки сигнализации, сигнал не снимается и УРО не зафиксирует факт возврата. Это вносит существенную ошибку в определение времени нахождения параметра за пределами допустимых значений и, следовательно, в анализе качества работы оперативного персонала. Для устранения указанной неопределенности необходимо реализовать схему (рис. 6.9), которая автоматически по временному сигналу от блока времени отключает 1 раз в 5 мин зону блокировки на цикл обегания.

3.7. Контроль каналов формирования уставок сигнализации

Причину ложной работы сигнализации из-за дефектов в каналах формирования уставок трудно обнаружить, особенно при случайных сбоях.

Приведенная на рис. 6.10 схема позволяет осуществить автоматический тестовый контроль формирования уставок с выдачей сигнала неисправности.

Контроль осуществляется в каждом цикле работы машины по всем четырем уставкам.

3.8. Разделение запуска светозвуковой сигнализации и УРО

На рис. 6.11 приведена схема, позволяющая осуществить запуск светозвуковой сигнализации от предупредительных уставок, а УРО – от аварийных.

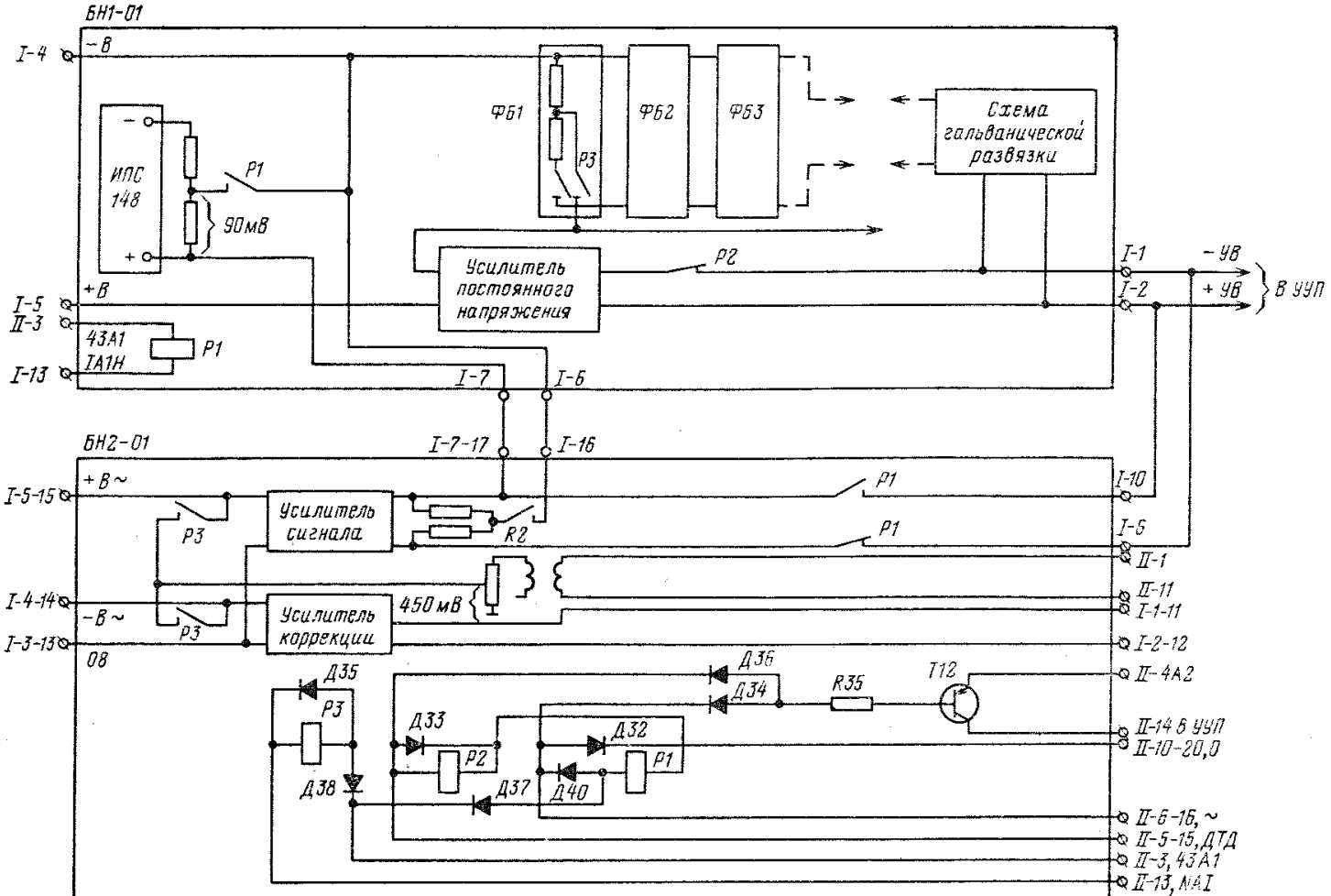


Рис. 6.7. Функциональная схема блоков нормализации.

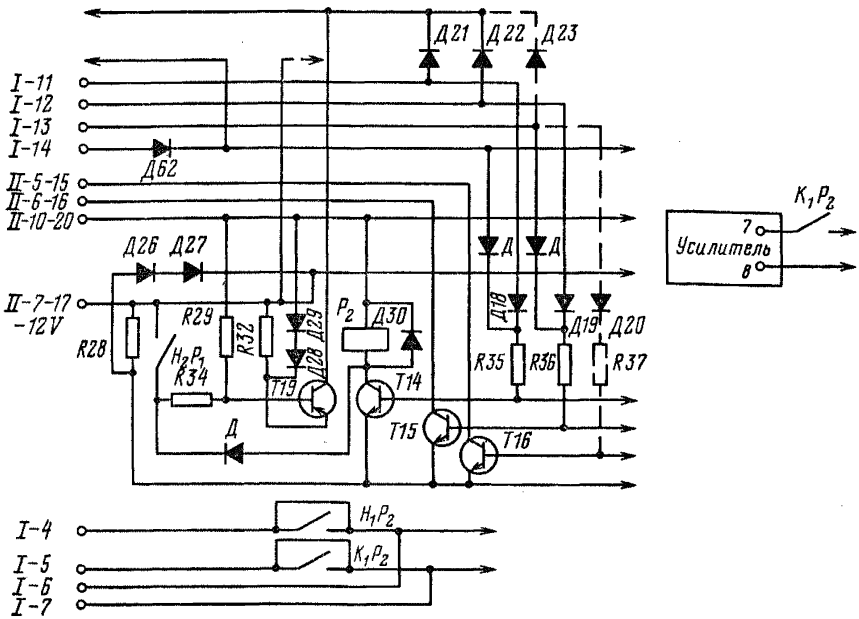


Рис. 6.8. Изменения в БН1-01.

— — — — — исключенные связи; ———— новые связи.

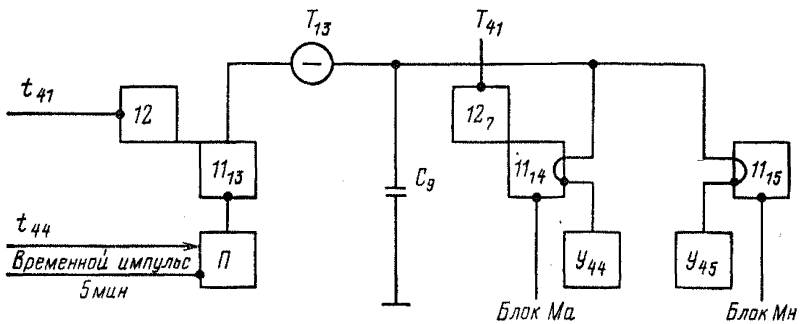


Рис. 6.9. Схема отключения зоны блокировки сигнализации.

В этом случае светозвуковая сигнализация предупреждает оператора о приближении значения параметра к опасному значению без фиксации на УРО, а информация УРО используется для оценки работы оперативного персонала.

3.9. Схема останова двигателя УРО

Непрерывный режим работы двигателя УРО приводит к преждевременному износу механических узлов и к частому выходу из строя самого двигателя. На рис. 6.12 приведена схема останова, в которой за исходное принято остановленное состояние двигателя.

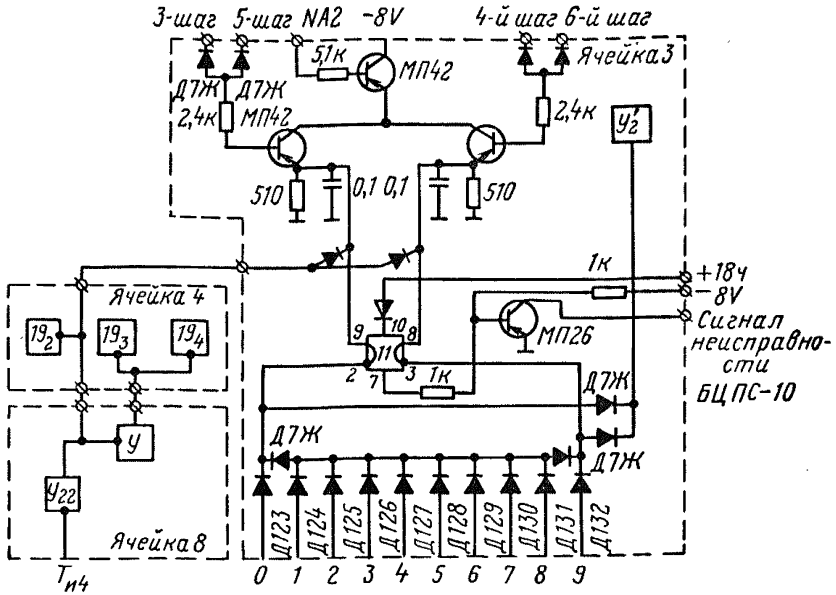


Рис. 6.10. Контроль схемы формирования уставок.

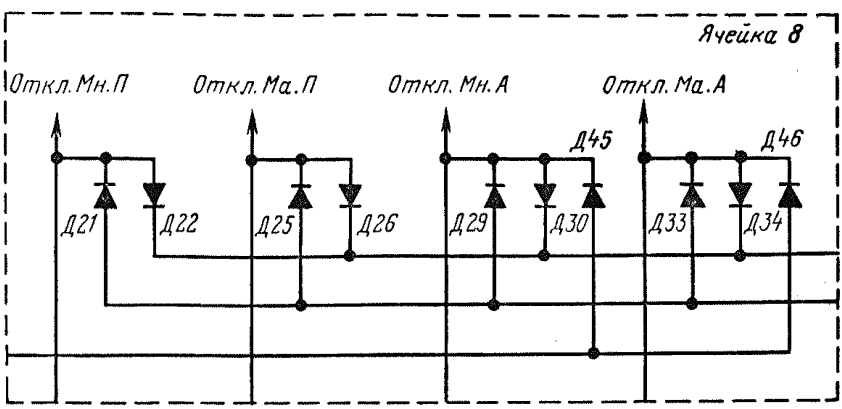


Рис. 6.11. Схема разделения запуска УРО в светозвуковой сигнализации.

При появлении сигнала отклонения либо возврата к нормальному значению двигатель запускается, осуществляются выбор графы, память, возврат каретки и останов двигателя.

Схема работает следующим образом:

при появлении сигнала перехода («Отклонение» или «Норма») «1» заносится в модуль Л47, гасится линия задержки отключения двигате-

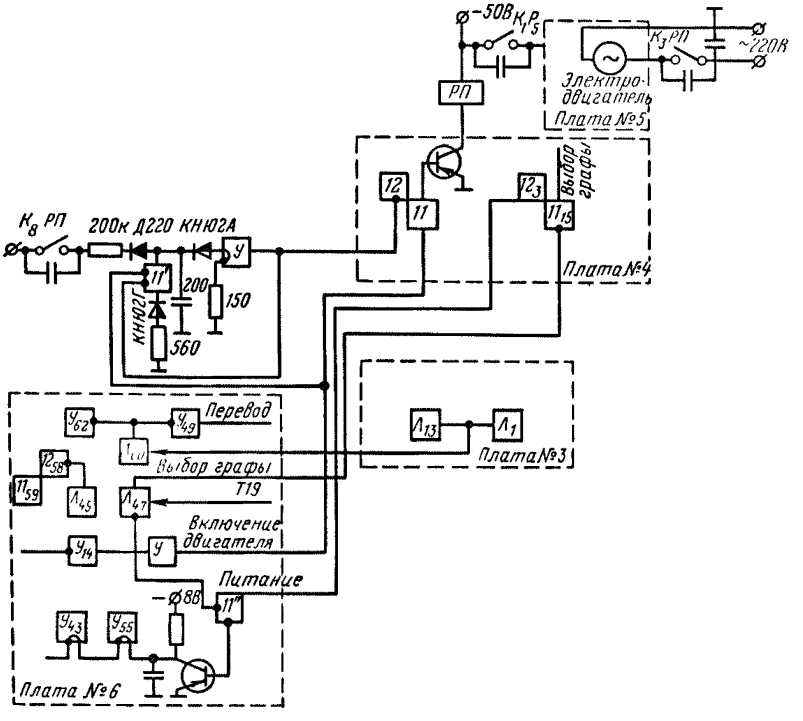


Рис. 6.12. Схема управления пуском двигателя УРО.

ля, включается электродвигатель и запрет возврата каретки модуля 11. Модуль Л47 выполняет функцию задержки включения магнита выбора граф. Считывание с модуля Л47 осуществляется тактом Т19 (начало 9-й группы). Если регистрируется параметр 1-й группы, то получается минимальная задержка начала регистрации, равная 128 мс плюс время выбора графы. Этого времени достаточно для разгона двигателя. Запрет на модуле 11 необходим для предотвращения одновременной работы схемы по команде «Общий вызов» и от сигнала перехода. Запрет снимается после выбора графы. Гашение линии задержки отключения двигателя исключает останов двигателя при регистрации параметров.

После выбора графы осуществляется перевод строки при регистрации параметров.

После выбора графы осуществляется перевод строки при условии наличия «1» в модуле Л60 и начинается печать параметра.

Перевод строки после выбора графы исключает перегрузку блока питания. По окончании регистрации каретка возвращается в начало строки, и с приходом сигнала «Отклонение» цикл повторяется.

Время линии задержки около 16 с. По истечении 16 с линия задержки отключает двигатель. В связи с увеличением времени на цикл регистрации необходимо увеличить постоянную времени линии задержки возврата каретки.

6.5. О типовом технологическом алгоритме расчета технико-экономических показателей в АСУ ТП конденсационными энергоблоками мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт

Одной из основных функций АСУ ТП энергоблоком является автоматизированный расчет технико-экономических показателей (ТЭП). В настоящее время разработкой технологических алгоритмов расчета ТЭП энергоблоков занимаются различные организации, которым не всегда удается принять наиболее правильные решения. Разработанные к настоящему времени алгоритмы различаются объемом исходной информации, принципом и порядком ее обработки, составом вычисляемых показателей, методами расчета отдельных показателей, глубиной анализа работы и состояния оборудования энергоблока, составом и формами информации, представляемой персоналу электростанций. По этим причинам результаты расчетов, выполняемых по различным алгоритмам, являются несопоставимыми, что затрудняет сравнение экономичности энергоблоков различных электростанций и использование расчетных показателей на более высоких уровнях АСУ ТП.

Для устранения указанных недостатков и повышения эффективности АСУ ТП ВТИ им. Ф. Э. Дзержинского, ПО Союзтехэнерго, Теплоэлектропроектом, ЦНИИКА совместно разработан «Типовой алгоритм расчета технико-экономических показателей конденсационных энергоблоков мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт», который утвержден Главтехуправлением и Главниипроектом Минэнерго СССР.

При создании типового алгоритма использован обобщенный опыт научно-исследовательских и проектно-конструкторских организаций по разработке и внедрению алгоритмов расчета и анализа ТЭП мощных энергоблоков с использованием современных средств информационно-вычислительной техники. Типовой алгоритм базируется на действующих инструкциях и директивных материалах, регламентирующих расчет и нормирование ТЭП работы тепловых электростанций.

Типовой алгоритм предназначен для автоматизированного вычисления и представления персоналу электростанции оперативной (текущей) и отчетной информации о состоянии оборудования и качестве его эксплуатации по отдельным стадиям технологического процесса, основным агрегатам и энергоблоку в целом. Алгоритм содержит подробное описание функции, возлагаемой на АСУ ТП энергоблока, в объеме, необходимом для составления машинной программы расчета ТЭП. Типовой алгоритм унифицирует функцию автоматизированного расчета ТЭП на базе быстродействующих вычислительных машин, что дает возможность получать объективные сопоставимые результаты вычисляемых показателей, характеризующих состояние оборудования и режимы работы энергоблоков.

В соответствии со своим назначением типовой алгоритм предусматривает выполнение следующих задач:

вычисление фактических, нормативных (оптимальных) показателей и перерасходов (экономии) топлива из-за отклонения фактических показателей от нормативных;

расчет ТЭП пуска и останова энергоблока;

вычисление показателей для технико-экономического анализа состояния оборудования и качества его эксплуатации;

представление информации персоналу электростанции.

Для обеспечения нормального функционирования системы расчета ТЭП в типовом алгоритме предусмотрены:

контроль достоверности входной информации и автоматическое исключение и замена недостоверных данных;

унификация расчета термодинамических функций воды и водяного пара;

автоматическое изменение схемы расчета ТЭП при переключениях в технологической схеме энергоблока;

предложения по организации взаимодействия персонала с информационно-вычислительным комплексом (ИВК);

основные рекомендации по организации системы измерений и ввода информации в ИВК.

Типовой алгоритм является нормативно-методическим материалом для организаций, разрабатывающих технологические алгоритмы автоматизированного расчета ТЭП конкретных конденсационных энергоблоков. Разработка конкретного алгоритма заключается в привязке типового алгоритма к фактическим условиям эксплуатации энергоблока (особенностям тепловой схемы, виду сжигаемого топлива, условиям циркуляционного водоснабжения и др.). Конкретный алгоритм по содержанию и форме представления материалов должен соответствовать требованиям типового алгоритма.

На основании типового алгоритма предполагается разработка типовой машинной программы, реализующей функцию автоматизированного расчета ТЭП и АСУ ТП энергоблока.

Типовой алгоритм регламентирует следующее:

объем необходимой исходной информации, включающей автоматически вводимую в ИВК информацию от датчиков технологических параметров;

принципы и порядок обработки исходной информации, включающие временные интервалы, этапы и последовательность обработки информации, а также массивы накопления данных;

состав вычисляемых фактических и нормативных показателей и перерасходов топлива из-за отклонения фактических показателей от нормативных;

методы расчета фактических и нормативных показателей;

уравнения, по которым с помощью ИВК вычисляются термодинамические функции воды и водяного пара (энтальпии, удельные объемы, энтропии);

методы контроля достоверности входной информации;

минимально необходимый объем технико-экономического анализа работы и состояния котельной и турбинной установок, который при разработке конкретного алгоритма может быть расширен по желанию заказчика для более детального анализа отдельных элементов оборудования с учетом возможностей ИВК;

состав и формы представления информации персоналу электростанции;

требования к конкретному технологическому алгоритму расчета ТЭП.

Типовой алгоритм расчета ТЭП является обязательным к применению всеми организациями при разработке ими технологических алгоритмов и машинных программ автоматизированного расчета ТЭП для проектируемых АСУ ТП конденсационными энергоблоками мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт электростанций Минэнерго СССР.

6.6. О повышении надежности схемы управления импульсно-предохранительными устройствами котлов

В целях обеспечения надежной работы импульсно-предохранительных устройств (ИПУ) котлов с давлением пара выше 3,9 МПа (39 кгс/см^2) Главтехуправление предлагает до 1/IX 1978 г. заменить в схемах управления ИПУ фиксированные ключи управления возвратными.

6.7. О настройке частотных устройств автоматического регулирования мощности на электростанциях

В настоящее время имеют место периоды вынужденной работы ЕЭС СССР и изолированных ОЭС с частотой, выходящей за пределы, указанные в § 47.19 ПТЭ.

В связи с этим Главтехуправление предлагает:

1. Предусмотреть для частотных устройств, обеспечивающих автоматическое изменение мощности энергоблоков и турбоагрегатов, зону, за пределами которой автоматически реализуется увеличение или уменьшение мощности.

Зона должна быть не более 0,6 Гц с границами начала воздействия частотных устройств не ниже 49,5 и не выше 50,1 Гц.

2. Устанавливать на отдельных или всех электростанциях ОЭС более узкую по сравнению с предусмотренной п. 1 зону по указаниям или по согласованию с ОДУ (ЦДУ).

3. Не допускать относительно частых (суточных, недельных) перенастроек частотных устройств.

РАЗДЕЛ СЕДЬМОЙ
ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

7.1. О предотвращении несчастных случаев при эксплуатации ленточных конвейеров топливоподачи (ПЦ № 2 – 2/55 от сентября 1955 г.)

В топливно-транспортных цехах электростанций бывают несчастные случаи, связанные с нарушением нормальной эксплуатации ленточных конвейеров.

Произведенный анализ показал, что ряд несчастных случаев был вызван отсутствием необходимых ограждений; другие случаи произошли во время ручной очистки лент и барабанов от прилипшего влажного топлива, так как нет надежно действующих очистителей. Кроме того, зафиксированы случаи выполнения персоналом работ на действующем оборудовании без надлежащего допуска, а также допущения к работе без обучения и проверки знаний.

Во избежание несчастных случаев при обслуживании ленточных конвейеров предлагается:

1. Строго выполнять требования, изложенные в главе третьей ПТЭ (13-е издание), особенно в части обучения, проверки знаний и порядка допуска к работе персонала цехов. Обратить особое внимание

на знание «Правил техники безопасности при обслуживании топливно-транспортного оборудования электростанций» (Атомиздат, 1973).

2. Выполнить следующие мероприятия:

а) проверить наличие и достаточность, а также исправность ограждений приводных станций, натяжных и оборотных (отклоняющих) барабанов всех конвейеров и сбрасывающих тележек. В случае необходимости немедленно установить ограждения;

б) выполнить ограждения лент и роликов конвейеров в местах, стесненных для прохода персонала, и в местах, где недопустим проход по условиям техники безопасности;

в) установить перила вдоль конвейеров;

г) оборудовать все ленточные конвейеры и сбрасывающие тележки очистителями наружных и внутренних поверхностей лент; оборудовать очистителями приводные, натяжные и отклоняющие барабаны, а также два – четыре ролика, расположенные у приводной станции на нижней ветви ленты, на которых наблюдается прилипание влажного топлива;

д) оборудовать ленточные конвейеры центрирующими роликовыми опорами, запретив для выправления хода ленты применение ломов, прутиков и пр.;

е) установить на ленточных конвейерах тросовые устройства для аварийного останова конвейеров;

ж) вынести на одну сторону маховик тормоза и кнопки управления тележкой на самоходных сбрасывающих тележках;

з) оборудовать в помещениях, где размещены конвейеры и другие механизмы топливоподачи, предупредительную сигнализацию;

и) вывесить плакаты по технике безопасности на рабочих местах мотористов, в проходах, в зоне работы кранов и т. п.

3. Систематически проверять соблюдение «Правил техники безопасности при обслуживании топливно-транспортного оборудования электростанций» (Атомиздат, 1973) и разрабатывать необходимые мероприятия по предупреждению травматизма.

4. При установке ограждений топливоподачи руководствоваться следующим:

а) ограждения у приводных и натяжных станций конвейеров должны быть выполнены таким образом, чтобы они полностью закрывали барабаны и часть ленты конвейеров (сверху и сбоку) на расстоянии не менее 0,8 м от края барабана;

б) отклоняющие (оборотные) барабаны должны быть ограждены с торцов, а при их расположении на уровне более 1,0 м от поля они должны быть ограждены также и снизу;

в) ограждения на сбрасывающих тележках должны предотвращать доступ обслуживающего персонала к направляющим барабанам, редуктору и другим внутренним деталям тележки, а также к ее ходовым колесам;

г) ограждения приводного барабана должны выполняться из металлических листов; ограждение других барабанов и сбрасывающей тележки может быть выполнено из сетки.

7.2. О мерах предосторожности при работе с огнеопасными, взрывоопасными и вредными веществами (ПЦ №12/Э-3/Т от июля 1952 г.)

Иногда на электростанциях производятся работы, связанные с применением огнеопасных и взрывоопасных летучих, вредно действующих растворителей и веществ (лаки, краски, эмали). Таковы, на-

пример, работы по лакировке трубчатых разрядников, обезжириванию, промывке и окраске различных приборов и аппаратов, работы с изоляционными материалами.

При весьма незначительных концентрациях растворителя в воздухе и соприкосновении его с источником открытого огня (спички, спирали электропечей и электроплиток, искра при отключении и включении рубильника) может произойти вспышка паров растворителя и взрыв.

Ряд растворителей, таких, как хлорпроизводные (дихлорэтан, трихлорэтилен и др.), метиловый спирт, ацетон, бензол и др., кроме того, что они огне- и взрывоопасны, являются также сильными ядами, вызывающими общее отравление и местное поражение кожи.

Работы, связанные с применением огнеопасных, взрывоопасных веществ и веществ, их содержащих, допустимо производить только с соблюдением следующих мер предосторожности:

1. Для работ с растворителями или веществами, их содержащими, должны быть составлены местные инструкции. В части противопожарных мер инструкция должна быть согласована с местной пожарной охраной.

2. К работе с растворителями и веществами, их содержащими, могут быть допущены лица, специально проинструктированные о мерах безопасности. Знание инструкций должно проверяться в установленном порядке.

3. Помещения, предназначенные для работ с растворителями или с веществами, их содержащими (лакировка разрядников, экстракция масел и жиров, обезжиривание изделий, нанесение изоляции и др.), должны быть оборудованы приточно-вытяжной вентиляцией и иметь окна, выходящие наружу.

Общие и местные вентиляционные установки должны обеспечить максимальное удаление паров растворителей с тем, чтобы содержание их в воздухе при всех процессах не превышало предельно допустимых концентраций (см. приложения 1 и 2). Электродвигатели вентиляторов должны быть взрывобезопасными.

Вентиляционные установки в сушильных и вытяжных шкафах должны быть сблокированы с электронагревательными элементами.

4. Хранение растворителей и веществ, их содержащих, допускается только в специально оборудованных помещениях (складах).

5. В помещениях для хранения огнеопасных и взрывоопасных растворителей (бензол, ацетон, сольвент-нафта, дихлорэтан, хлорбензол, метиловый спирт и др.), а также веществ, содержащих эти растворители (лаки, краски, эмали, алюминиевая пудра), должны находиться первичные средства пожаротушения (песок, кошма, огнетушители, вода).

Электрооборудование этих помещений должно удовлетворять требованиям «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) («Энергия», 1965).

6. Наполненная и порожняя тара должна быть плотно закрыта крышками или пробками. Большую опасность в отношении взрывов представляет порожняя тара. Порожние бочки из-под растворителей, лаков и красок более взрывоопасны, чем полные, так как остатки растворителя в смеси с воздухом образуют сильновзрывчатую смесь. Освободившаяся тара должна быть промыта горячей водой (при необходимости с добавкой моющих средств), хорошо продута воздухом, и лишь после этого тару можно закрыть пробкой и сдать на хранение.

Порожняя тара должна храниться на площадках, расположенных не менее чем в 10 м от зданий и складов.

7. Запрещается оставлять на ночь в помещениях, где хранятся рас-

творители и лакокрасочные материалы или производятся работы с ними, грязный обтирочный материал (тряпки, концы, ветошь). Этот материал следует собирать в металлические ящики с крышками и удалять из помещений.

8. Переливание лаков, красок, растворителей, а также смешивание лака и растворителя с алюминиевой пудрой производить на открытом воздухе; при этом необходимо, чтобы поблизости не было открытого огня.

9. На таре с лаками, красками, в состав которых входят огнеопасные, взрывоопасные и вредные растворители (особенно дихлорэтан, метиловый спирт, хлорбензол и др.), должна быть четкая надпись с указанием названия содержащегося в них растворителя.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Взрывчатость смесей паров некоторых растворителей с воздухом*

№ п/п.	Растворитель	Нижний предел		Верхний предел	
		объем, %	концентрация, г/м³	объем, %	концентрация, г/м³
1	Амилацетат	При 25 °С взрывчатой смеси с воздухом не образует			
2	Амиловый спирт				
3	Ацетон	2,2	52	13,0	310
4	Аммиак	15,5	—	27,0	—
5	Ацетилен	2,5	—	80,0	—
6	Бензин	0,79	—	5,16	—
7	Бензол	1,4	45	7,1	230
8	Водород	3,3	—	81,5	—
9	Дихлорэтан	6,2	—	16,0	—
10	Изопропилацетат	1,7	—	9,0	—
11	Изопропиловый спирт	2,0	50	12,0	280
12	Керосин	1,4	—	7,5	—
13	Ксилол	1,0	48	6,0	277
14	Метиловый спирт	6,0	92	34,7	470
15	Метан	5,0	—	15,0	—
16	Окись углерода	12,5	—	74,2	—
17	Пентан	1,4	41	7,8	230
18	Пропан	2,37	—	9,50	—
19	Сероуглерод	1,0	31	50,0	1560
20	Сероводород	4,30	—	45,50	—
21	Сольвент-нафта	1,3	—	8,0	—
22	Толуол	1,3	49	6,7	250
23	Этиловый спирт	3,6	68	19,0	340
24	Эфир метилэтиловый**	2,0	49	10,0	250

* По данным Справочника «Пожарная опасность веществ и материалов, применяемых в химической промышленности». «Химия», 1970.

** При перекачке эфира создается статическое электричество.

10. На складах и в помещениях, где хранятся растворители, огнеопасные и взрывоопасные лакокрасочные материалы и алюминиевая пудра или производятся работы с этими материалами, запрещается:

а) пользоваться открытым пламенем, зажигать спички, курить, производить сварочные работы и т. п.;

б) пользоваться твердыми ударными или рубящими инструментами (стальными молотками, зубилами и т. п.) ввиду опасности появления искры при ударе, могущей вызвать взрыв или пожар.

11. В помещениях, где имеются лаки и краски, содержащие летучие растворители, нитрокраски, перхлорвиниловые эмали, глифталевые и асфальтобитумные лаки, работу с применением пульверизатора разрешается производить только в респираторах.

12. При осмотре тары (бочки, баки, цистерны) запрещается пользоваться открытым огнем (спички, свечи и др.). Для освещения внутренних поверхностей и их очистки разрешается пользоваться только переносными электролампами во взрывобезопасной арматуре.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Предельно допустимые концентрации некоторых вредных веществ в воздухе рабочей зоны*

№ п/п.	Вещества	Предельно допустимая концентрация, мг/м³
1	Амиловый спирт	10
2	Ацетон	200
3	Бензин-растворитель	300
4	Бутиловый спирт	10
5	Дихлорэтан	10
6	Дихлорэтилен	50
7	Ксилол	50
8	Керосин	300
9	Лигроин	300
10	Метиловый спирт	5
11	Метилацетат	100
12	Скипидар	300
13	Толуол	50
14	Трихлорэтилен	10
15	Углерод четыреххлористый	20
16	Этиловый спирт	1000
17	Этиловый эфир	300
18	Гидразин и его производные	0,1
19	Хром хлористый	0,1
20	Марганец	0,3

* По данным «Санитарных норм проектирования промышленных предприятий» СН-245-71.

7.3. О травматизме в результате разрыва резервуаров и находящихся под давлением баков и воздухосборников (ЭЦ № Т-2/64)

Анализ несчастных случаев, происшедших при разрыве резервуаров и баков, показывает, что все они произошли в результате:

нарушения «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» (1970) и «Правил устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов» (1971), а также СНиП III-18—75;

применения без расчета и испытания в качестве воздухосборников, работающих под давлением, случайных сосудов, не соответствующих в конструктивном отношении и по технологии изготовления своему новому назначению (сосуды, которые по своим размерам и создаваемому в них давлению подлежали регистрации в Госгортехнадзоре, не регистрировались и не оснащались проверенными манометрами и предохранительными клапанами);

допуска неподготовленного персонала к обслуживанию и испытанию сосудов, работающих под давлением, и компрессорных установок, в результате чего нарушаются элементарные требования безопасной работы на этом оборудовании.

С целью предупреждения несчастных случаев предлагается:

1. Всем лицам, обслуживающим сосуды, работающие под давлением, и компрессорные установки, следует проходить проверку знаний «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» и «Правил устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов».

2. Не допускать к обслуживанию сосудов, работающих под давлением, и компрессорных установок лиц, знания которых в этой области не проверены.

3. Произвести в энергопредприятиях проверку сосудов, используемых для работы под давлением. Изъять из работы сосуды, изготовленные без расчета, технического освидетельствования и гидравлического испытания, до проверки допустимости применения их для работы под давлением.

Зарегистрировать в органах Госгортехнадзора все стационарные и передвижные сосуды, на которые распространяются «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

4. Производить испытания перед сдачей в эксплуатацию резервуаров под нефтепродукты в строгом соответствии со СНиП III-18—75.

Избегать испытания сжатым воздухом плотности швов кровли и обвязочного уголка резервуаров. Испытывать их сжатым воздухом только при невозможности опрыскивания швов керосином.

Запретить применение манометров при проверке швов сжатым воздухом; для контроля давления в резервуаре пользоваться только соединенной с резервуаром стеклянной U-образной трубкой, заполненной водой.

5. Производить испытания резервуаров и сосудов, работающих под давлением, только квалифицированным лицам.

При необходимости для сложных и ответственных испытаний составлять специальные программы.

7.4. О предупреждении несчастных случаев при работах на резервуарах химических цехов (ЦП № ЦТБ-1/74 от 19/IV 1974 г.)

На ряде электростанций имели место случаи травматизма и групповые несчастные случаи, происшедшие вследствие взрыва или загорания горючих веществ, содержащихся в резервуарах, а также вследствие попадания людей в среду, обедненную кислородом. Причинами возникновения этих случаев в основном являются:

неудовлетворительная организация работы и слабый контроль за ее выполнением со стороны непосредственных руководителей работ и администрации цехов;

низкая производственная дисциплина персонала, выполняющего работу;

невыполнение организационных мероприятий, предусмотренных ПТБ в отношении оформления наряда на работы, подготовки рабочего места, допуска к работе, надзора за работающими;

формальное, а иногда и пренебрежительное отношение к мерам противопожарной безопасности.

В целях предупреждения несчастных случаев от взрывов и отравляющего действия газов при эксплуатации резервуаров в химических цехах отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает:

1. При обслуживании и ремонте резервуаров обеспечить строгое выполнение «Правил техники безопасности при обслуживании оборудования химических цехов электростанций и сетей» (Атомиздат, 1973).

2. Установить строгий контроль за соблюдением системы нарядов.

3. При работах на резервуарах и внутри них тщательно производить подготовку рабочего места с обязательной вентиляцией и последующей проверкой на отсутствие загазованности.

4. Систематически контролировать наличие и использование в химических цехах необходимых защитных средств.

5. При обучении персонала особое внимание обращать на специфику работы с вредными веществами.

7.5. О несчастных случаях, происшедших при обслуживании и ремонтах резервуаров для горючих веществ (ЦП № 44-25/4 от 16/VI 1969 г.)

На предприятиях Минэнерго СССР произошли случаи травматизма вследствие взрыва или загорания горючих веществ, содержащихся в резервуарах.

Причинами возникновения этих случаев в основном являются:

неудовлетворительная организация работы и слабый контроль за ее выполнением со стороны непосредственных руководителей работ;

низкая производственная дисциплина персонала, выполняющего работу;

невыполнение организационных мероприятий, предусмотренных ПТБ в отношении оформления нарядов на работы, подготовки рабочего места, допуска к работе, надзора за работающими;

формальное, а иногда и пренебрежительное отношение к мерам противопожарной безопасности.

В целях предотвращения подобных случаев отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает неукоснительно выполнять следующее:

1. Работу в резервуарах, на их поверхности и вблизи них проводить только по нарядам.

2. Подготовку рабочего места и допуск к работе проводить в соответствии с требованиями правил техники безопасности и противопожарной безопасности.

3. Сварочные и огневые работы в резервуарах или на их поверхности производить только после анализа воздуха на загазованность и под непосредственным наблюдением ответственного руководителя работ, о чем в графе «Особые условия» наряда должна быть сделана запись.

4. При вскрытии резервуаров не применять искрообразующий инструмент и не допускать ударов крышек люков и других предметов, могущих вызвать появление искр.

5. Руководителям цехов (участков) строго инструктировать работающих в резервуарах о недопустимости самовольных действий и нарушений производственной дисциплины.

7.6. О случаях травматизма при обрушении откосов траншей и котлованов (ЦП № ЦТБ-5/75 от 25/X 1973 г.)

В энергетическом строительстве произошли несчастные случаи с тяжелым исходом в результате обрушения грунта при разработке траншей и котлованов.

Анализ этих несчастных случаев показал, что руководители некоторых строительно-монтажных организаций при разработке траншей и котлованов допускали нарушения СНиП III-А. 11 – 70 «Техника безопасности в строительстве».

Начальниками строительных управлений и участков допускалось производство земляных работ без проектов организации и производства работ или по проектам, в которых отсутствовали данные о составе и характере грунтов, не были решены вопросы обеспечения безопасных условий, не определены уклоны откосов в соответствии с характером грунтов, не даны расчеты конструкций крепления стенок траншей и котлованов.

Прорабы и мастера не осуществляли надзор за состоянием откосов траншей и котлованов, допускали рабочих в траншеи и котлованы с незакрепленными стенками. Для земляных работ привлекались рабочие разных профессий без подробного инструктажа по технике безопасности земляных работ.

В целях предупреждения несчастных случаев от обрушений грунта при земляных работах отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает начальникам (управляющим, директорам) и главным инженерам строительно-монтажных трестов, управлений строительства, производственных объединений, строительно-монтажных управлений и участков, механизированных колонн, заводов и предприятий стройиндустрии:

провести проверку на подведомственных им объектах строительства обеспечения земляных работ проектной документацией и инвентарными конструкциями крепления, изготовленными по типовым или индивидуальным проектам;

провести проверку соблюдения правил техники безопасности при выполнении земляных работ механизированным и ручным способами и принять меры по обеспечению безопасных условий при выполнении этих работ;

допускать к руководству земляными работами прорабов и мастеров, прошедших проверку знаний правил и норм разд. 9 «Земляные работы» СНиП III-А. 11–70;

обеспечить обязательное проведение прорабами и мастерами подробного инструктажа по технике безопасности рабочих перед допуском их к работам в котлованах и траншеях с обязательным оформлением инструктажа в журнале инструктажей;

организовать постоянное наблюдение за состоянием откосов и крепления выемок;

обязать прорабов и мастеров осматривать грунт и крепления стенок котлованов и траншей перед началом каждой смены и при появлении трещин или неисправностей крепи удалять рабочих из угрожаемых обвалом мест;

запретить:

производство работ по разработке котлованов и траншей без инженерной подготовки этих работ в соответствии с техническими проектами и проектами производства работ;

передачу в производство проектов разработки котлованов и траншей, в которых не решены вопросы техники безопасности и не даны сведения о состоянии и характере грунтов;

допуск к руководству земляными работами прорабов и мастеров, не прошедших проверку знаний строительных норм и правил по разделу земляных работ;

допуск рабочих к работам в траншеях и котлованах, в которых не соблюдены уклоны откосов или не закреплены стенки в соответствии с требованиями СНиП III-А. 11–70.

7.7. О предупреждении несчастных случаев при эксплуатации подземных трубопроводов коммунальных и промышленных сетей (ЦП № ЦТБ-3/72 от 25/IX 1972 г.)

Трассы подземных трубопроводов даже при бесканальной прокладке являются путями проникновения вредных природных и промышленных газов в подвалы домов, колодцы, камеры и каналы подземных сетей. Поэтому при эксплуатации подземных сооружений, камер и колодцев промышленных и коммунальных трубопроводов необходимы четкая организация и строжайшее выполнение действующих правил техники безопасности.

В целях предупреждения несчастных случаев от взрывов и отравляющего действия газов при эксплуатации подземных трубопроводов отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает руководителям предприятий и организаций Минэнерго СССР, в ведении которых находятся промышленные и коммунальные подземные сети:

1. При обслуживании тепловых и газовых сетей необходимо руководствоваться «Правилами техники безопасности при обслуживании тепловых сетей» (Атомиздат, 1975).

2. Провести проверку состояния воздушной среды в колодцах, камерах и каналах подземных сетей на содержание вредных и взрывоопасных газов и обеспечить такую проверку регулярно и систематически в необходимые сроки.

3. При производстве работ в колодцах и камерах, где возможно появление вредных газов, необходимо выдавать наряд, определяющий безопасные условия работы.

4. Обеспечить выдачу на руки рабочим и инженерно-техническим работникам, обслуживающим подземные сети трубопроводов, инструкции по технике безопасности, утвержденной главным инженером предприятия.

5. Персонал, назначаемый для обслуживания подземных трубопроводов и каналов, должен быть обеспечен спецодеждой и обувью по нормам, предохранительными поясами, страховочными канатами, шланговыми противогазами. Без проверки колодцев, камер, закрытых емкостей и т. д. на загазованность спускаться в них запрещается.

6. При выполнении работ в колодцах, закрытых емкостях и камерах независимо от наличия газа должны быть назначены три человека, из них два – страхующие.

7. Перед допуском рабочих в места, где возможно появление вредного газа (колодцы, каналы, шурфы), необходимо эти места тщательно проветрить. Обнаруженный газ должен быть удален естественной или искусственной вентиляцией. После проветривания должна быть проведена повторная проверка наличия вредного газа.

8. Запретить проверку наличия газа в колодцах и камерах, туннелях и каналах с помощью открытого огня.

9. Рабочий, спускающийся в загазованные или опасные по загазованности колодцы и камеры, должен надеть шланговый противогаз (применение фильтрующих противогазов в этих случаях не допускается) и предохранительный пояс с прикрепленным к нему канатом. Другой конец каната должен находиться в руке у одного из страхующих рабочих. Предохранительный пояс должен иметь наплечные ремни, пересекающиеся со стороны спины, и кольцо на пересечении ремней для привязывания каната.

7.8. О порядке применения системы нарядов на ремонтах энергетического оборудования (Разъяснение отдела техники безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР № 15–25 от 19/X 1973 г.)

В связи с поступающими от энергетических предприятий и ремонтных организаций запросами о порядке применения системы нарядов на ремонтах энергетического оборудования электростанций при отсутствии генеральной подрядной организации и наличии головной ремонтной организации энергосистемы или электростанции [участки цеха централизованного ремонта (ЦЦР) производственных предприятий энергоуправлений и электростанций, выполняющие основной объем работ на ремонтируемом агрегате] отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР по согласованию с отделом охраны труда ЦК профсоюза рабочих электростанций и электротехнической промышленности разъясняет:

участки (цеха) производственных ремонтных предприятий (ПРП) районных энергетических управлений и ЦЦР электростанций при вы-

полнении ими основного объема работ на выведенном в ремонт агрегате должны считаться головными организациями по ремонту данного агрегата;

в этих случаях ПРП или ЦЦР в области техники безопасности могут иметь права генеральной подрядной организации и администрация цеха, в ведении которого находится выводимый в ремонт агрегат, имеет право выдать участку ПРП или ЦЦР общий наряд по технике безопасности на ремонт агрегата в целом. Последние в свою очередь имеют право выдачи промежуточных нарядов другим подрядным организациям, участвующим в ремонте этого агрегата, и в том случае, если эти другие подрядные организации работают по прямым договорам с электростанцией;

ответственность за разработку совмещенного графика работ и общих мероприятий по технике безопасности и за координацию действий по их выполнению возлагается в этом случае на головную ремонтную организацию. Возложение на ремонтную организацию обязанностей головной должно быть оформлено приказом или распоряжением районного энергетического управления или администрации предприятия, в состав которого входит ремонтный участок, цех.

7.9. О дополнении п. 2-5-8 «Правил техники безопасности при эксплуатации теплосилового оборудования электростанций» (Атомиздат, 1972) (Решение № ТБ-2/73 от 15/VI 1973 г.)

С целью своевременного проведения ремонтных работ на электростанциях подрядными организациями и учитывая предложения ряда энергосистем, направленные на повышение оперативности в отношении приемки лесов, отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР и отдел охраны труда ЦК профсоюза рабочих электростанций и электропромышленности приняли решение:

дополнить 4-й абзац п. 2-5-8 следующим текстом: «Допускается утверждение акта приемки лесов, сооружаемых подрядной ремонтной организацией, начальником участка (цеха) этой организации».

7.10. Об изменении редакции пп. 5-0-3 и 5-0-4 «Правил техники безопасности при эксплуатации теплосилового оборудования электростанций» (Атомиздат, 1972) (Решение № ТБ-2-74 от 9/VII 1974 г.)

Учитывая предложения ряда энергосистем о нецелесообразности защиты сварных стыков маслопроводов высокого давления кожухами, отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР и отдел охраны труда ЦК профсоюза рабочих электростанций и электротехнической промышленности приняли решение пп. 5-0-3 и 5-0-4 изложить в следующей редакции:

5-0-3. Опасные участки внешних маслопроводов высокого давления должны быть заключены в специальные короба из листовой стали. Дно короба должно иметь уклон для стока масла к специальной сбросной трубе достаточного сечения, направленной в бак слива мас-

ла. Крышка короба должна быть достаточно плотной, а сам короб при капитальных ремонтах должен проверяться на плотность заполнением водой.

5-0-4. Маслопроводы, расположенные около горячих поверхностей вне короба, должны быть отделены от горячих поверхностей металлическими защитными экранами, а их фланцы заключены в специальные кожухи со сливом из них масла в безопасное место. Кожухи фланцевых соединений должны охватывать фланцы, а также сварные швы и участок трубы длиной 100—120 мм от шва.

7.11. Об использовании кинофильмов по технике безопасности при обучении персонала (ЦП № 44—25/1 от 3/IV 1969 г.; ЦП № ЦТБ-1Н от 1/IV 1971 г. и Письмо отдела техники безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР № 15—5 от 6/IX 1974 г.)

Придавая большое значение наиболее эффективному использованию кинофильмов в пропаганде правил техники безопасности, промышленной санитарии и охраны труда в области строительства и эксплуатации электрических объектов, отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает систематически проводить тематический показ кинофильмов по технике безопасности во всех организациях Министерства.

Использование выпускаемых ежегодно фильмов по наиболее актуальным проблемам безопасности окажет существенную помощь в освоении безопасных методов работы.

Организацию и проведение показа кинофильмов целесообразно поручить комиссии в составе главного инженера предприятия (организации), инженера по технике безопасности и представителя профсоюзной организации.

Комиссия устанавливает время и место проведения тематических показов кинофильмов, по согласованию с местной конторой кинопроката составляет репертуарный план показов, выбирая для демонстрации кинофильмы, близкие по содержанию к деятельности предприятий (организаций).

Заслуживает распространения опыт проведения тематических показов кинофильмов непосредственно в красных уголках, на строительных площадках, в клубах и Домах культуры перед показом художественных фильмов.

При проведении показа кинофильмов следует использовать оправдавшую себя на практике такую форму работы, как, например, выступление технических специалистов, медицинских работников, представителей профсоюза, а также передовых рабочих.

Техника проведения показа кинофильмов подтверждает, что посещаемость во многом зависит от того, насколько умело будет поставлена реклама демонстрируемых фильмов (издание афиш, плакатов, буклетов, листовок, установка на строительных площадках и предприятиях рекламных стендов, рассылка пригласительных билетов и т. п.). По договоренности с местными организациями телевидения следует также организовать демонстрацию фильмов по проблемам техники безопасности по телевидению.

Фильмы, перечисленные в прилагаемом списке, получают в местных конторах Главкинопроката. При отсутствии необходимого фильма из числа перечисленных в прилагаемом списке следует через местную контору обратиться в республиканскую контору кинопроката.

Сведения о проведении показов кинофильмов (наименования фильмов, количество сеансов и человек, просмотревших фильм) с замечаниями и предложениями по организации просмотров, качеству и направленности фильмов следует представлять отделу по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР не реже 1 раза в полугодие.

Список фильмов, рекомендуемых для демонстрации при проведении тематических показов по проблемам техники безопасности, охраны труда и промышленной санитарии

1. «Опасный слуга» (Меры безопасности при работе с электрическим напряжением до 1000 В), 2 части, 1967 г.
2. «Случай на трассе» (Техника безопасности при сооружении ЛЭП вблизи действующих высоковольтных линий), 2 части, 1967 г.
3. «Организация безопасных условий при производстве ремонтных работ на гидроагрегатах», 2 части, 1967 г.
4. «Техника безопасности при монтаже тепловых электростанций». Разд. 1 (Безопасность труда при такелажных работах), 2 части, 1967 г.
5. «Техника безопасности при монтаже тепловых электростанций», 2 части, 1967 г.
6. «Немая опасность» (Меры безопасности при обрыве проводов низковольтных линий), 1 часть, 1968 г.
7. «На электрических трассах» (Техника безопасности при монтаже проводов на воздушных линиях электропередачи), 2 части, 1966 г.
8. «Не включать, работают люди!» (Техника безопасности при ремонте обесточенных высоковольтных ЛЭП), 2 части, 1965 г.
9. «Осторожно, высокое напряжение!» (Техника безопасности при ремонте высоковольтных ЛЭП под напряжением), 2 части, 1965 г.
10. «Внимание, перевозка пассажиров!» (Техника безопасности при перевозке людей на грузовых автомашинах в условиях линейного строительства), 2 части, 1967 г.
11. «Техника безопасности при устройстве и эксплуатации лесов, подмостей, вышек и люлек», 3 части, 1965 г.
12. «Техника безопасности при монтаже зданий из сборных железобетонных конструкций», 2 части, 1965 г.
13. «Техника безопасности в производстве материалов и изделий из силикатных бетонов», 2 части, 1965 г.
14. «Свет и цвет в цехе», 2 части, 1964 г.
15. «Освещение производственных помещений», 2 части, 1966 г.
16. «Это надо знать всем» (Рациональное освещение учреждений, школ и больниц), 2 части, 1966 г.
17. «Рациональное уличное освещение», 2 части, 1968 г.
18. «Ахиллесова пята» (Техника безопасности при сооружении плотин методом гидромеханизации), 2 части, 1968 г.
19. «Ликвидация аварий» (Ликвидация аварий на электростанциях и ЛЭП в очаге ядерного поражения), 2 части, 1968 г.
20. «Техника безопасности при сооружении гидротехнических тоннелей», 2 части, 1967 г.

21. «Осторожно, сварка!» (Техника безопасности при газоэлектросварке), 2 части, 1968 г.

22. «Техника безопасности при строительстве электрических сетей в сельской местности», 2 части, 1968 г.

23. «Безопасность труда при такелажных работах (Техника безопасности при монтаже тепловых электростанций, разд. I), 2 части, 1967 г.

24. «Безопасность труда при работах на высоте» (Техника безопасности при монтаже тепловой электростанции, разд. II), 2 части, 1967 г.

25. «Нарушений быть не должно!» (Техника безопасности при работе на бурильно-крановой машине), 1 часть, 1969 г.

26. «Осторожно, газ!» (Техника безопасности при эксплуатации газового хозяйства на электростанциях), 2 части, 1969 г.

27. «На страже здоровья» (Техника безопасности при работе с ртутными приборами), 1 часть, 1969 г.

28. «Случай на электростанции» (О работе с персоналом на энергопредприятиях), 2 части, 1969 г.

29. «Что важнее?» (Техника безопасности при добыче нерудных материалов), 2 части, 1969 г.

30. «Помнить обязательно» (Техника безопасности при переработке нерудных материалов), 2 части, 1969 г.

31. «Техника безопасности при обслуживании тепловых сетей», 2 части, 1969 г.

32. «В зоне ремонта опасно!» (Техника безопасности при ремонте теплосилового оборудования), 2 части, 1970 г.

33. «Техника безопасности при работе с электроинструментом», 2 части, 1970 г.

34. «Техника безопасности при ремонте и испытании кабельных линий», 2 части, 1970 г.

35. «Техника безопасности при строительстве ЛЭП в горах», 1 часть, 1970 г.

36. «Техника безопасности при производстве сборного железобетона в энергостроительстве», 2 части, 1970 г.

37. «Техника безопасности при эксплуатации комплектных распределительных устройств», 2 части, 1970 г.

38. «Осторожно, высота!», 0,5 части, 1970 г.

39. «Перед подъемом на опору убедись в ее прочности», 0,5 части, 1970 г.

40. «Новые плакаты при ремонте теплосилового оборудования», 0,5 части, 1970 г.

41. «Кабинет на колесах» (Передвижной кабинет техники безопасности), 0,5 части, 1970 г.

42. «Безопасный переход через действующие линии электропередачи», 0,5 части, 1970 г.

43. «Безопасные методы использования грузоподъемных механизмов при ремонте линий электропередачи», 2 части, 1971 г.

44. «Техника безопасности при пуске водяных тепловых сетей паропроводов», 2 части, 1971 г.

45. «Вблизи электрических рек», 2 части, 1971 г.

46. «Новости энергетики» № 3 (Установка для обогрева автомобилей на открытой стоянке в зимнее время. Механизированная проходка туннелей), 1971 г.

47. «Техника безопасности при работе со строительно-монтажных ми пистолетами», 1 часть, 1971 г.

48. «Опасность! Неисправный разъединитель!», 0,5 части, 1971

49. «Пожары тушит автомат» (Киноинформация), 1972 г.

50. «Новости энергетики» № 1 (Механизированная окраска опор. Кавитация гидротехнических сооружений), 1972 г.

51. «Меры безопасности при доставке тяжеловесного энергооборудования на монтажные площадки», 2 части, 1972 г.

52. «Внимание, земляные работы!», 2 части, 1972 г.

53. «Осторожно! Пневматические испытания трубопроводов!», 0,5 части, 1972 г.

53а. «Городу – чистый воздух!», 1 часть, 1972 г.

54. «Техника безопасности в топливно-транспортных цехах электростанций», 2 части, 1973 г.

55. «Техника безопасности при производстве профилактических испытаний высоковольтного оборудования», 1 часть, 1973 г.

56. «Безопасность работ при ремонте турбинного оборудования», 2 части, 1973 г.

57. «Меры безопасности при ремонтных работах внутри барабанных котлов», 2 части, 1973 г.

58. «Техника безопасности при обмыве изоляторов воздушных ЛЭП», 2 части, 1973 г.

59. «Техника безопасности при нанесении гуммировочных покрытий», 2 части, 1973 г.

60. «Тепловые электростанции – основа советской энергетики», 1 часть, 1973 г.

61. «Гидроэнергетика СССР», 1 часть, 1973 г.

62. «Энергетика стран – членов СЭВ и СФРЮ», 5 частей, 1973 г.

63. «Такелажные работы», 2 части, 1973 г.

64. «Осторожно, вибрация!», 1 часть, 1973 г.

65. «Техника безопасности при обмыве изоляции электроустановок под напряжением», 2 части, 1973 г.

66. «С высотой на ВЫ!», 2 части, 1973 г.

67. «Работа в камерах тепловых сетей газоопасна!», 0,5 части, 1973 г

68. «Осторожно, иввиоль!», 0,5 части, 1973 г.

69. «Радиационная безопасность при эксплуатации атомных электростанций», 1974 г.

70. «Меры безопасности при демонтаже опор и проводов ВЛ 10–0,4 кВ», 2 части, 1974 г.

71. «Электрические сети до 1000 В и безопасность населения», 1 часть, 1974 г.

72. «Берегите электрические сети», 2 части, 1974 г.

73. «Осторожно, взрыв!», 2 части, 1974 г.

74. «Без аварий и травматизма», 2 части, 1974 г.

75. «Внимание, ошибка!», 0,5 части, 1974 г.

76. «Защита от ионизирующих и электромагнитных излучений», 2 части, 1974 г.

77. «Когда работаешь с огнем», 1 часть, 1974 г.

78. «Охрана труда в СССР», 2 части, 1974 г.

79. «Рабочее настроение», 0,5 части, 1974 г.

80. «Осторожно, гидравлические испытания трубопроводов», 2 части, 1974 г.

81. «Техника безопасности при ремонте гидромеханического оборудования ГЭС», 2 части, 1975 г.

82. «Вы работаете в электрическом поле», 2 части, 1975 г.

83. «Взрывобезопасность на топливоподачах электростанций», 2 части, 1975 г.

84. «Осторожно! Битумные мостики», 2 части, 1975 г.

85. «Осторожно, наведенное напряжение!», 1 часть, 1975 г.

86. «Меры безопасности при переключении в электроустановках», 2 части, 1976 г.

87. «Безопасное применение химических веществ на электростанциях», 2 части, 1976 г.

88. «Техника безопасности при ремонте вращающихся механизмов», 2 части, 1976 г.

7.12. О предупреждении несчастных случаев при производстве работ на циркульной пиле (ЦП № 44-25/2 от 4/IV 1969 г.)

На предприятиях Минэнерго имели место несчастные случаи при производстве работ на циркульных пилах.

В целях предупреждения подобных несчастных случаев отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает:

1. Разработать и вывесить на рабочих местах производственную инструкцию при работе на циркульных пилах.

2. Организовать обучение всех лиц, допущенных к проведению работ на циркульной пиле, по разработанной производственной инструкции и проверку знаний. Вывесить на рабочем месте утвержденный главным инженером предприятия список лиц, допущенных к производству работ на циркульной пиле.

Категорически запретить производство работ на циркульной пиле при отсутствии:

защитного кожуха и расклинивающих ножей, которые при установке должны быть соответственно отрегулированы;

ручных толкателей, направляющих угольников и линеек и специальных приспособлений, предупреждающих обратный выброс материала.

Контроль за исполнением приведенных указаний возлагается на тресты, управления строительствами и районные энергетические управления.

7.13. О предупреждении несчастных случаев при производстве работ на циркульных пилах (ЦП № ЦТБ-6/73 от 29/XI 1973 г.)

Руководители некоторых предприятий и организаций не выполнили мероприятия, предписанные циркулярным письмом отдела по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР от 4/IV 1969 г. № 44-25/2 «О предупреждении несчастных случаев при производстве работ на циркульной пиле», в результате чего продолжают иметь место несчастные случаи по одним и тем же причинам: допуск к работе на технически неисправных циркульных пилах, на которых отсутствовали приспособления, предупреждающие обратный выброс материала, предохранительные кожухи, расклинивающие ножи, направляющие угольники и линейки, блокировочные устройства и т. п.

В целях предупреждения производственного травматизма при вы-

полнении работ на циркульных пилах отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает:

1. Проверить выполнение мероприятий, предписанных циркулярным письмом отдела по технике безопасности и промышленной санитарии Министерства от 4/IV 1969 г. № 44-25/2, обратив особое внимание на техническую исправность циркульных пил и оснащение их защитными кожухами, расклинивающими ножами, ручными толкателями, направляющими угольниками, блокировочными устройствами и специальными приспособлениями, предупреждающими обратный выброс материала. При выявлении циркульных пил, не отвечающих требованиям техники безопасности, и нарушений в организации их эксплуатации запретить их использование путем отсоединения питающих электрокабелей и демонтажа режущего инструмента и принять меры, предотвращающие их пуск в работу.

2. Запретить допуск к работе на циркульных пилах лиц, не обученных правилам техники безопасности и не прошедших проверку знаний этих правил.

7.14. О внесении изменений в гл. III «Руководящих указаний по организации работы с персоналом на электростанциях, в электрических и тепловых сетях» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1971) (Решение № ТБ-1/74 от 12/VI 1974 г.)

Главное техническое управление по эксплуатации энергосистем, отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР и Государственная инспекция по эксплуатации электростанций и сетей Минэнерго СССР по согласованию с отделом охраны труда ЦК профсоюза рабочих электростанций и электротехнической промышленности приняли решение о внесении следующего изменения гл. III «Руководящих указаний по организации работы с персоналом на электростанциях, в электрических и тепловых сетях» («Энергия», 1972).

Изложить § III-3 в следующей редакции:

§ III-3. Для всего дежурного и оперативно-ремонтного персонала устанавливаются следующие обязательные формы производственно-технического обучения и повышения квалификации:

а) периодический инструктаж;

б) противоаварийные тренировки;

в) противопожарные тренировки;

г) курсовое обучение;

д) индивидуальное обучение (для вновь принятых).

Индивидуальному обучению не подлежат лица, обслуживающие грузоподъемные краны и лифты.

Дополнить гл. III разделом «Д. Индивидуальное обучение» с § III-65, III-66, III-67 следующего содержания:

§ III-65. При отсутствии курсового обучения в связи с недостаточностью контингента обучающихся на предприятии (в организации) разрешается проведение обучения вновь принятых работников индивидуальным способом.

§ III-66. Индивидуальное обучение проводится под руководством

опытного работника по специальной программе, утвержденной главным инженером предприятия.

§ III-67. Обучение индивидуальным способом оформляется в каждом отдельном случае распоряжением или приказом по предприятию.

7.15. О мерах безопасности при работе с жидким техническим азотом (ЦП № ЦТБ-2/74 от 4/VI 1974 г.)

В целях соблюдения мер безопасности при работе с жидким техническим азотом отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает:

1. Проверить выполнение мер безопасности, указанных в Информационном письме НПО «Криогенмаш».

2. Запретить применение жидкого азота без особой производственной необходимости.

«О МЕРАХ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РАБОТЕ С ЖИДКИМ ТЕХНИЧЕСКИМ АЗОТОМ» (ИНФОРМАЦИОННОЕ ПИСЬМО НПО «КРИОГЕНМАШ»)

В последнее время произошло несколько взрывов при выполнении работ, в которых использовали жидкий технический азот для приготовления захолаживающих смесей.

Проведенное расследование обстоятельств взрывов показало, что их причиной было образование горючих или взрывчатых систем «органические материалы – жидкая азотно-кислородная смесь с содержанием более 30% кислорода».

Согласно ГОСТ 9293–74 жидкий азот содержит не более 4% кислорода. В процессе использования азота может происходить частичное или полное его испарение. При этом наблюдается обогащение жидкости кислородом. Например, при испарении 95% смеси в остатке может содержаться около 45% кислорода, а при испарении 97% смеси – 60% кислорода. Таким образом, небольшие остатки жидкого азота представляют собой кислородно-азотные смеси с высоким содержанием кислорода и в определенных условиях могут образовывать с различными органическими материалами (спиртом, керосином, маслом, деревом и др.) взрывоопасные смеси. Поэтому в процессах, где имеет место большое упаривание азота, необходимо предусматривать меры безопасности, учитывающие возможность значительного увеличения концентрации кислорода в азоте (очистку охлаждаемых деталей и ванны от масла и жировых загрязнений, контроль за повышением концентрации кислорода в азоте, исключение попадания в ванну с азотом органических веществ, удаление остатка и др.).

7.16. О предупреждении возможности отравления химическими веществами (ЦП № ЦТБ-5/74 от 8/VIII 1974 г.)

В последние годы развитие химии привело к широкому применению в народном хозяйстве новых химических веществ – различных растворителей, присадок, антивспенивателей, антистатиков и др. Боль-

шинство этих веществ опасны для здоровья людей при любом пути их попадания в организм, что требует ряда защитных мероприятий при хранении, транспортировании и работе с ними, а также обязательной осведомленности работающих с такими веществами о их вредных свойствах и мерах безопасности при контакте с ними.

В целях предупреждения вредного воздействия химических веществ и возможности отравления персонала при неправильном обращении с ними отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает:

1. Проверять в цехах, лабораториях и на участках порядок хранения, выдачи и использования ядовитых и опасных химических веществ и устранять выявленные недостатки.

2. Химические вещества, применение которых не вызвано производственной необходимостью и которые можно заменить менее опасными, из употребления изъять.

3. Химические вещества с неизвестными физико-химическими свойствами уничтожать в согласованном с местными органами санитарно-эпидемиологической службы (СЭС) порядке.

4. Не допускать применения новых химических веществ без изучения персоналом их физико-химических свойств и без разрешения местных органов государственного санитарного надзора.

7.17. О повышении безопасности ремонтных работ на арматуре трубопроводов пара и горячей воды (ЦП № ЦТБ-6/74 от 8/VIII 1974 г.)

Основной причиной несчастных случаев при ремонте арматуры и трубопроводов пара и горячей воды являются некачественная подготовка ремонтируемого участка трубопровода, неплотности отключающей арматуры и отсутствие дренажных устройств. В ряде случаев работы по ремонту арматуры и трубопроводов производились без нарядов с применением опасных приемов.

В целях обеспечения безопасности ремонтных работ на трубопроводах пара и горячей воды отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает:

1. Запретить производство ремонтных работ на участках трубопроводов пара и горячей воды, не отвечающих требованиям «Правил техники безопасности при эксплуатации теплосилового оборудования электростанций», Атомиздат, 1972 (отсутствие дренажей, воздушников, надежной отключающей арматуры).

2. Запретить производство ремонтных работ на трубопроводах пара и горячей воды при отсутствии наряда.

3. В нарядах на ремонт трубопроводов указывать номера и названия арматуры согласно действующим схемам.

4. Обеспечивать тщательную проверку правильности подготовки рабочего места ответственными руководителями, производителями работ по наряду и допускающими.

7.18. О случаях производственного травматизма при сцепке и буксировке транспортных средств (ЦП № ЦТБ-7/74 от 19/VIII 1974 г.)

Анализ травматизма на автотранспорте показывает, что на предприятиях имели место тяжелые несчастные случаи, связанные со сцепкой транспортных средств для их буксировки.

Причинами несчастных случаев являлись:

некачественное обучение правилам техники безопасности водителей и рабочих, обслуживающих транспорт;

отсутствие должной организации и надзора за безопасным производством работ со стороны инженерно-технических работников;

назначение на должности механиков и водителей лиц, не имеющих специальной производственной подготовки для выполнения порученной им работы.

В связи с вышеизложенным отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает руководителям предприятий и организаций обеспечить выполнение следующих мероприятий:

1. Ознакомить с настоящим циркулярным письмом весь водительский состав и рабочих, обслуживающих транспортные средства.

2. Проверить в автохозяйствах наличие буксировочных средств (тросов, канатов, цепей, штанг) и их соответствие требованиям действующих правил.

3. Регулярно проводить инструктаж по правилам сцепки, расцепки и буксировки автомобилей и других транспортных средств всего водительского состава и рабочих, обслуживающих транспортные средства.

7.19. Об унификации формы наряда, применяемого для производства работ в теплосиловых, топливно-транспортных, тепловой автоматики и измерений и химических цехах, а также на гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях электростанций (Решение № 4/74 от 28/X 1974 г.)

В целях сокращения числа форм нарядов, применяемых для производства работ на энергетических предприятиях, отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР и отдел охраны труда ЦК профсоюза рабочих электростанций и электротехнической промышленности приняли решение:

унифицировать форму наряда, применяемого в теплосиловых, топливно-транспортных, ТАИ и химических цехах, а также на гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях электростанций. Принять в качестве единой формы бланк наряда, предусмотренный Правилами техники безопасности при эксплуатации теплосилового оборудования электростанций (Атомиздат, 1972), со следующим изменением: наименование графы 1 таблицы (стр. 74) «Изменение состава бригады» дополнить словами: «группа по технике безопасности».

При оформлении наряда группу по технике безопасности указывать в тех случаях, когда это предусматривается соответствующими правилами техники безопасности.

7.20. О групповом несчастном случае на строительстве Белоярской АЭС (ЦП № ЦТБ-5/74 от 26/X 1974 г.)

На электростанции при эксплуатации подвесной люльки произошел групповой несчастный случай в результате грубого нарушения правил техники безопасности и проекта производства работ:

люлька была допущена к эксплуатации без испытания на динамическую нагрузку;

вместо металлических консолей, предусмотренных проектом производства работ, люлька была подвешена на сосновые брусья с продольными трещинами глубиной 30–50 мм;

предусмотренная проектом специальная консоль для подвеса страховочного троса не была установлена, вследствие чего рабочие не могли пользоваться предохранительными поясами;

ручная лебедка была установлена с косым натяжением троса, что привело к неправильной навивке троса на барабан и его соскальзыванию на вал лебедки;

ручные лебедки для подъема люльки были допущены в эксплуатацию без технического освидетельствования и разрешения ответственного лица;

в люльке работали одновременно 3 чел., в то время как проектом предусмотрена работа не более 2 чел.

В целях предупреждения подобных несчастных случаев отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает:

1. Разрешение на эксплуатацию люлек давать только после проверки их соответствия проекту и испытаний на статическую нагрузку грузом, превышающим расчетный на 50%, динамическую нагрузку грузом, превышающим расчетный на 10%, с составлением акта испытания.

2. Лебедки, служащие для подъема люлек, подвергать техническому освидетельствованию и допускать к эксплуатации с разрешения лица, ответственного за безопасную эксплуатацию грузоподъемных машин.

3. К работе на лебедках допускать только обученных и проинструктированных рабочих.

4. Инженерно-техническим работникам ежедневно перед началом работы проверять исправность лебедок, а также надежность их крепления и загрузки балластом, состояние люлек (настила, ограждений), тросов, их крепление к люльке и барабану лебедки, а также надежность крепления консолей.

5. Разрешать производство работ только при наличии страховочного троса, за который рабочие, находящиеся в люльке, должны крепить карабины предохранительных поясов.

7.21. Об изменении п. 8-2-10 «Правил техники безопасности при обслуживании устройств тепловой автоматики, теплотехнических измерений и защит» (Решение № ТБ-4/75 от 23/VI 1975 г.)

Отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР и отдел охраны труда ЦК профсоюза рабочих электростанций и электротехнической промышленности приняли решение из-

ложить п. 8-2-10 «Правил техники безопасности при обслуживании устройств тепловой автоматики, теплотехнических измерений и защит» (Атомиздат, 1974) в следующей редакции:

8-2-10. Допускающим к работам на установках цеха ТАИ по нарядам является начальник смены этого цеха. При отсутствии должности начальника смены цеха допускающим может быть старшее оперативное лицо в смене цеха ТАИ или предприятия.

Допуск к работам по устным распоряжениям может осуществлять старшее лицо оперативного или ремонтного персонала цеха ТАИ. Во всех случаях допуск к работам производится с разрешения начальника смены цеха, в котором расположены установки цеха ТАИ.

Список лиц оперативного и ремонтного персонала, имеющих право осуществлять допуск бригад к работам на установках цеха ТАИ, должен быть утвержден главным инженером предприятия.

7.22. Об исключении подразделов 10—12 разд. IV и изменении редакции п. 7-12 «Правил техники безопасности при обслуживании устройств тепловой автоматики, теплотехнических измерений и защит» (Атомиздат, 1974) (Решение № ТБ-3—75 от 29/IV 1975 г.)

Отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР и отдел охраны труда ЦК профсоюза рабочих электростанций и электротехнической промышленности приняли решение:

1. Подразделы 10—12 разд. IV «Правил техники безопасности при обслуживании устройств тепловой автоматики, теплотехнических измерений и защит» (Атомиздат, 1974) отменить из-за несоответствия их «Правилам пользования инструментом и приспособлениями, применяемыми при ремонте и монтаже энергетического оборудования» (Энергия, 1973).

2. П. 7-12 изложить в следующей редакции:

7-12. Отключение датчиков от трубопроводов (сосудов) должно производиться закрытием первичных (отборных) вентилей на импульсных линиях без применения рычага. Если датчик с импульсными линиями подключен к разным отборным устройствам, должны быть закрыты первичные (отборные) вентили на всех этих устройствах.

Отключение датчиков от трубопроводов (сосудов) с давлением выше 6 МПа (60 кгс/см^2) должно производиться закрытием двух последовательно установленных запорных вентилей, один из которых (отборный) находится непосредственно у трубопровода (сосуда), другой — на импульсной линии перед датчиком.

Ремонт импульсных линий с давлением выше 6 МПа (60 кгс/см^2) должен производиться при отключенных трубопроводах (сосудах). Возможность ремонта без отключения трубопроводов (сосудов) с соблюдением требований пп. 7-5 и 7-23 определяет главный инженер электростанции.

7.23. О предупреждении несчастных случаев при строительстве и эксплуатации лесов и подмостей (ЦП № ЦТБ-44/75 от 8/IX 1975 г.)

На предприятиях Минэнерго СССР допущены случаи травматизма при строительстве и эксплуатации различных лесов и подмостей.

Анализ показал, что основными причинами этих несчастных случаев являются:

применение неинвентарных лесов и подмостей, устроенных без проектов и расчета на прочность или с отступлениями от имеющихся утвержденных проектов, а также выполненных с нарушениями правил техники безопасности;

допуск рабочих к производству работ на недостроенных или частично демонтированных лесах;

формальное выполнение инженерно-техническим персоналом обязанностей по приемке вновь построенных лесов и подмостей в эксплуатацию и по надзору за их исправным состоянием.

В результате нарушений строительных норм и правил техники безопасности происходили обрушения несущих конструкций лесов и подмостей вместе с находящимися на них рабочими или падение рабочих с неогражденных или незакрепленных настилов.

Отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает руководителям строительно-монтажных организаций и промышленных предприятий:

1. Привести все находящиеся в эксплуатации леса, подмости и другие средства подмащивания в соответствие с типовыми проектами, строительными нормами и правилами техники безопасности.

2. Устройство неинвентарных лесов и подмостей разрешать только при наличии индивидуальных проектов с визой службы техники безопасности и расчетов на прочность и устойчивость.

3. Обеспечить соблюдение правил приемки лесов в эксплуатацию и ежедневного осмотра их прорабами или мастерами с соответствующей записью в журналах.

4. К монтажу и демонтажу лесов и подмостей на высоте допускать рабочих, имеющих необходимые трудовые навыки, прошедших медицинский осмотр и получивших инструктаж по технике безопасности при работах по их сооружению.

5. Обеспечить выполнение линейными инженерно-техническими работниками требований СНиПIII-А. II—70 по руководству и контролю за работами по монтажу и демонтажу лесов.

6. Не допускать к работам по монтажу и демонтажу лесов рабочих без защитных касок.

7. Лично контролировать деятельность инженерно-технических работников по созданию ими безопасных условий труда работающим на лесах.

7.24. О предупреждении несчастных случаев и аварий при эксплуатации грузоподъемных кранов (ЦП № ЦТБ-5/75 от 5/I 1976 г.)

Анализ несчастных случаев, происшедших на стройках и предприятиях Минэнерго СССР при эксплуатации грузоподъемных кранов, по-

казал, что основными техническими причинами их возникновения явились:

перегрузка грузоподъемных кранов;

эксплуатация технически неисправных кранов и грузозахватных приспособлений;

отступления от технологии выполнения работ, предусмотренной проектами производства работ при ремонте кранов и работах с применением кранов;

касание проводов линий электропередачи стрелами кранов;

неправильная стропка перемещаемых кранами грузов;

отсутствие (или неприменение) приспособлений и индивидуальных средств защиты, обеспечивающих безопасность труда при перемещении грузов кранами.

В результате недостаточного надзора инженерно-технических работников, ответственных за безопасную эксплуатацию кранового хозяйства, в некоторых организациях и на предприятиях допускается производство работ с применением грузоподъемных кранов и механизмов без проектов производства работ или технологических карт, без схем стропки грузов, а также работа кранов в опасных условиях без нарядов-допусков.

Имеют место факты неудовлетворительного обучения и повышения квалификации рабочих и ИТР, обслуживающих краны; рабочим не всегда выдаются на руки инструкции по технике безопасности.

Мастера и прорабы, организующие производство работ с применением грузоподъемных кранов и механизмов, не всегда проверяют их исправность и наличие индивидуальных защитных средств и приспособлений, обеспечивающих безопасность труда работающих, поручают руководство работой кранов в сложных и опасных условиях рабочим, не имеющим необходимой квалификации и опыта.

Отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает руководителям организаций и предприятий:

1. Проверить состояние грузоподъемных кранов и механизмов, наличие и исправность приборов безопасности и грузозахватных приспособлений и привести их в соответствие с требованиями правил Госгортехнадзора.

2. Проверить наличие и правильность оформления удостоверений у рабочих и ИТР, осуществляющих надзор за кранами, управление, ремонт и обслуживание их.

Лиц, не прошедших обучение и аттестацию, отстранить от работ по эксплуатации и ремонту кранов.

3. Обеспечить исправное содержание кранов, подкрановых путей, тоннелей, грузозахватных приспособлений, контейнеров и тары для штучных и сыпучих грузов. Оснастить все краны в соответствии с их типами и назначением:

а) приборами безопасности – ограничителями грузоподъемности и высоты подъема груза, противоугонными устройствами, креномерами, приборами автоматической сигнализации опасного напряжения (АСОН) и анемометрами;

б) оборудовать все крюки грузозахватных приспособлений замыкающими устройствами, а блоки грузовых и стреловых тросов – устройствами, предупреждающими выпадение тросов;

в) автомобильные краны обеспечить комплектами заземляющих устройств.

4. Работы с применением грузоподъемных кранов и механизмов производить в строгом соответствии с проектами производства работ,

технологическими картами, схемами стропки грузов, инструкциями и правилами по технике безопасности.

5. Работу самоходных кранов вблизи линий электропередачи, независимо от того, отключена она или находится под напряжением, допускать только при непосредственном руководстве инженерно-технического работника, ответственного за безопасное производство работ, при наличии разрешения владельца линии электропередачи и наряда-допуска.

6. Для погрузочно-разгрузочных работ на заводах, полигонах, складах, прирельсовых базах и укрепительно-сборочных площадках разработать и ввести в употребление технологические карты по погрузке, складированию и укладке на транспортные средства конструкций, оборудования и других грузов.

7. Обязать лиц, ответственных за безопасное производство работ с применением кранов:

а) при выдаче задания крановщикам и стропальщикам на производство работ подробно инструктировать их о весе груза и способах его зацепки и стропки;

б) лично проверять правильность установки крана на месте работ и соответствие крана выполняемой работе по грузоподъемности и другим характеристикам.

8. Организовать получение от метеорологических станций долгосрочных прогнозов погоды и сведений о ежедневном состоянии погоды и доводить эти сведения до непосредственно работающих на кранах.

7.25. О порядке проверки знаний правил пожарной безопасности (Информация № 1/76 Управления военизированной охраны и гражданской обороны предприятий Минэнерго СССР)

В соответствии с приказом министра Минэнерго СССР от 27/I 1976 г. №45 «О введении в действие «Типовых правил пожарной безопасности для промышленных предприятий» предусмотрено п. 2а проведение проверок у рабочих, служащих и инженерно-технического персонала знаний правил пожарной безопасности не реже 1 раза в 2 года.

Управление военизированной охраны и гражданской обороны предприятий Минэнерго СССР разъясняет, что на электростанциях, подстанциях, заводах и других промышленных предприятиях, а также на строительствах необходимо:

1. Проверку знаний правил пожарной безопасности совместить с проверкой знаний соответствующими комиссиями и по срокам согласно требованиям «Руководящих указаний по организации работы с персоналом на электростанциях, в электрических и тепловых сетях (СЦНТИ ОРГРЭС, 1971) и «Руководящих указаний по организации работы по технике безопасности с персоналом строительных, монтажных организаций и предприятий строительной индустрии» (Информэнерго, 1970).

Для лиц, подлежащих проверке знаний 1 раз в 3 года, проводить проверку отдельными комиссиями.

2. Результаты проверки знаний правил безопасности следует фиксировать отдельной записью в журнале проверки знаний, а в удостоверениях – в разделе допуска к производству специальных работ.

Данная информация согласована с Главным техническим управлением по эксплуатации энергосистем, отделом техники безопасности и промышленной санитарии и Государственной инспекцией по эксплуатации электростанций и сетей Минэнерго СССР.

7.26. О предупреждении несчастных случаев при осмотре и ремонте вагонов после разгрузки их вагоноопрокидывателем (ЦП № ЦТБ-2/76 от 4/V 1976 г.)

После разгрузки вагоноопрокидывателем, особенно при применении вибраторов, возникает необходимость в выполнении работ по установке выпавших маятниковых подвесок автосцепки, тормозных колодок и чек, закрытию открывшихся люков и их запорных устройств, соединению тормозных рукавов, заливке масла в буксы перед отправкой порожняка.

Анализ причин травматизма персонала, производящего техническое обслуживание вагонов, показал, что обслуживание часто ведется на ходу, ремонт производится на не закрепленных на путях вагонах, при ремонте автосцепки не соблюдается безопасный разрыв между вагонами в 5 м и они не закрепляются с обеих сторон башмаками, пролитое на железнодорожных путях и междупутьях масло своевременно не убирается.

Одной из причин травматизма является также отсутствие в должностных инструкциях указаний к действиям обслуживающего персонала (смазчика-осмотрщика вагонов, составителя, слесаря по ремонту вагонов) в случае обнаружения неисправностей вагонов.

Для предупреждения несчастных случаев при техническом обслуживании вагонов после разгрузки их вагоноопрокидывателем отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает:

1. Привести местные инструкции персоналу, занятому техническим обслуживанием вагонов, в соответствие с «Должностной инструкцией составителю поездов» («Транспорт», 1974) и «Инструкцией по технике безопасности осмотрщикам вагонов и слесарям по ремонту вагонов» («Транспорт», 1963).

2. Ограничить до минимума объем технического обслуживания вагонов на путях сбора порожняка за вагоноопрокидывателем. Основную работу по техническому обслуживанию вагонов производить на отправочных путях (выставочных, экипировочных), оборудованных для этой цели.

3. Обратить особое внимание при техническом обслуживании вагонов на путях сбора порожняка за вагоноопрокидывателем на соблюдение следующих правил техники безопасности:

а) запрещается устранение неисправностей и заливка масла в буксы движущегося вагона и при производстве маневровых работ;

б) до начала обработки состава под скаты вагонов должны укладываться тормозные башмаки для предупреждения самопроизвольного перемещения вагонов;

в) при ремонте автосцепки у вагонов, находящихся в составах и отдельных группах, должна производиться раздвижка вагонов на расстояние не менее 5 м с обязательной подкладкой тормозных башмаков под расцепленные вагоны со стороны промежутка;

г) рабочая зона должна поддерживаться в чистоте и очищаться от топлива, мусора, пролитого масла и пр.;

д) не допускается складирование запасных деталей вагонов, тормозных башмаков и тому подобного непосредственно на земле. Все детали должны размещаться на специальных стеллажах.

7.27. Об изменении п. 6-1-7 «Правил техники безопасности при обслуживании топливно-транспортного оборудования электростанций» (Атомиздат, 1973) (Решение № ТБ-1/76 от 11/VI 1976 г.)

С целью упорядочения выполнения работ по опробованию оборудования топливоподачи отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР и отдел охраны труда ЦК профсоюза рабочих электростанций и электротехнической промышленности приняли решение: п. 6-1-7 изложить в следующей редакции:

6-1-7. По графику, не реже 1 раза в месяц, путем опробования при работающих конвейерах должны проверяться:

а) тросовые и кнопочные аварийные выключатели;

б) тормоза всех типов (путем останова конвейеров под нагрузкой);

в) устройства по защите от завалов течек;

г) датчики реле схода ленты.

Аварийные выключатели должны также проверяться при приемке конвейеров из ремонта.

7.28. О предупреждении несчастных случаев при эксплуатации железнодорожных путей узкой колеи (ЦП № ЦТБ-3/76 от 14/VI 1976 г.)

На ряде предприятий Минэнерго СССР произошли несчастные случаи при эксплуатации железнодорожного транспорта узкой колеи.

Основными причинами этих несчастных случаев являются:

эксплуатация неисправных железнодорожных путей, подвижного состава (тележек, вагонеток, вагонов, мотовозов, электровозов, тепловозов) и тяговых лебедок;

несовершенная конструкция тележек и вагонеток, изготовленных без соответствующих проектов и без учета требований безопасности для обслуживающего персонала;

нарушение габаритов приближения строений, оборудования, изделий к рельсовым путям;

отсутствие организованных (оборудованных) переходов и переездов через пути и предупредительных знаков на подъездных и внутрицеховых путях;

отсутствие безопасных проходов вдоль железнодорожных путей, несвоевременная очистка междупутий от снега, шлака и мусора;

проведение ремонтных работ и очистки железнодорожных путей без обеспечения безопасности ремонтного персонала;

допуск к обслуживанию и ремонту железнодорожных путей подвижного состава и тяговых механизмов необученных и неаттестованных рабочих и инженерно-технических работников.

Для организации правильной и безопасной эксплуатации узкоколейных железных дорог отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает:

1. Проверить устройство всех внутризаводских железнодорожных путей на их соответствие утвержденной проектной документации и техническим указаниям по проектированию железных дорог узкой колеи — СН-251-63 (Изд-во литературы по строительству, 1963).

2. Составить технические паспорта с указанием основных технических и эксплуатационных характеристик на все железнодорожные сооружения, устройства, механизмы и оборудование.

3. Разработать и утвердить местные инструкции по безопасной организации движения поездов, маневровых, погрузо-разгрузочных и ремонтно-путевых работ и установить строгий контроль за их выполнением.

4. Произвести проверку знаний «Правил технической эксплуатации железных дорог СССР» и местных инструкций по безопасной организации движения поездов, маневровых, погрузо-разгрузочных и ремонтно-путевых работ у всех должностных лиц, связанных с эксплуатацией и обслуживанием железнодорожных путей, подвижного состава и тяговых механизмов.

5. Разработать и утвердить графики осмотров сооружений и устройств железных дорог. Обязать должностных лиц, несущих ответственность за содержание железнодорожных путей в исправном состоянии, результаты осмотров и мероприятия по устранению обнаруженных неисправностей заносить в специальный журнал осмотра железнодорожных путей.

6. Разработать и утвердить графики планово-предупредительных ремонтов и осмотров состава и тяговых механизмов. Результаты ревизии и ремонта подвижного состава и тяговых механизмов должны быть занесены в специальный журнал с указанием даты и фамилии лица, их производившего.

7. Обеспечить все путевые бригады переносными сигнальными знаками, обозначающими запрещение проезда железнодорожных составов или ограничение скорости их движения по участкам, где ведутся путевые ремонтные работы.

8. Обеспечить все прижелезнодорожные базы и склады необходимым количеством инвентарных тормозных башмаков и запретить использование в качестве тормозящих устройств случайных предметов.

9. Запретить ручную винтовую сцепку подвижного состава при отсутствии буферных устройств, а также эксплуатацию технически неисправного подвижного состава и железнодорожных путей, имеющих повышенный износ стрелочных переводов, рельсов, шпал и т. д.

10. Запретить откатку несцепленных вагонов и подачу вагонов (платформ) с грузами, выступающими за габариты из кузовов, а также толкание платформы с длинномерными материалами впереди локомотива (электровоза).

11. Запретить посторонним лицам хождение по железнодорожным путям.

Для обеспечения безопасных условий при эксплуатации железнодорожных путей и составления местных и должностных инструкций следует руководствоваться «Правилами технической эксплуатации железных дорог СССР» и соответствующими разделами «Правил техники безопасности при обслуживании топливно-транспортного оборудования электростанций» (Атомиздат, 1973), «Правил безопасности при

строительстве подземных гидротехнических сооружений» («Недра», 1970) и других правил, утвержденных Минэнерго СССР и Госгортехнадзором СССР.

7.29. О предупреждении несчастных случаев при шиномонтажных работах (ЦП № 44–25/2 от 14/X 1968 г., ЦП № ЦТБ-9/74 от 12/XII 1974 г. и ЦП № ЦТБ-4/76 от 17/IX 1976 г.)

На предприятиях Минэнерго СССР имели место несчастные случаи при производстве шиномонтажных работ.

Основными причинами несчастных случаев послужили нарушения «Правил техники безопасности для предприятий автомобильного транспорта» («Транспорт», 1974).

На ряде предприятий отсутствуют специально оборудованные стенды для шиномонтажных работ, укомплектованные необходимыми страхующими и защитными приспособлениями, таблицами предельных давлений для различных типов применяемых на предприятии шин и инструкциями по технике безопасности.

В связи с этим имели место:

некачественно выполненный монтаж покрышек на обод, имеющий трещины, вмятины, заусенцы, а также монтаж стопорных колец с явными дефектами;

применение кувалды при монтаже колес и посадке на место стопорных колец;

производство шиномонтажных работ в ремонтно-механических мастерских вне стендов для накачивания шин;

допуск к шиномонтажным работам лиц, не прошедших обучения и проверки знаний правил техники безопасности и не получивших инструктажа на рабочем месте;

ослабление внимания ИТР к вопросам техники безопасности при производстве шиномонтажных работ.

В целях предотвращения несчастных случаев при производстве шиномонтажных работ отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает:

1. Назначать приказом по автохозяйству лиц, ответственных за исправное состояние шиномонтажных стендов, предохранительных приспособлений, компрессорного хозяйства и безопасное производство шиномонтажных работ.

2. Оборудовать участки шиномонтажных работ стендами для накачивания шин, укомплектованными необходимыми приборами, страхующими и защитными приспособлениями. Обеспечить рабочие места таблицами предельных давлений для используемых на предприятии типов шин, инструкциями и плакатами по технике безопасности при шиномонтажных работах.

3. Запретить допуск к работам без обучения и проверки знаний правил техники безопасности и проведения инструктажа на рабочем месте рабочих-шиномонтажников, шоферов, машинистов автомобильных кранов и самоходных механизмов на пневмоколесном ходу.

4. Не допускать случаев нарушения сроков проверки знаний «Правил техники безопасности для предприятий автомобильного транспор-

та» руководителями автотранспортных хозяйств и другими инженерно-техническими работниками, связанными с ремонтом и обслуживанием автомобилей, кранов и механизмов на пневмоколесном ходу.

7.30. О предупреждении несчастных случаев, связанных с запуском двигателей тракторов и других машин на гусеничном ходу (ЦП № ЦТБ-3/77 от 13/VII 1977 г.)

На предприятиях Минэнерго СССР имели место несколько несчастных случаев с тяжелым исходом при запуске дизельных двигателей тракторов.

Перед операциями по запуску пускового и основного двигателей трактористы, находясь на гусеничной ленте, не выключали сцепление и при внезапном движении механизма после запуска двигателя падали и получали тяжелые травмы.

В целях предотвращения подобных случаев при запуске двигателей отдел по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР предлагает руководителям предприятий и организаций:

1. Запретить применение неисправных тракторов и других самоходных машин. Усилить контроль за исправным состоянием тракторов и механизмов на местах стоянок перед началом их эксплуатации.

2. Обеспечить персонал, использующий трактора и самоходные машины, производственными инструкциями по безопасной их эксплуатации.

3. Организовать инструктаж всех трактористов и машинистов по правилам запуска двигателей тракторов и других самоходных машин на гусеничном ходу.

Контроль за исполнением настоящих указаний возлагается на тресты, управления строительствами и энергетические управления.

РАЗДЕЛ ВОСЬМОЙ
ОБЩИЕ ВОПРОСЫ

8.1. Предотвращение аварий в результате недопустимого повышения давления пара в тракте промперегрева энергоблоков

На энергоблоке с турбиной К-160-130 ХТГЗ произошла авария из-за повышения давления пара в тракте промперегрева выше допустимых пределов с разрушением паропроводов холодных ниток промперегрева. Авария произошла во время разгрузки электростанции по активной мощности.

Разгрузка энергоблока со 140 до 100 МВт производилась отключением части горелок котла, при этом давление свежего пара снизилось до 10 МПа (100 кгс/см^2). Для восстановления давления машинист турбины из-за неисправности дистанционного управления с БЩУ начал прикрывать регулирующие клапаны свежего пара синхронизатором непосредственно у турбины. При этом положение главного двигателя приводного механизма (сервомотора) изменилось по указателю с 250

до 170 дел., давление свежего пара повысилось с 10 до 12,5 МПа (от 100 до 125 кгс/см²). При дальнейшем воздействии на синхронизатор произошло повышение давления пара в тракте промперегрева, вызвавшее разрушение паропроводов холодных ниток.

Результаты расследования аварии и ревизия системы парораспределения показали, что при положении сервомотора по указателю 170 дел. прекратилось закрытие регулирующих клапанов ЦВД из-за попадания под клапан № 3 обломка выпрессовавшегося верхнего уплотнительного кольца, крепящего седло клапана, и заклинивания кулачкового вала кулачком принудительной посадки этого клапана.

Дальнейшее воздействие на синхронизатор в сторону «Убавить» при неподвижном главном сервомоторе и отсутствии давления масла под его поршнем привело к срабатыванию форсирующей гидравлической связи отсечного золотника главного сервомотора с золотником клапанов промперегрева, что привело к мгновенному закрытию регулирующих клапанов промперегрева при неполном закрытии клапанов ЧВД и вследствие этого к повышению давления пара в тракте промперегрева. Из-за отказа срабатывания предохранительных клапанов на горячих нитках промперегрева давление пара в тракте достигло недопустимой величины, что привело к разрушению значительной части трубопроводов холодных ниток промперегрева.

На указанном энергоблоке схема промперегрева была выполнена без задвижек на холодных нитках и с установкой предохранительных клапанов только на горячих нитках.

Отказ в работе предохранительных клапанов промперегрева был вызван их неудовлетворительным состоянием из-за отсутствия контроля со стороны эксплуатационного персонала и грубого нарушения действующих инструкций по проверке предохранительных клапанов.

Нарушения крепления седел регулирующих клапанов турбин К-160-130, а также нарушения целостности паровых сит стопорных клапанов отмечались на ряде электростанций с этими турбинами (Литовская, Ташкентская, Березовская ГРЭС). Это свидетельствует о недостаточной надежности указанных сборочных единиц.

Для предупреждений подобных неполадок и аварий предлагается:

1. Обеспечить проведение проверок предохранительных клапанов в соответствии с правилами Госгортехнадзора СССР и «Инструкцией по проверке импульсно-предохранительных устройств котлов с давлением пара выше 39 кгс/см²» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1973). Клапаны, в которых при проверке будут обнаружены дефекты, должны быть подвергнуты тщательной ревизии и все обнаруженные дефекты устранены.

2. При сборке предохранительных клапанов во время ревизии обратить внимание на соблюдение допусков и посадок согласно технической документации заводов-изготовителей.

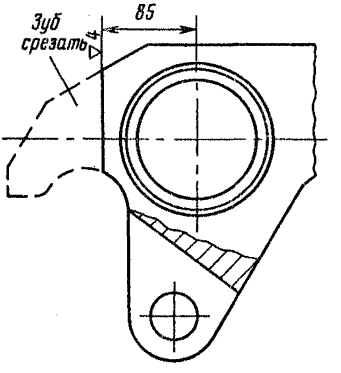
3. В целях повышения надежности работы предохранительных клапанов промперегрева предусмотреть при очередных капитальных ремонтах энергоблоков:

а) замену уплотняющих металлических колец поршней клапанов сальниковыми;

б) оснащение импульсного устройства клапанов электромагнитным приводом, аналогичным выполненному на предохранительных клапанах свежего пара.

При реконструкции предохранительных клапанов руководствоваться «Инструкцией по ремонту пароводяной арматуры высокого и среднего давления» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1974) и соответствующими чертежами ЧЗЭМ.

Рис. 8.1. Эскиз удаления зуба на рычагах распределительных механизмов (чертежи Б361 – 76СБ1 и Б361 – 76СБ2) турбины К-160-130 (эскиз № 626/36).



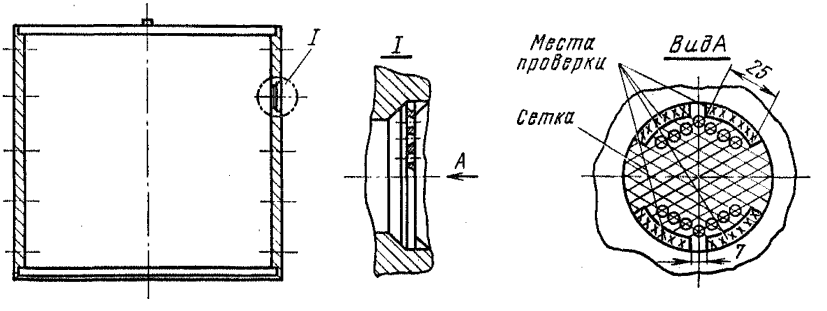
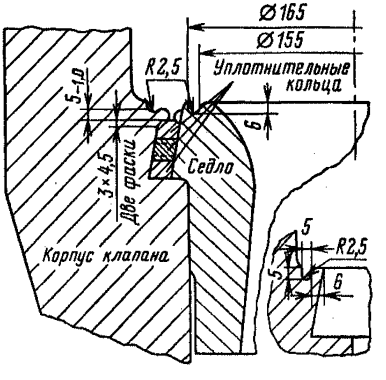


Рис. 8.2. Эскиз дополнительной приварки сеток парового сита (чертежи С365 – 34СБ2Б) стопорного клапана турбины К-160-130 (эскиз № 625/36).

Рис. 8.3. Эскиз крепления седла регулирующих клапанов (чертежи Б361 – 30СБ и Б361 – 31СБ) турбины К-160-130 (эскиз № 624/36).



4. На электростанциях с турбинами К-160-130 ХТГЗ при очередных ремонтах турбин проверять состояние крепления седел регулирующих клапанов и паровых сит стопорных клапанов.

5. В очередные капитальные ремонты турбин К-160-130 ХТГЗ необходимо произвести:

а) удаление зубьев обратной посадки регулирующих клапанов согласно эскизу ХТГЗ № 626/36 (на турбинах, где распределительный механизм имеет зубья обратной посадки) (рис. 8.1);

б) укрепление сеток (сверленых пятаков) паровых сит стопорных клапанов согласно эскизу ХТГЗ № 625/36 (рис. 8.2);

в) крепление седел согласно эскизу ХТГЗ № 624/36 (рис. 8.3).

8.2. Предотвращение аварий трубопроводов низкого давления энергоблоков

На электростанции с энергоблоками 300 МВт при растопке одного из котлов произошел разрыв растопочного трубопровода сброса пароводяной смеси из паропроводов свежего пара в нижнюю часть конденсатора турбины.

Сбросной трубопровод диаметром 219 × 7 мм, рассчитанный на рабочее давление 2,2 МПа (22 кгс/см^2), отключается от главных паропроводов двумя запорными задвижками высокого давления и предназначен для сброса в период промывок и растопок котла воды и пароводяной смеси с сухостью до 20–25% в нижнюю часть конденсатора турбины.

Проектом предусматривалось, что при достижении в этих режимах давления за котлом 2,0–2,5 МПа (20–25 кгс/см^2) сброс воды из него должен осуществляться через БРОУ в верхнюю часть конденсатора.

При пусках энергоблока из холодного состояния уже в период горячей отмывки давление за котлом составляло около 4 МПа (40 кгс/см^2). По окончании горячей отмывки расход топлива (природного газа) был увеличен с 6500 до 14 500 м^3/ч и давление за котлом начало быстро возрастать.

При давлении за котлом 6–8 МПа (60–80 кгс/см^2) был начат перевод сброса среды через БРОУ в верхнюю часть конденсатора, однако БРОУ не открылась, так как электрическая часть ее дистанционного управления не была собрана и опробована до пуска блока. Давление за котлом повысилось почти до 12,5 МПа (125 кгс/см^2), а в сбросном трубопроводе (как следует из расчетов) – до 6–8 МПа (60–80 кгс/см^2). В этот момент расход топлива был уменьшен незначительно (до 12 500 м^3/ч), а расход питательной воды на котел увеличен примерно со 180 до 280 т/ч.

Вследствие резкого увеличения влажности среды на выходе из котла давление за котлом снизилось почти до 8 МПа (80 кгс/см^2). В начале снижения давления за котлом расход топлива был снова увеличен, а расход питательной воды снижен до исходного (около 180 т/ч). Давление за котлом снова начало возрастать и достигло почти 14 МПа (140 кгс/см^2), а в сбросном трубопроводе (по расчетам) 9–11 МПа (90–110 кгс/см^2). В этот момент в условиях резко возросших вибраций произошло разрушение сбросного трубопровода.

Непосредственной причиной происшедшей аварии явились грубые нарушения дежурным персоналом котлотурбинного цеха действующей инструкции по эксплуатации энергоблоков. Возникновению аварии способствовали нечеткость действующих инструкций, недостатки рабочего проекта схемы и оборудования, дефекты сварки сбросного трубопровода.

Основные ошибки и нарушения инструкций свелись к следующему:

сборка электрической схемы дистанционного управления БРОУ и ее опробование до растопки котла не были произведены;

расход питательной воды поддерживался на уровне 180–200 т/ч вместо 150–160 т/ч;

расход топлива был резко увеличен (более чем вдвое) до перевода сброса среды из котла на БРОУ;

при резком подъеме давления за котлом до 12,5 МПа (125 кгс/см^2) вместо погашения топки был резко увеличен расход питательной воды;

при снижении давления за котлом был восстановлен прежний режим, несмотря на то что уже предшествующий период показал, что это приведет к повторному резкому повышению давления за котлом и в сбросном трубопроводе.

Утвержденная руководством электростанции «Временная инструкция по эксплуатации блоков 300 МВт» имела ряд существенных недостатков:

отсутствовали указания о необходимости контролировать давление за котлом при его растопке до перевода сброса среды на БРОУ и о предельно допустимом давлении в этот период;

перевод сброса среды из котла с нижней части в верхнюю часть конденсатора через БРОУ предусмотрен не по достижении определенного давления за котлом, а по температуре среды перед встроенной задвижкой;

регулирование расхода топлива при растопке котла предусматривалось только по температуре среды за котлом (со скоростью ее изменения не выше 3 °С/мин), что при выдаче котлом пароводяной смеси до перехода на БРОУ допускает быстрое нарастание давления [около 3 кгс/(см^2 · мин)]; указания об ограничении расхода топлива в период до перевода сброса среды из котла на БРОУ отсутствовали;

функции обслуживающего персонала и порядок сдачи – приемки смены не были четко определены.

При проектировании не были предусмотрены измерение давления в сбросном трубопроводе и защитные мероприятия от повышения давления сверх допустимого; конструкция и число креплений сбросного трубопровода также были выбраны неправильно, что приводило к его значительной вибрации при пусках энергоблока.

Разрыву сбросного трубопровода способствовал допущенный при изготовлении и монтаже трубопровода значительный непровар в сварных соединениях, доходящий в отдельных стыках до 60% толщины стенки.

Значительному повышению давления в сбросном трубопроводе при увеличении расхода и особенно сухости среды способствовало недостаточное суммарное сечение отверстий (около 58 см^2) у выполненного ЛМЗ сбросного устройства, установленного на вводе сбросного трубопровода (сечение 330 см^2) в нижнюю часть конденсатора.

Происшедшая авария свидетельствует о том, что надежность и безопасность эксплуатации энергоблоков 300 МВт, а также и энергоблоков 150 и 200 МВт с аналогичными сбросными схемами должным образом не обеспечены.

Уровень подготовки эксплуатационного персонала, особенно к ликвидации аварийных положений, в ряде случаев недостаточен. В эксплуатационных инструкциях отсутствуют указания, четко определяющие действия персонала при пусках, переменных режимах работы и ликвидации аварийных положений, особенно с учетом возможных отказов в работе органов дистанционного управления и выхода из строя арматуры и вспомогательного оборудования. При проектировании тепловых схем энергоблоков не уделяется должного внимания анализу надежности сбросных трубопроводов и связей между трубопроводами высокого и низкого давлений.

Выборочная проверка показала, что практически на всех электростанциях с энергоблоками есть элементы тепловой схемы, надежность

работы которых не обеспечивается при возможных в эксплуатации отклонениях от расчетных режимов или при ошибочных действиях персонала.

При проектировании сбросные трубопроводы после БРОУ (РОУ) в комплекте с паровпуском в конденсатор, как правило, не проверяются расчетом на предельный режим, соответствующий условиям сброса нагрузки энергоблока до холостого хода. Коллекторы дренажей выполняются часто на давление ниже рабочего, а в некоторых случаях связываются с расширителями трубопровода низкого давления при наличии отключающих задвижек перед расширителями. Надежность имеющихся связей между бустерными насосами и питательными трубопроводами, трубопроводами пусковых впрысков в промежуточный пароперегреватель или РОУ, пароводяным трактом высокого давления и трубопроводами схемы эксплуатационных водных и химических промывок и другими трубопроводами часто недостаточна, в результате чего при ошибочных действиях эксплуатационного персонала возможны аварии, подобные происшедшей.

В целях предупреждения повреждений трубопроводов низкого давления энергоблоков главным инженерам электростанций предлагается:

1. С привлечением соответствующих наладочных организаций и заводов-изготовителей внести необходимые уточнения и дополнения в действующие инструкции по эксплуатации энергоблоков 150, 200 и 300 МВт, направленные на обеспечение мер безопасности при пусковых режимах и при работе энергоблоков под нагрузкой.

При уточнении инструкций обратить особое внимание на обеспечение четких указаний:

а) по предельно допустимым значениям параметров среды в сбросных трубопроводах, при превышении которых требуется во избежание развития аварии немедленный останов энергоблока (или котла) с сопутствующими операциями по отключению трубопроводов;

б) по регулированию расходов топлива и воды при растопках котла, в том числе и по ограничениям определенной форсировки топки до момента полного переключения сброса среды на верхнюю часть конденсатора турбины вместо нижней его части с указанием предельных параметров пара за котлом в сбросных трубопроводах;

в) по мерам предосторожности против ошибочного включения сбросных устройств и открытия запорной арматуры, установленной на связи между трубопроводами высокого и низкого давлений при работе блока под нагрузкой (снятие напряжения с электроприводов, установка заглушек, замков и др.);

г) по распределению обязанностей между составом оперативной вахты и по порядку приемки – сдачи смены при пусках и остановах энергоблока и при ликвидации аварийных ситуаций;

д) по запрещению персоналу, не связанному с обслуживанием оборудования, находиться непосредственно у оборудования и трубопроводов при производстве операций по пуску и останову агрегатов, а также при ликвидации аварийных положений.

2. Обеспечить следующие измерения:

а) параметров среды в сбросных трубопроводах;

б) расхода питательной воды при растопках;

в) расхода газа при растопках.

Шкала прибора для измерений расхода питательной воды и газа при растопках должна соответствовать не менее 40% номинального расхода.

По отдельным трубопроводам и сборочным единицам энергоблоков предлагается провести указанные ниже мероприятия.

ТРУБОПРОВОДЫ ДЛЯ ЗАПОЛНЕНИЯ ВОДОЙ КОТЛОВ ЭНЕРГОБЛОКОВ 150, 200 И 300 МВТ

В существующих схемах трубопроводы заполнения котлов водой выполнены на ряде энергоблоков от бустерных насосов путем соединения напорного патрубка насосов со сборочной единицей питания отдельных котлов. На этих трубопроводах в месте присоединения к трубопроводу высокого давления установлены две задвижки и обратный клапан на высокое давление.

На ряде энергоблоков этот трубопровод выполнен в виде байпаса основных питательных насосов.

На некоторых энергоблоках были случаи заполнения котлов холодной водой от конденсатных насосов с выполнением на этом трубопроводе дополнительно к указанной арматуре съемного участка (на стороне низкого давления).

Все эти схемы недостаточно надежны в случаях:

неплотности арматуры;

ошибочных действий персонала (открытие запорной арматуры во время эксплуатации энергоблока);

невыполнения съема участка трубопровода после окончания заполнения котла.

В целях повышения безопасности схем трубопроводов заполнения котлов водой для действующих и монтирующихся энергоблоков рекомендуется проверить состояние расчетного и фактического рабочего давления в напорных патрубках бустерных насосов, во всасывающих патрубках питательных насосов и в трубопроводах с арматурой. Между бустерными и питательными насосами расчетное давление для этих элементов должно быть не ниже максимального, развиваемого бустерными насосами при максимальном рабочем давлении в деаэраторе.

На электростанциях, где максимальное давление, развиваемое бустерными насосами, превышает расчетное рабочее давление для перечисленных выше элементов, необходимо выполнить защиту от превышения рабочего давления и обрезать рабочие колеса у бустерных насосов для соответствующего снижения напора.

Для предупреждения повышения давления в напорном коллекторе бустерных насосов, возможного в случае неплотности обратных клапанов перед котлом и на выходе из питательных насосов, необходимо:

1. Установить обратные клапаны у котлов всех типов на входе питательной воды.

2. Выполнить блокировки, открывающие задвижки на линии рециркуляции бустерных насосов и закрывающие задвижки на стороне нагнетания питательных насосов, в случае останова обоих питательных насосов или рабочего насоса при втором насосе, находящемся в резерве.

3. На действующих, монтируемых и проектируемых энергоблоках 300 МВт исключить связи напорного коллектора бустерных насосов с питательными трубопроводами, ранее предусматриваемые для заполнения котлов, выполнив необходимые обводы D_y 50 мм с дроссельными шайбами для заполнения котла водой питательными насосами помимо задвижек на входе воды в котел.

ТРУБОПРОВОДЫ ПОСЛЕ УСТРОЙСТВ, РЕДУЦИРУЮЩИХ РАБОЧУЮ СРЕДУ С ВЫСОКОГО НА НИЗКОЕ ДАВЛЕНИЕ (БРОУ, РОУ, РУ И ДР.)

1. Для предотвращения повреждений сбросных трубопроводов после БРОУ и РОУ на всех электростанциях с блоками 150, 200 и 300 МВт предлагается:

а) увеличить сечение пароприемных устройств конденсаторов по рекомендациям Теплоэлектропроекта;

б) провести контроль качества всех сварных швов сбросных трубопроводов с переваркой всех дефектных швов;

в) запретить одновременное использование БРОУ и РОУ при сбросах нагрузки энергоблока, внеся соответствующие указания в эксплуатационные инструкции; после пуска энергоблока разбирать схему дистанционного управления одного из элементов РОУ, не требующегося для использования при останове энергоблока и сбросах нагрузки.

2. Для схем с подпорными шайбами за БРОУ проверить соответствие диаметров шайб расчетным значениям.

3. Во избежание повышения температуры на линиях сброса в конденсатор устанавливать на отводах из горячих ниток промежуточного перегрева в линии сброса в конденсатор последовательно две задвижки и охлаждающие устройства.

4. В схемах со сбросом среды из встроенных сепараторов в расширители 2 МПа (20 кгс/см^2) на последних должны быть установлены предохранительные клапаны суммарной пропускной способностью, соответствующей максимальной производительности одного корпуса.

ТРУБОПРОВОДЫ ПУСКОВОГО ВПРЫСКА

На трубопроводе пускового впрыска, питающемся от промежуточной ступени питательного насоса, установить предохранительный клапан со сливом в деаэратор. Трубопровод от главного паропровода до этого клапана, включая запорные вентили и обратный клапан, должен быть выполнен на высокое давление.

ВЫХЛОПНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ, ДРЕНАЖНЫЕ И СЛИВНЫЕ ЛИНИИ

1. Выполнить присоединение всех дренажей и сливов энергоблоков к разным расширителям периодически и постоянно действующих дренажей.

Все сливные линии до расширителя выполнить на высокое давление. Перед расширителями на этих линиях установить ограничительные шайбы. Выхлопы расширителей должны быть рассчитаны на максимальную пропускную способность сливных линий.

2. На действующих электростанциях выполнить следующие требования:

а) исключить возможность повышения давления в сливных трубопроводах низкого давления; предусмотреть при необходимости для их отключения от трубопроводов низкого давления съемные участки или провести другие мероприятия;

б) заменить при необходимости отдельные участки трубопроводов низкого давления трубопроводами высокого давления;

в) исключить прямой ввод горячих сливов в баки без расширителей;

г) демонтировать отключающие задвижки трубопроводов низкого давления, связанных с трубопроводами высокого давления без защитных устройств;

д) проверить достаточность выхлопов имеющихся расширителей.

3. В схемах отвода дренажа из ПВД в деаэратор принять меры к устранению вибрации трубопроводов отвода (слива) дренажей ПВД в деаэратор, учитывая следующее:

а) диаметр трубопровода слива следует увеличить исходя из весовой скорости потока приблизительно 2500 кг/(м^2·с);

б) ввод сливного трубопровода в паровое пространство деаэратора (бака) осуществить через подпорное устройство;

в) общее гидравлическое сопротивление сливного трубопровода следует сохранить по возможности неизменным.

ТРУБОПРОВОДЫ РАЗГРУЗКИ ПИТАТЕЛЬНЫХ НАСОСОВ

В эксплуатации наблюдается вибрация трубопроводов разгрузочных линий питательных насосов, работающих обычно с высокими скоростями воды.

Принять меры к устранению вибраций.

ТРУБОПРОВОДЫ ОТСОСА ПАРА ОТ ШТОКОВ КЛАПАНОВ БРОУ, СТОПОРНЫХ И РЕГУЛИРУЮЩИХ

Трубопровод отсоса пара от штоков клапанов БРОУ присоединить к трубопроводу промежуточного перегрева до ППГ-1.

ТРУБОПРОВОДЫ ВОДНО-КИСЛОТНЫХ ПРОМЫВОК

Трубопроводы водно-кислотных промывок подключать к тракту высокого давления через задвижки с временным демонтажем запорных устройств. При непосредственном присоединении промывочных трубопроводов к трубопроводам высокого давления после промывок устанавливать заглушки со стороны высокого давления.

ТРУБОПРОВОДЫ МОКРОЙ И АЗОТНОЙ КОНСЕРВАЦИИ

В схемах мокрой и азотной консервации подвод консервирующих веществ должен осуществляться только через элементы низкого давления (растопочный расширитель, коллектор 2 МПа и т. п.).

ВЫВОДЫ И ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СВЯЗЯМ ТРУБОПРОВОДОВ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ С ТРУБОПРОВОДАМИ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

Во всех случаях, когда коллекторы трубопроводов собственных нужд или других трубопроводов низкого давления питаются от источника более высокого давления, рассчитанного как на длительное, так и на кратковременное использование (например, при пуске), необходимо либо ликвидировать соответствующий подвод, либо произвести за-

мену трубопровода в соответствии с предельно возможным давлением, либо установить предохранительные клапаны.

Во всех случаях должны быть приняты меры для исключения ограничений тепловых перемещений и вибрации трубопроводов.

Вопросы безопасности эксплуатации трубопроводов низкого давления, не охваченные настоящими рекомендациями, применительно к местным условиям подлежат рассмотрению РЭУ (ПЭУ).

Совместным решением Главтехуправления и Главниипроекта разработки, связанные с вышеуказанными мероприятиями, поручены Теплоэлектропроекту.

8.3. О воздействии противоаварийной автоматики на разгрузку тепловых электростанций с энергоблоками 200 и 300 МВт

Для сохранения устойчивости параллельной работы агрегата во многих случаях необходимо воздействие противоаварийной автоматики на разгрузку электростанций.

На практике в настоящее время такая разгрузка электростанций с энергоблоками 200 и 300 МВт осуществляется следующими тремя способами: частичной разгрузкой турбин воздействием на электрогидравлический преобразователь (ЭГП) и механизм управления турбиной (МУТ), закрытием стопорного клапана турбины, отключением энергоблока от сети выключателем.

Первый из этих способов, обеспечивая достаточно эффективные по условиям устойчивости характеристики разгрузки, сопровождается наименьшим риском для оборудования тепловой части электростанций. Его существенным преимуществом является также возможность удержания энергоблоков в работе и быстрого набора нагрузки после устранения аварийной ситуации. Таким способом сейчас в ЕЭС СССР осуществляется разгрузка на 37 энергоблоках.

Однако до настоящего времени в большинстве случаев применяется воздействие противоаварийной автоматики на закрытие стопорных клапанов турбин и отключение энергоблоков.

Оба эти способа являются вынужденными, ведут к отключению, а во многих случаях и к останову энергоблоков. При этом воздействие на выключатель обеспечивает более быструю разгрузку, что иногда необходимо по условиям устойчивости, но связано с некоторым риском, например в случае последующего неплотного закрытия клапанов турбины. Одной из причин ограниченного применения разгрузки воздействием на ЭГП и МУТ является невозможность ее осуществления на энергоблоках 300 МВт с турбинами ХТГЗ из-за некоторых недостатков их регулирования. В настоящее время разработаны и прошли успешную проверку мероприятия по модернизации систем регулирования и защиты этих турбин (п. 8 Приказа Минэнерго СССР от 24 марта 1977 г. № 4 и Приложение 3 к нему), обеспечивающие их разгрузку воздействием на ЭГП.

В целях обеспечения наиболее эффективного функционирования противоаварийной автоматики и надежной реализации ее действий предлагается руководителям энергосистем и электростанций с энергоблоками 200 и 300 МВт, где необходима аварийная разгрузка, руководствоваться следующим:

1. На электростанциях с энергоблоками 200 МВт и турбинами, ос-

нащенными ЭГП, и энергоблоками 300 МВт с турбинами ЛМЗ, на которых до сих пор применяется воздействие противоаварийной автоматики на отключение блоков, в возможно короткий срок обеспечить перевод действия противоаварийной автоматики на ЭГП и МУТ. Для этого по согласованию с ОДУ (в энергосистемах центра – с ЦДУ ЕЭС СССР) уточнить необходимые параметры настройки противоаварийной автоматики (объем разгрузки, количество разгружаемых блоков, длительность и амплитуды импульсов и порядок оперативного управления разгрузкой), смонтировать необходимую аппаратуру и провести соответствующие испытания.

2. На электростанциях с энергоблоками 200 МВт и турбинами, не имеющими ЭГП, принять меры для получения и установки последних. По разъяснению ЛМЗ, ЭГП заказываются по фонду на запчасти с указанием заводского номера турбины.

3. На электростанциях с энергоблоками 300 МВт и турбинами ХТГЗ перевод воздействия противоаварийной автоматики на ЭГП и МУТ осуществлять по мере выполнения мероприятий по модернизации систем регулирования и защиты турбин.

4. На энергоблоках, оснащенных противоаварийной автоматикой, действующей на разгрузку турбин, должны в первую очередь вводиться устройства, обеспечивающие автоматическое изменение нагрузки котлов при изменении нагрузки турбин, в том числе под воздействием противоаварийной автоматики. Лишь временно, в виде исключения, задача может возлагаться на персонал.

8.4. О составлении карт отказов по авариям и отказам в работе I и II степени

В соответствии с требованиями § 26 разд. IX «Инструкции по расследованию и учету аварий и других нарушений в работе электростанций, электрических и тепловых сетей, энергосистем и энергообъединений», утвержденной Министерством энергетики и электрификации СССР 17/IX 1975 г., энергоуправления обязаны не позднее 10-го числа месяца, следующего за отчетным, высылать в ПО «Союзтехэнерго» в одном экземпляре карты отказов по всем авариям и отказам, происшедшим в отчетном месяце.

Однако имеют место систематические нарушения сроков их представления. В отдельных случаях карты отказов вообще не представлены. Так, в 1978 г. от районных энергетических управлений Тамбовэнерго и Липецкэнерго карты отказов в ПО «Союзтехэнерго» не поступали. Частично не представили карты отказов районные энергетические управления Мосэнерго (Рязанская ГРЭС, Каширская ГРЭС, ТЭЦ-8, ТЭЦ-12, ТЭЦ-16, ТЭЦ-23), Куйбышевэнерго (Куйбышевская ТЭЦ, Новокуйбышевская ТЭЦ-2), Башкирэнерго (Уфимские ТЭЦ-2 и ТЭЦ-4), Свердловэнерго (Рефтинская ГРЭС), Львовэнерго (Калушская ТЭЦ).

Недопустимое положение сложилось на электростанциях с составлением карт отказов по оборудованию, отнесенному в «Инструкции по расследованию и учету аварий и других нарушений в работе электростанций, электрических и тепловых сетей, энергосистем и энергообъединений» к группе В (вспомогательное оборудование, водогрейные котлы, паровые котлы производительностью менее 120 т/ч). Отказы этого оборудования классифицируются по II степени, и карта

отказов является единственным документом, регистрирующим повреждение. Подавляющее большинство электростанций не составляет карт на отказы *II* степени, что делает практически невозможным проведение анализа надежности оборудования группы В, оказывающего существенное влияние на надежность электро- и теплоснабжения потребителей.

Информация об отказах, содержащаяся в присылаемых картах отказа, очень низкого качества: заполняются не все позиции, предусмотренные методическими указаниями по заполнению карт отказов; при кодировании информации ряд энергопредприятий допускает неточности; к картам не прилагаются необходимые схемы, формуляры, диаграммы, заключения лабораторий металлов. Некоторые энергопредприятия вместо перфокарт присылают электрофотокопии с них.

Ряд энергопредприятий не составляет аварийной документации на зафиксированные повреждения, а вынужденный простой показывает в отчетной документации как плановый. Так, в 1978 г. на Рефтинской ГРЭС блок № 2 останавливался из-за поломки шестерни редуктора питательного электронасоса и повреждения гидропяты питательного турбонасоса и из-за свища на линии обогрева фланцев и шпилек ЦСД. Оба случая классифицированы электростанцией как плановые остановы и аварийная документация по ним не составлялась. На Троицкой ГРЭС блок № 4 останавливался для устранения дефектов на ширмовой ступени пароперегревателя. Останов классифицирован как плановый.

Учитывая изложенное, Государственная инспекция по эксплуатации электростанций и сетей и Главное техническое управление по эксплуатации энергосистем обязывают главных инженеров энергетических управлений и главных инженеров электростанций, предприятий электрических и тепловых сетей:

1. Обеспечить строгое и постоянное выполнение всех положений «Инструкции по расследованию и учету аварий и других нарушений в работе электростанций, электрических и тепловых сетей, энергосистем и энергообъединений».

2. Проанализировать проведенные расследования аварий и отказов в работе I и II степени, качество оформления актов и карт отказов на весь 1978 г. При обнаружении недостатков оформить и выслать недостающие акты, схемы, формуляры, диаграммы, заключения лабораторий металлов в Госинспекцию по эксплуатации электростанций и сетей, недостающие карты отказов на аварии и отказы I и II степени и необходимые приложения к ним в ПО Союзтехэнерго.

Срок – 10 марта 1979 г.

3. Обеспечить качественное заполнение карт отказов в соответствии с методическими указаниями по заполнению карт отказов.

4. Персональная ответственность за выполнение настоящего параграфа возлагается на главных инженеров районных энергетических управлений и главных инженеров электростанций, предприятий электрических и тепловых сетей. Нарушение указаний настоящего параграфа, особенно в отношении оформления актов расследования аварий и отказов в работе и составления карт отказов, будет рассматриваться как искажение отчетности, что влечет за собой ответственность согласно Приказу министра от 15/II 1978 г. № 74.

5. Контроль за исполнением настоящего параграфа возложить на районных инженеров-инспекторов Госинспекции по эксплуатации электростанций и сетей.

8.5. Организация контроля за состоянием и ремонтом тепловой изоляции оборудования электростанций с целью повышения ее эффективности

При обследовании тепловой изоляции главных трубопроводов и оборудования энергоблоков установлено, что в подавляющем большинстве случаев в результате отсутствия должного контроля со стороны эксплуатирующих организаций монтажными участками Всесоюзного объединения «Союзэнергозащита» нарушается «Инструкция по выполнению тепловой изоляции тепломеханического оборудования электростанций» (Информэнерго, 1973) и в процессе эксплуатации оказываются невыполненными требования «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» («Энергия», 1977) в отношении тепловой изоляции (§ 23.14).

Температура на поверхности изоляции обычно значительно выше допустимой, соответственно и удельные потери тепла в окружающую среду превышают нормативные в 1,5—2,0 раза, а в некоторых случаях и больше. Так, на блоке № 6 Каширской ГРЭС на паропроводе свежего пара в первый год эксплуатации температура на поверхности изоляции достигала 75 °С, а средний удельный тепловой поток составлял 1260 ккал/(м·ч)[1] при норме 446 ккал/(м·ч). На Костромской ТЭЦ-2 (котел БКЗ-210-140, турбина ПТ-60-130/13) в первый год эксплуатации удельный тепловой поток через изоляционные конструкции также значительно превышал нормативный. На трубопроводе свежего пара при средней температуре поверхности 76 °С тепловые потери составляли 947 ккал/(м·ч) при норме 401 ккал/(м·ч), на пароперепускных трубах пароперегревателя — 673 ккал/(м·ч) при норме 280 ккал/(м·ч). Даже на трубопроводах малого диаметра, где конструкция тепловой изоляции отличается малой шовностью теплоизоляционных изделий и простотой выполнения, удельные тепловые потери превышают нормативные на 40—50%.

Недостаточное внимание уделяется состоянию и ремонту тепловой изоляции также в процессе эксплуатации. Так, на Трипольской ГРЭС удельный тепловой поток через тепловую изоляцию на паропроводе горячего промперегрева моноблока 300 МВт за 5 лет возрос с 500 до 1150 ккал/(м·ч) при норме 548 ккал/(м·ч).

Расчеты показывают, что уменьшение тепловых потерь на одном блоке 300 МВт до нормативных значений дает экономию условного топлива 0,45 г/(кВт·ч). Для электростанции с десятью такими блоками эта экономия за год составляет около 10 тыс. т. Неудовлетворительное состояние тепловой изоляции на энергоблоках ведет не только к значительному перерасходу топлива за счет прямых тепловых потерь в окружающую среду, но также и к ухудшению маневренных характеристик и снижению надежности энергоблоков, участвующих в покрытии переменных графиков нагрузки энергосистем. Быстрое остывание паропроводов горячего промперегрева, клапанов ЦВД, турбины и других элементов ведет к дополнительному расходу топлива и увеличению продолжительности пусков из-за необходимости специального их прогрева после кратковременных остановов энергоблоков в резерв.

---

[1] 1 ккал/(м·ч) = 1,163 Вт/м.

Кроме того, при пусках из горячего и неостывшего состояний из-за снижения температуры пара в относительно холодных паропроводах зачастую происходит недопустимо глубокое охлаждение цилиндров турбины. Это является не только источником преждевременного появления трещин, ведущих к уменьшению долговечности и надежности деталей, но также одной из причин повреждения уплотнений в проточной части и снижения экономичности турбины в межремонтный период.

Причинами неудовлетворительного состояния тепловой изоляции являются:

применение при монтаже и ремонте изоляционных изделий, не соответствующих изолируемому оборудованию по типоразмерам;

применение теплоизоляционных изделий и материалов, частично разрушенных и увлажненных в процессе транспортирования, хранения и монтажа;

несоблюдение технологии выполнения изоляционных конструкций: недостаточное крепление, установка покровного слоя на дефектные конструкции, плохое выполнение или недостаточная толщина изоляции в труднодоступных местах;

разрушение тепловой изоляции в зонах контроля за состоянием маталла во время капитальных и текущих ремонтов и некачественное ее последующее восстановление;

несвоевременный или недостаточный по объему ремонт тепловой изоляции в процессе эксплуатации.

В целях повышения эффективности тепловой изоляции теплосилового оборудования на электростанциях необходимо:

1. При вводе нового оборудования осуществлять приемку тепловой изоляции в соответствии с «Временной инструкцией по приемке тепловой изоляции энергоблоков из монтажа» (СПО Союзтехэнерго, 1978).

2. Назначить из числа работников цеха наладки или котлотурбинного цеха ответственное лицо за приемку тепловой изоляции из монтажа и организацию систематического контроля за ее состоянием и ремонтом. Все акты о выполнении ремонтных работ на основном оборудовании, связанных с нарушением целостности тепловой изоляции, должны визироваться лицом, ответственным за состояние тепловой изоляции.

3. В течение 1979—1980 гг. провести обследование состояния и паспортизацию тепловой изоляции основного оборудования и трубопроводов с измерением температуры поверхности изоляции и снятием характеристик остывания отдельных элементов в соответствии с «Временной инструкцией по приемке тепловой изоляции энергоблоков из монтажа».

На основании обследования электростанциям разработать и утвердить в РЭУ планы-графики устранения дефектов тепловой изоляции в период текущих и капитальных ремонтов 1979—1982 гг. с уменьшением потерь тепла в окружающую среду до нормативных значений.

Устранение дефектов тепловой изоляции должно производиться в первую очередь на паропроводах горячего промперегрева, свежего пара, перепускных трубах ЦВД и ЦСД, стопорных и регулирующих клапанах турбины, по низу цилиндров и на прилегающих участках трубопроводов отборов пара. Сокращение срока ремонтов за счет исключения каких-либо работ по тепловой изоляции не допускается.

4. Периодические обследования тепловой изоляции производить

не реже 1 раза в год. Измерение температуры поверхности выполнять в соответствии с «Руководящими указаниями по испытаниям тепловой изоляции на электростанциях» (БТИ ОРГРЭС, 1964).

5. В процессе эксплуатации при ремонтно-восстановительных работах по тепловой изоляции не допускать использования материалов, отбракованных в соответствии с «Временной инструкцией по приемке тепловой изоляции энергоблоков из монтажа». Изменение теплоизоляционных конструкций необходимо согласовывать с проектной или специализированной организацией с составлением документации на произведенные изменения.

РАЗДЕЛ ДЕВЯТЫЙ

СООРУЖЕНИЯ, ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗДАНИЯ И ВОДНОЕ ХОЗЯЙСТВО ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

9.1. Предотвращение обрушения железобетонных оболочек градирен

На электростанциях имели место обрушения железобетонных оболочек градирен через 5—10 лет после их возведения, а также разрушения бетона с образованием многочисленных сквозных отверстий, опасных для устойчивости оболочек.

Обрушения оболочек происходили по следующим причинам:

бетон оболочек приготовлялся на цементах с недостаточным количеством активных гидравлических добавок, вследствие чего под действием конденсата происходило вымывание из бетона гидрата окиси кальция (свободная известь), не связанного с цементным камнем, т. е. выщелачивание бетона с резкой потерей его прочности;

качество приготовленного бетона при строительстве градирен не соответствовало требованиям проекта, уплотнение бетона при этом производилось неудовлетворительно. В результате во время эксплуатации градирен происходило увлажнение бетона с выходом влаги на наружную поверхность. Это ускоряло процесс разрушения бетона и приводило к образованию сквозных отверстий и обнажению арматуры. Обнаженная арматура, находясь постоянно во влажной среде, подвергалась усиленной коррозии и была значительно ослаблена;

в качестве заполнителей для бетона при строительстве оболочек применялись мягкие породы известкового щебня, не удовлетворяющего требованиям проекта;

не производился своевременно ремонт оболочек градирен.

Во время строительства оболочек техническая исполнительная документация велась во многих случаях небрежно.

Для предупреждения обрушения железобетонных оболочек градирен предлагается:

1. Не реже 1 раза в 3 года проводить детальное обследование оболочек в соответствии с «Типовой программой и методикой натурных обследований и испытаний железобетонных оболочек градирен» (БТИ ОРГРЭС, 1967).

2. Ремонт оболочек производить согласно «Инструкции по техническому надзору за строительством и эксплуатацией железобетонных гиперболических оболочек градирен» (БТИ ОРГРЭС, 1968).

Приготовление бетона при строительстве и ремонте оболочек предусматривать на сульфатостойком портландцементе, выпускаемом промышленностью с содержанием до 10% активных минеральных добавок по ГОСТ 22266–76. Для повышения сульфатостойкости и морозостойкости бетона вводить в бетонную смесь поверхностно-активные добавки согласно «Рекомендациям по применению химических добавок в бетоне» («Бюллетень строительной техники» Госстроя СССР, 1976, № 10).

3. Приемку оболочек в эксплуатацию после строительства или ремонта осуществлять специальной комиссией с привлечением квалифицированных специалистов. Во время приемки должна быть представлена и передана заказчику по списку вся техническая исполнительная документация, в том числе журналы бетонных работ, паспорта на цементы, акты на скрытые работы, испытания заполнителей, бетона и т. д.

4. Ежегодно в весенний период производить наружный и внутренний осмотры оболочек градирен для выявления их состояния. Данные осмотра заносить в паспорта градирен с перечислением мероприятий, требующихся для обеспечения их эксплуатационной надежности.

9.2. Предотвращение обрушения обшивных оболочек градирен

На отдельных электростанциях происходило полное обрушение обшивных оболочек градирен по причине нарушения статического равновесия металлических каркасов из-за их значительного коррозионного износа, применения кипящей стали при монтаже, а также значительных деформаций элементов каркасов.

Частичное обрушение асбоцементных или деревянных обшивных оболочек через несколько лет эксплуатации отмечено на многих градирнях.

Одной из причин снижения надежности и долговечности оболочек градирен является сдача их в эксплуатацию со строительными недоделками при низком качестве строительных работ, когда технический надзор за строительством со стороны электростанций осуществляется на недостаточном уровне, допускается применение неантисептированной древесины, что в 2 раза сокращает срок ее службы, или некачественное выполнение антисептирования, неполная пропитка мест сопряжения. На некоторых электростанциях (Уфимской ТЭЦ-4, Березниковской ТЭЦ-2, Пензенской ТЭЦ и др.) в нарушение требований проектов для крепления деревянных щитов и обшивки применялись неоцинкованные гвозди, что приводило к их преждевременному износу и последующему выпаданию щитов из башни.

В период эксплуатации восстановление антикоррозионной изоляции металлического каркаса градирни и прокорродированных элементов производится очень редко или совсем не производится.

В целях повышения надежности градирен, предотвращения их разрушений предлагается:

1. Строительство и ремонт градирен производить в строгом соответствии с проектами, обратив особое внимание на следующее:

а) асбоцементные листы для обшивки градирен должны отвечать требованиям ГОСТ 16233–77 и пропитываться каменноугольным пеком;

б) элементы металлических каркасов вытяжных башен градирен,

устанавливаемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха минус 30 °С и ниже, должны изготавливаться из стали спокойной плавки в соответствии со СНиП II-В.3 – 72.

2. Проводить обследования металлических каркасов вытяжных башен градирен, находящихся в эксплуатации более 10 лет, с целью определения их фактической несущей способности с учетом коррозионного износа. Если выявленная несущая способность окажется ниже расчетной, срочно принять необходимые меры по усилению каркасов.

3. Приемку в эксплуатацию вновь построенных и реконструированных градирен, а также составление на них паспортов выполнять в соответствии с «Инструкцией по приемке вновь построенных и реконструированных градирен» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1970).

4. Периодически, не реже 1 раза в 5 лет, производить антикоррозионную окраску металлических каркасов градирен, например, лаком № 177 с алюминиевой пудрой или грунтшпатлевкой ЭП-00-10. Для предварительного удаления продуктов коррозии рекомендуется использовать преобразователь ржавчины, например состоящий из 90 частей по массе 40 %-ной ортофосфорной кислоты и 10 частей по массе цинка.

9.3. Предотвращение аварий и повышение эффективности оросителей градирен

Обрушение оросительных устройств градирен неоднократно вызывало их отключение продолжительностью до 5 – 8 мес. Причинами обрушения наряду с недостаточной пространственной жесткостью каркаса являлись отступления от проекта и нарушение технологии строительных работ.

Применение неантисептированной древесины при строительстве или капитальном ремонте около 140 градирен, т. е. почти половины эксплуатирующихся градирен с деревянными оросителями, привело к преждевременному – на 5 – 6 лет (почти вдвое) – ее износу, что потребовало дополнительного расхода ежегодно около 7 тыс.м^3 древесины для восстановления оросителей.

Из-за необходимости быстрого ввода градирен в эксплуатацию при отсутствии древесины для изготовления оросителей в некоторых случаях как временное мероприятие были применены брызгальные устройства, которые на многих электростанциях работают в течение длительного времени. Эффективность этих градирен значительно ниже по сравнению с пленочными и капельно-пленочными, модернизированными на напорное водораспределение. Кроме того, значительный унос воды из брызгальных градирен приводит в зимнее время к обледенению и разрушению близко расположенных строительных конструкций.

На многих электростанциях выявлен низкий уровень эксплуатации градирен, а именно:

несвоевременно и некачественно проводится ремонт оросительных устройств с заменой разрушенных и поврежденных щитов и блоков оросителей, уплотнением лотков и фланцевых соединений труб, очисткой и центровкой насадок;

допускается чрезмерное загрязнение лотков водораспределения, трубопроводов и бассейнов, что снижает эффективность работы и способствует разрушению конструкций градирен;

допускается применение неантисептированной древесины и асбоцементных листов, не отвечающих требованиям ГОСТ;

не реконструируется лотковое водораспределение оросителей градирен с заменой более эффективным напорным водораспределением.

В результате неудовлетворительного состояния оросителей градирен, невыполнения наладочных работ среднее недоохлаждение циркуляционной воды составляет 1,5 °С, что приводит к перерасходу, например, только на одной турбине ВК-100 за 5 теплых месяцев работы не менее 700 т условного топлива.

В целях повышения надежности и эффективности работы градирен предлагается:

1. Завершить реконструкцию всех градирен с лотковым водораспределением и брызгальных градирен с переводом их на напорное водораспределение и установкой деревянных или асбоцементных оросительных устройств на сборном железобетонном каркасе по проектам ПО Союзтехэнерго.

2. После приемки в эксплуатацию вновь построенных и модернизированных градирен выполнить их наладочные испытания в ближайший летний период с целью определения фактического эффекта охлаждения, выявления и устранения причин, вызывающих ухудшение охлаждения, и максимального приближения эффективности к расчетной. Проводить регулярно эксплуатационные испытания градирен.

3. Для постоянного контроля за работой градирен и выявления их рабочей производительности установить на напорных водоводах измерительные диафрагмы.

При установке измерительных диафрагм и проведении испытаний руководствоваться «Инструкцией по эксплуатации башенных градирен на тепловых электростанциях» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1972).

4. Расчетное давление перед разбрызгивающими соплами при напорном водораспределении градирен принимать не выше 15 кПа (1,5 м вод. ст.) во избежание увеличения уноса воды и расхода электроэнергии на привод циркуляционных насосов.

5. При наличии в системах оборотного водоснабжения нескольких параллельно работающих градирен и уменьшении расхода воды зимой предусматривать консервацию одной или нескольких градирен с тем, чтобы обеспечить плотность орошения воды в эксплуатируемых градирнях не менее 6 $м^3/(м^2 \cdot ч)$.

6. Предусматривать эффективные мероприятия по предотвращению обмерзания градирен. Если существующие мероприятия недостаточно эффективны, следует применять комбинированное устройство против обледенения – выносной тамбур с поворотными щитами в сочетании с кольцевым обогревающим трубопроводом.

7. В случае необходимости получения технической помощи следует обращаться в специализированные организации (ПО Союзтехэнерго, институт Оргэнергострой и др.).

9.4. Предотвращение разрушения алюминиевых обшивок башенных градирен

На ряде тепловых электростанций в 1977 – 1978 гг. произошли обрушения алюминиевых листов обшивок действующих башенных градирен. Например, при скорости ветра, не превышающей расчетную, на градирнях Ростовской ТЭЦ-2 были сорваны листы обшивки общей площадью 450 $м^2$, Куйбышевской ТЭЦ – 200 $м^2$, Каширской ГРЭС – 600 $м^2$, Новосалаватской ТЭЦ – 200 $м^2$.

Обрушение листов обшивки и их падение внутрь градирен привело к частичному разрушению разбрызгивающих сопл системы водо-

распределения, оросительных устройств и водоуловителей, что вызвало необходимость останова градирен для выполнения восстановительных работ.

Все названные выше градирни сооружены по проектам института Теплоэлектропроект, выпущенным после 1970 г. Согласно проектам крепление алюминиевых обшивок к стальному каркасу вытяжной башни осуществлено при помощи самонарезающих болтов диаметром 6 мм.

Обследование градирен выявило следующее:

обрушение листов обшивки происходит из-за излома около 50% самонарезающих болтов и последующего прорыва листов через головки оставшихся целыми болтов под воздействием ветровой нагрузки;

наличие в поврежденных листах обшивки развальцованных отверстий овальной формы с отпечатками профиля резьбы самонарезающих болтов свидетельствует о том, что болты подвержены воздействию ветровой нагрузки переменного направления, передаваемой через листы;

около 70% установленных самонарезающих болтов, изготовленных заводом «Электрощит» (г. Куйбышев), не соответствуют ОСТ 34016—73, так как имеют пониженную твердость, а качество их цинкового покрытия не соответствует ГОСТ, что приводит к повышенной коррозии;

в результате коррозионного износа рабочее сечение самонарезающих болтов уменьшилось с 5 до 3,5—3,8 мм;

при монтаже обшивки не применяются специальные тарировочные ключи, вследствие чего допускается перетягивание самонарезающих болтов;

размеры паранитовых и металлических шайб под головки самонарезающих болтов недостаточны для условий работы болтов под знакопеременной нагрузкой, в результате чего имел место прорыв листов головками самонарезающих болтов;

в ряде случаев (Ростовская ТЭЦ-2, Куйбышевская ТЭЦ) были применены алюминиевые листы из сплавов АМГ-5М и АМГ-2М вместо требуемого по проектам сплава АМГ-6М.

В целях повышения уровня эксплуатации и обеспечения надежной работы градирен с алюминиевой обшивкой вытяжной башни, предотвращения их аварий и разрушений Главтехуправление предлагает руководителям районных энергетических управлений, производственных энергетических объединений и тепловых электростанций:

1. Организовать обследование находящихся в эксплуатации башенных градирен с алюминиевой обшивкой для выявления их состояния и при необходимости разработать мероприятия по предотвращению обрушений.

2. При производстве работ по строительству и ремонту вытяжных башен градирен с алюминиевой обшивкой руководствоваться следующим:

при ремонте алюминиевой обшивки крепление листов к стальному каркасу вытяжной башни выполнять при помощи стальных клямеров и гнутых болтов. Применение в качестве крепежа самонарезающих болтов диаметром 6 мм не допускается;

на строящихся градирнях крепление обшивки выполнять согласно проекту;

обеспечивать постоянный квалифицированный надзор за качеством монтажных работ и соответствием применяемых крепежных деталей техническим условиям и государственным стандартам;

при установке самонарезающих болтов затяжку производить тарировочным ключом;

обеспечить применение крепежных изделий, оцинкованных согласно требованиям ГОСТ;

при строительстве градирен, начиная с 1980 г., не допускать в производство проекты, в которых крепление алюминиевой обшивки к каркасу вытяжной башни предусмотрено при помощи самонарезающих болтов диаметром 6 мм; при наличии таких проектов обращаться к генеральному проектировщику для замены принятого крепления креплением при помощи клямеров или самонарезающих болтов диаметром 8 мм;

для получения технической помощи по всем вопросам, возникающим при выполнении настоящего параграфа, обращаться в ПО Союзтехэнерго или в институт Теплоэлектропроект.

9.5. Повышение эксплуатационной надежности металлоконструкций эстакад топливоподачи

При обследовании металлоконструкций наземных эстакад топливоподачи установлено, что некоторые заводы – изготовители металлических элементов эстакад допускают отступления от проектов, заменяя расчетные сечения элементов конструкций меньшими.

Бывают случаи выполнения конструкции на соединениях, не предусмотренных проектом; исполнительные чертежи и сертификаты отсутствуют. Установлены случаи низкого качества сварных швов (пережог металла, непровары и подрезы), что приводит к уменьшению прочности швов и всей конструкции.

Установка опор под эстакады производится без тщательной выверки, что приводит в дальнейшем к неправильному монтажу и креплению пролетных строений.

Жесткость металлоконструкций эстакад на некоторых электростанциях не обеспечена из-за того, что предусмотренные проектом связи не полностью смонтированы или деформированы.

Отмечается отсутствие болтов в соединении балок на опорах, нет достаточной затяжки болтов и обварки гаек, гайки местами не имеют достаточной опоры по краям отверстий из-за чрезмерной величины последних. У стоек эстакад во многих местах не хватает анкерных болтов, предусмотренных проектом; фундаменты опор не подливаются бетоном; анкерные болты зачастую не имеют резьбы достаточной длины.

Металлоконструкции в процессе изготовления и монтажа зачастую получают значительные повреждения: вмятины, искривления, подрезы, которые ослабляют несущую способность элементов, что вызывает необходимость усиления и исправления конструкций.

Серьезным недостатком строительства является увеличение по отношению к предусмотренному проектом размеров конструктивных элементов галерей, цементной стяжки и утеплителя, что приводит к перегрузке несущих конструкций сверх нормативных значений. Увеличение нагрузки в совокупности с учетом искривлений несущих элементов, допускаемых при монтаже, вызывает необходимость усиления металлоконструкций.

Катковые опоры многих эстакад содержатся в неудовлетворительном состоянии – забиты мусором, бетоном, металлическими обрезками, а иногда замурованы кирпичной кладкой или бетоном, заклинены или перекошены. Это исключает необходимую подвижность опор

и вызывает не предусмотренные расчетом деформации эстакад. Имеют место случаи, когда эстакады опираются на несущие конструкции главных корпусов опорами без катков, что приводит к значительным деформациям конструкций эстакад и главных корпусов.

Эксплуатация металлоконструкций эстакад во многих случаях осложняется тем, что конструкции загрязнены, башмаки опор засыпаны землей, углем, строительным мусором, металл не имеет защитной окраски или она периодически не возобновляется, что приводит к интенсивной коррозии металлоконструкции, а неправильная работа ливнестоков усугубляет ее. В ряде случаев конструкции используются для подвески механизмов, трубопроводов и восприятия других нагрузок, не предусмотренных проектом.

На некоторых электростанциях под металлоконструкциями эстакад построены складские помещения, мастерские и другие помещения.

Для металлоконструкций эстакад, эксплуатируемых при различных отрицательных температурах, применение стали регламентируется СНиП II-В.3 – 72. «Стальные конструкции. Нормы проектирования» (Приложение 1, группа II). При температуре минус 40 °С и после механического старения в соответствии с указанным СНиП сталь должна иметь ударную вязкость $\geqslant 300$ кДж/м^2 (3 кгс·м/см^2). Применение кипящей стали для эстакад не допускается.

Проведенными исследованиями установлено, что в отдельных эстакадах топливоподачи металлоконструкции выполнены из не соответствующих указанным условиям сталей (например, кипящей стали Ст3кп). Установлено также, что еще не везде проведены обследования несущих металлоконструкций эстакад с целью выявления в них кипящих и других несоответствующих сталей.

Проведенные обследования показывают, что руководители ряда энергетических управлений и электростанций не уделяют должного внимания правильности выполнения и эксплуатации металлоконструкций эстакад.

Для выявления и последующего устранения случаев неправильного изготовления, монтажа и эксплуатации металлоконструкций эстакад топливоподачи предлагается:

1. Установить контроль за состоянием металлоконструкций эстакад, для чего производить ежегодное их обследование, привлекая в необходимых случаях специализированные организации. Металлоконструкции эстакад, изготовленных из кипящей стали Ст3кп, обследовать 2 раза в год, в том числе обязательно 1 раз зимой.

2. При обследовании металлоконструкций эстакад обращать внимание на состояние катковых опор, промежуточных стоек, опорных узлов балок и ферм (в том числе неподвижных опор), анкерных болтов, защитной окраски металлоконструкций. Выявлять также общее состояние металлоконструкций (появление трещин в металле, деформации в решетках, состояние сварных швов).

3. Не допускать размещения под наклонными эстакадами различного рода помещений (складов, мастерских и др.), а также подвески механизмов, трубопроводов и других деталей на элементы металлоконструкций эстакад.

4. Не допускать в процессе эксплуатации эстакад каких-либо динамических воздействий на несущие металлоконструкции, не предусмотренные проектом, особенно в зимнее время; не допускать образования льда на конструкциях эстакад и применения гидросмыва в случае неудовлетворительного состояния гидроизоляции пола галерей или ее отсутствия.

9.6. Выполнение маркировки дымовых труб

1. При маркировке (окраске) вновь построенных (еще не окрашенных) и существующих дымовых труб при необходимости обновления пришедшей в негодность старой маркировочной окраски следует руководствоваться указаниями Министерства гражданской авиации СССР «Порядок рассмотрения и согласования строительства зданий и сооружений на приаэродромных территориях и воздушных трассах гражданской авиации. Правила маркировки и светоограждения высотных препятствий» (1973 г.), согласно которым:

а) маркировке подлежат дымовые трубы, расположенные на приаэродромной территории (аэродромные препятствия) и воздушных трассах (линейные препятствия). Не подлежат маркировке дымовые трубы, выполненные из красного кирпича или затененные более высокими дымовыми трубами;

б) маркировка должна отчетливо выделяться на фоне местности; она должна быть видна со всех направлений и иметь два резко различающихся маркировочных цвета: красный (оранжевый) и белый.

Примечание. На дымовых железобетонных трубах из бетона светлого тона или кирпичных из силикатного кирпича маркировочные полосы следует наносить только красного (оранжевого) цвета;

в) дымовые трубы, подлежащие маркировке, при высоте до 100 м маркируются от верхней точки на 1/3 высоты, при высоте более 100 м (рис. 9.1) маркировка производится от верха до отметки 75 м (не выше), принятой от основания трубы. При согласовании строительства новых труб может быть оговорена другая маркировка или отметка.

Маркировка производится горизонтальными полосами шириной 5 м, чередующимися по цвету и объединенными в группы.

В каждой группе должно быть три или пять полос, крайние из них окрашиваются в красный (оранжевый) цвет. Расстояние между группами в зависимости от количества полос в группе принимается равным от 20 до 30 м. Самая верхняя маркировочная полоса наносится на 2,5 м (1,5–3 м) ниже верхнего обреза трубы;

г) на приаэродромных территориях международных аэропортов и на местности воздушных трасс международного значения дымовые трубы маркируются горизонтальными чередующимися по цвету полосами шириной 5 м сверху до основания;

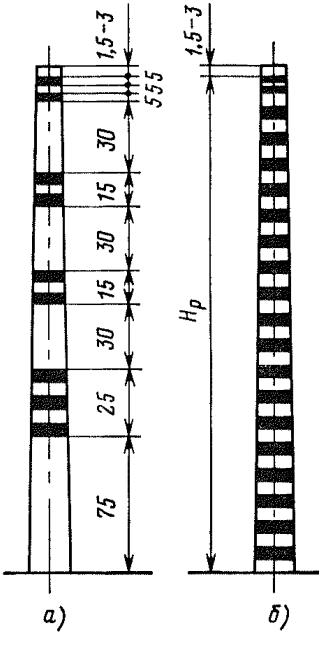


Рис. 9.1. Схемы дневной маркировки дымовых труб.

а – в аэропортах и на воздушных трассах союзного и местного значений; *б* – международного значения.

д) в том случае, если нижняя часть дымовой трубы затенена другими сооружениями или зданиями, например главным корпусом, то маркировка ее, предусмотренная в п.1в, ниже верха этого сооружения или здания не производится.

2. При маркировочной окраске железобетонных труб применяются перхлорвиниловые (фасадные), органосиликатные и другие, менее дефицитные красители, обеспечивающие долговечность, цветостойкость и паропроницаемость покрытия.

3. Для дымовых труб, особо опасных (по своему расположению и высоте) для полетов воздушных кораблей, Министерство гражданской авиации СССР может в отдельных случаях внести изменения в предлагаемый порядок маркировки.

4. Для согласования отступлений от рекомендуемой маркировки дымовых труб в случае надобности следует обращаться в местное управление Министерства гражданской авиации СССР или ближайшее управление аэрофлота.

9.7. Предотвращение аварий газоходов

На некоторых тепловых электростанциях произошли деформации и обрушения строительных конструкций газоходов: стен, перекрытий, несущих ферм.

Основные причины обрушений: взрыв газовой смеси в газоходах, недопустимое отложение в них золы, значительные повреждения газоходов от сернокислотной и сульфатной коррозии, от увлажнения конструкций конденсатом и циклического замерзания его в элементах конструкций (стенах, покрытиях и перекрытиях), применение кипящих сталей для несущих конструкций (ферм, колонн).

В целях исключения обрушения газоходов необходимо:

1. Периодически проверять наличие и работоспособность соответствующих технологических защит и блокировок, действующих на отключение котла для предотвращения взрыва в газоходах. Вывод из работы защит и блокировок допускается лишь в исключительных случаях с разрешения главного инженера энергопредприятия и с записью об этом в оперативном журнале.

2. Проверять состояние и ведение технической документации, в том числе инструкций по эксплуатации котлов, и при необходимости вносить в них изменения и дополнения, повышающие требования безопасности в отношении режимов растопки и эксплуатации котлов при работе на взрывоопасных топливах.

3. Систематически осуществлять технический надзор за газоходами; проводить осмотры и обследования газоходов с целью выявления дефектов и повреждений, необходимости проведения ремонтов, а также для контроля золовых отложений, руководствуясь «Инструкцией по эксплуатации железобетонных дымовых труб и газоходов на тепловых электростанциях» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1970) и «Инструкцией по контролю за золовыми отложениями в газоходах после дымососов на тепловых электростанциях» (СПО ОРГРЭС, 1976).

Выпустить специальное распоряжение по энергопредприятию, регламентирующее порядок наружных и внутренних осмотров и обследований дымовых труб и газоходов.

На газоходах, расположенных на высоте, где невозможно использовать переносные лестницы, оборудовать стационарные площадки и лестницы или передвижные механизмы для проведения осмотров

конструкций (в том числе сварных швов в несущих металлоконструкциях) газоходов в процессе эксплуатации.

4. Для исключения перегрузки газоходов необходимо установить предельные (расчетные) нагрузки от отложений золы в газоходах и не допускать их превышения. Указанные нагрузки уточнить в проектных организациях или определить их поверочным расчетом. Для газоходов, имеющих повреждения, предельные нагрузки должны быть скорректированы в соответствии с их фактической несущей способностью.

5. Выполнение ремонтных работ, связанных с выходом людей на кровлю или внутрь газоходов, очистку золовых отложений производить только по специально разработанному проекту производства работ и после проведения специального инструктажа персонала.

6. Разработать конструкции инвентарных устройств для уборки и транспортирования золы из газоходов, а также системы механической или пневматической очистки газоходов от золы.

7. Для уменьшения сернокислотной и сульфатной коррозии необходимо при замене конструкции и ремонте газоходов применять кислотостойкие и плотные материалы, например для стен и футеровок кислотоупорный кирпич на кислотоупорном растворе или силикатополимерный бетон.

8. При увлажнении стен и перекрытий газоходов и циклическом их замерзании следует по внутренней поверхности газоходов укладывать пароизоляцию, препятствующую прониканию паров в конструкции. В качестве пароизоляции наиболее целесообразно применять торкретбетон, приготовленный на портландцементе или глиноземистом цементе, руководствуясь Экспресс-информацией № 3 (214), серии Эксплуатация оборудования энергосистем – «Защита конструкций дымовых труб и газоходов торкрет-бетоном» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1975).

9. В несущих металлоконструкциях газоходов (фермах, колоннах) не допускать применения кипящих сталей.

10. При наличии вибрации газоходов и их несущих конструкций разрабатывать и осуществлять мероприятия по ее устранению.

11. Обратить особое внимание на недопустимость в дальнейшем проектирования и сооружения вспомогательных помещений и пристроек под газоходами.

Вспомогательные помещения и пристройки под газоходами, которые используются для частого пребывания в них людей (чаще 2–3 раз в неделю в течение часа и более), должны быть перенесены из-под газоходов в другие безопасные места.

Газоходы над помещениями с редким пребыванием людей (2–3 раза в неделю по 1 ч, не более) должны осматриваться не реже 1 раза в 3 мес с наружной стороны и не реже 1 раза в год – с внутренней. При обнаружении в них повреждений (частичных разрушений покрытий, смещения опор, выпучиваний и искривлений стен и других мелких повреждений, которые могут привести к более значительным повреждениям), а также при невозможности своевременного проведения чистки газоходов от золы на вход в эти помещения выдавать специальные разрешения с предварительным проведением инструктажа.

12. Осуществлять систематический контроль за выполнением требований данного циркуляра. При выявлении на электростанциях отступлений от требований циркуляра сообщать немедленно районному инженеру-инспектору Государственной инспекции по эксплуатации Минэнерго СССР и в Главтехуправление. Предписания районного инженера-инспектора об устранении выявленных недостатков должны выполняться в установленные сроки.

9.8. Устранение недостатков в эксплуатации гидротехнических сооружений энергопредприятий

Обследование состояния организации контрольных наблюдений и надежности эксплуатации гидротехнических сооружений на действующих электростанциях показало, что за последние годы работа энергетических управлений и энергопредприятий по обеспечению надежности гидротехнических сооружений существенно улучшилась. Устраняются отмечавшиеся ранее недостатки; совершенствуются методы контроля за состоянием гидросооружений; введено в действие «Временное положение о надзоре за безопасностью гидротехнических сооружений электростанции» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1973). Большинство гидротехнических сооружений находится в удовлетворительном состоянии.

Однако на ряде электростанций состояние гидротехнических сооружений все еще неудовлетворительное.

Установлены существенные нарушения требований ПТЭ (13-е издание) и упомянутого выше «Временного положения о надзоре за безопасностью гидротехнических сооружений электростанций».

Не ведутся должным образом наблюдения за осадкой и деформациями сооружений, фильтрацией и работой дренажных устройств, трещинообразованием в сооружениях, состоянием деформационных швов, креплением откосов; за состоянием сооружений, подверженных воздействию потока воды, за просадками и оползаниями, заилением и зарастанием бассейнов и каналов, за воздействием льда на сооружения и др.

Ослабление контроля за гидротехническими сооружениями привело на некоторых электростанциях к их аварийному состоянию.

На многих энергопредприятиях отсутствуют специалисты-смотрители или группы для наблюдений за состоянием гидротехнических сооружений; функции их возложены на работников, не имеющих специального образования и подготовки.

Недостаточна обеспеченность ряда гидротехнических сооружений контрольно-измерительной аппаратурой; осуществляются только визуальные наблюдения.

На ряде тепловых электростанций контрольно-измерительная аппаратура вообще не была предусмотрена проектом.

Недостаточно контролируются соответствующими службами ряда энергетических управлений инструктивные и методические материалы на электростанциях, что приводит к серьезным недостаткам в местных инструкциях по эксплуатации и наблюдениям за гидротехническими сооружениями. В ряде случаев эти инструкции неудовлетворительны и требуют переработки, а на некоторых энергопредприятиях вообще отсутствуют.

Во многих случаях содержание ведомостей контрольно-измерительной аппаратуры не отвечает ее действительному состоянию, а на некоторых электростанциях ведомости вообще отсутствуют.

На ряде энергопредприятий часть проектно-исполнительной документации утрачена.

Паспорта гидротехнических сооружений имеются на большинстве гидроэлектростанций; на тепловых электростанциях эти паспорта почти всюду отсутствуют. Форма паспортов и способы их заполнения весьма различны. Отмечено несоответствие некоторых паспортных данных действительному состоянию сооружений; в паспортах отсут-

ствуют сведения о выполненных ремонтах, реконструкциях и других изменениях.

На большинстве электростанций планируемый и выполненный объемы ремонтных работ на гидротехнических сооружениях не соответствуют фактической потребности.

Приведенные данные свидетельствуют о недостаточном контроле со стороны энергетических управлений и руководящего и инженерно-технического персонала энергопредприятий за эксплуатацией гидротехнических сооружений.

В целях повышения надежности гидротехнических сооружений энергопредприятий предлагается:

1. Усилить контроль за состоянием гидротехнических сооружений путем систематического обследования их в сроки, предусмотренные действующим «Временным положением о надзоре за безопасностью гидротехнических сооружений электростанций» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1973); при обследовании руководствоваться действующей «Типовой технической программой обследования гидротехнических сооружений эксплуатируемых электростанций» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1973).

2. Привести в порядок техническую документацию по гидротехническим сооружениям: эксплуатационные инструкции и технические паспорта, документацию по размещению и количеству контрольно-измерительной аппаратуры с указанием приборов, подлежащих восстановлению, по количеству циклов и точности наблюдений, проведенных с учетом фактического состояния сооружений.

3. Привлекать при необходимости специализированные научно-исследовательские и проектные организации для выявления причин обнаруженных нарушений и дефектов гидротехнических сооружений и разработки мероприятий по их устранению; принимать меры по своевременному выполнению разработанных мероприятий.

4. Установить контроль за выполнением графиков регулярных обследований, выполнением намеченных при обследовании планов мероприятий по повышению надежности и безопасности гидротехнических сооружений, финансированием работ по договорам с организациями, привлекаемыми к обследованию, устранению дефектов и наладке режимов эксплуатации сооружений, в соответствии с планами мероприятий.

5. Составить планы укомплектования гидроэлектростанций с напором выше 15 м контрольно-измерительной аппаратурой и принять меры к их оснащению в требуемом объеме.

9.9. Организация систематического контроля за осуществлением действующими электростанциями надзора за состоянием гидротехнических сооружений

Обследование гидротехнических сооружений эксплуатируемых гидравлических, тепловых и атомных электростанций выявило ряд недостатков в их состоянии и в организации надзора, снижающих надежность и безопасность отдельных сооружений.

Приказом Минэнерго СССР от 30/XII 1971 г. № 358 предусмотрен систематический контроль за проведением действующими электростанциями мероприятий по надзору за состоянием гидротехнических сооружений.

Организация такого контроля возложена на ПО Союзтехэнерго и осуществляется в соответствии с действующим «Временным положе-

нием о надзоре за безопасностью гидротехнических сооружений электростанций» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1973) путем периодических обследований электростанций.

При обследованиях проверяются состояние гидротехнических сооружений, организация их эксплуатации и эксплуатационного контроля за их состоянием.

Обследованию подлежат гидротехнические сооружения гидравлических, тепловых и атомных электростанций Минэнерго СССР, в том числе: плотины и другие водоподпорные сооружения всех видов, каналы, трубопроводы, туннели, здания гидроэлектрических и насосных станций, водозаборные и водосбросные сооружения, напорные бассейны, бассейны суточного регулирования, бассейны гидроаккумулирующих электростанций, шлюзы, дамбы золошлакоотвалов, находящиеся на балансе электростанций водохранилища, и берегозащитные сооружения на них.

Одновременно проверяются состояние и организация эксплуатации гидротехнических сооружений других министерств и ведомств, которые влияют на режимы работы или безопасность обследуемой электростанции.

Устанавливается следующий порядок организации обследований гидротехнических сооружений электростанций:

1. ПО Союзтехэнерго ежегодно в IV квартале должно составлять график обследования на следующий год, который после согласования с главными эксплуатационными управлениями Минэнерго СССР и утверждения доводится до сведения энергоуправлений, электростанций и всех заинтересованных организаций.

2. На основании графика энергетические управления должны создавать комиссии для проведения обследований в составе представителей:

энергетического управления;

электростанции;

ПО Союзтехэнерго;

проектной организации – генерального проектировщика обследуемой электростанции;

Государственной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей;

одного из ведущих научно-исследовательских институтов по гидротехнике (ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева, НИС Гидропроекта им. С. Я. Жука, ГрузНИИЭГС);

института Теплоэлектропроект – при обследовании тепловых и атомных электростанций.

При обследовании строящихся электростанций в состав комиссии должен быть включен представитель строительной организации – генерального подрядчика.

При обследовании гидротехнических сооружений других министерств и ведомств (судоходных шлюзов, ирригационных водозаборов и др.) в состав комиссии должен быть включен представитель организации, эксплуатирующей данное сооружение.

В случае необходимости для участия в комиссии могут привлекаться представители других строительно-монтажных, проектных и научных организаций, заводов – изготовителей оборудования.

3. Электростанции до начала обследования должны составлять справки о состоянии гидротехнических сооружений и передавать их в ПО Союзтехэнерго, а также проводить подготовку к работе комиссии: привести в порядок проектные материалы и эксплуатационную

документацию, подготовить необходимые режимы работы сооружений (в том числе опорожнение напорных водоводов), обеспечить транспортные средства, помещение для работы и жилья, заключить договоры с организациями, участвующими в обследовании, и др.

4. Комиссии при проведении обследований должны проверять:

а) состояние гидротехнических сооружений, в том числе:

соответствие принятых в проектах геологических, гидрологических и водохозяйственных параметров выявленным фактически за период эксплуатации объекта;

достаточность запаса прочности и устойчивости сооружений с учетом их состояния на момент обследования, достаточность превышения гребня сооружений над подпорными уровнями исходя из действующих нормативов;

состояние и достаточность контрольно-измерительной аппаратуры, установленной на сооружении, регулярность ведущихся по ней наблюдений, обработки и анализа полученных материалов;

соответствие установленных на сооружениях средств противоаварийной защиты и автоматики современным требованиям и возможность модернизации этих средств;

наличие утвержденных инструкций по эксплуатации сооружений.

В своей работе комиссии должны руководствоваться «Типовой технической программой обследования гидротехнических сооружений эксплуатируемых электростанций» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1973).

б) выполнение мероприятий по ремонту гидротехнических сооружений;

в) организацию надзора за состоянием гидротехнических сооружений;

г) состояние технической документации, определенной ПТЭ (13-е издание).

5. Комиссии по окончании работы должны составлять акты обследования, содержащие:

сведения о конструкциях и параметрах обследованных сооружений;

заключение о состоянии обследованных сооружений и организации их эксплуатации;

рекомендации по повышению надежности и безопасности обследованных сооружений и улучшению надзора за ними.

Акт обследования утверждается руководством энергетического управления.

Электростанции обязаны включать в планы своих работ выполнение мероприятий, рекомендованных комиссиями.

6. Утвержденные акты обследования направляются электростанциями в Государственную инспекцию по эксплуатации электрических станций и сетей Минэнерго СССР и в ПО Союзтехэнерго для контроля за выполнением рекомендаций комиссий.

9.10. Предотвращение повреждений гидроагрегатов с поворотно-лопастными гидротурбинами

На Нарвской ГЭС Ленэнерго при выводе гидроагрегата из угона произошла авария с поломкой лопасти рабочего колеса поворотно-лопастной гидротурбины.

Авария произошла в результате быстрого закрытия направляющего аппарата гидротурбины пускоостанавливающим устройством регу-

лятора частоты вращения (РЧВ) в то время, когда частота вращения гидроагрегата была значительно выше номинальной.

Расход воды через поворотно-лопастные гидротурбины существенно возрастает при увеличении частоты вращения гидроагрегата, следовательно продолжительность закрытия водовода при работе защиты от разгона должна устанавливаться в зависимости от частоты вращения, при которой начинается закрытие водовода. Однако на ряде ГЭС в настоящее время находятся в эксплуатации схемы защиты от разгона, не отвечающие этому требованию. Наиболее распространенные из них действуют следующим образом:

1. При достижении частоты вращения 115% номинальной и отсутствии движения главного золотника РЧВ на закрытие схема защиты выдает сигнал на закрытие направляющего аппарата через золотник аварийного закрытия (ЗАЗ) и параллельно через пускоостанавливающее устройство РЧВ либо механизм управления РЧВ.

При отказе защиты с уставкой срабатывания 115% номинальной и достижении частоты вращения гидроагрегата 140—170% номинальной схема защиты выдает сигнал на закрытие быстродействующего затвора и повторно на ЗАЗ и пускоостанавливающее устройство РЧВ.

При этом продолжительность закрытия направляющего аппарата от ЗАЗ установлена в 1,1—1,5 раза большей, чем продолжительность его закрытия при сбросе нагрузки при нормальном действии РЧВ.

Продолжительность закрытия затвора устанавливается в зависимости от конструкции затвора не менее 1,5—2 мин.

2. Защита от разгона с уставкой срабатывания 115% номинальной действует, как и в предыдущем случае, а при достижении частоты вращения 140—170% номинальной схема защиты выдает сигнал на закрытие направляющего аппарата через ЗАЗ и параллельно на пускоостанавливающее устройство РЧВ либо механизм управления РЧВ.

3. На ГЭС с гидромеханическими РЧВ защита от разгона с уставкой срабатывания 115% номинальной, как правило, не применяется. При отказе РЧВ и частоте вращения, равной 140—170% номинальной, схема защиты выдает сигнал на закрытие быстродействующего затвора (или направляющего аппарата через ЗАЗ) и параллельно на закрытие направляющего аппарата через пускоостанавливающее устройство РЧВ.

При одновременном действии защиты от разгона на закрытие быстродействующих затворов и направляющего аппарата через пускоостанавливающие устройства РЧВ (или через ЗАЗ, предназначенный для защиты с уставкой срабатывания 115% номинальной) водовод перекрывается со скоростью большей, чем это необходимо для безопасного останова гидроагрегата.

Таким образом, параллельное действие защит от разгона в указанных схемах может привести к аварийной ситуации.

В целях предотвращения аварий, вызванных неправильным действием защиты от разгона на гидроагрегатах с поворотно-лопастными гидротурбинами, Главтехуправление предлагает:

1. На ГЭС, где для защиты гидроагрегата от разгона используются быстродействующие затворы, отключить параллельное действие защиты с уставкой срабатывания 140—170% номинальной на пускоостанавливающее устройство РЧВ и ЗАЗ (при наличии такового), оставив воздействие только на быстродействующие затворы.

При этом автоматическое или ручное воздействие на регулирую-

щие органы гидротурбины для закрытия направляющего аппарата разрешается только после полного закрытия водовода быстродействующим затвором.

2. На ГЭС, где уставка срабатывания защиты от разгона 140–170% номинальной действует на затворы, а ЗАЗ используется только для останова гидроагрегата от действия защиты с уставкой срабатывания 115% номинальной, продолжительность закрытия направляющего аппарата от ЗАЗ установить на 40–50% больше продолжительности его закрытия при сбросе нагрузки и нормальном действии РЧВ.

3. На ГЭС, где нет быстродействующих затворов, а для защиты гидроагрегата от разгона используется ЗАЗ, отключить параллельное действие защит с уставками срабатывания 115 и 140–170% номинальной на пускоостанавливающие устройства РЧВ, оставив воздействие только на ЗАЗ. В этом случае продолжительность закрытия направляющего аппарата от ЗАЗ установить в соответствии с рекомендациями завода – изготовителя гидротурбины.

4. При останове гидроагрегата через ЗАЗ сигнал на срабатывание пускоостанавливающего устройства РЧВ подавать только после полного закрытия направляющего аппарата.

5. Включить в инструкцию по эксплуатации гидротурбин порядок ручного вывода гидроагрегата из угона. При отказе автоматических устройств и защит закрытие направляющего аппарата производить за время, в 10 раз большее продолжительности закрытия его при сбросе нагрузки.

6. На ГЭС, имеющих ЗАЗ, в целях проверки действия защиты от разгона не реже 1 раза в квартал производить плановый останов гидроагрегатов без сброса нагрузки от действия выходного реле защит (или его имитацию на остановленном гидроагрегате).

7. При реконструкции схем автоматики действующих ГЭС обеспечивать селективность защит гидроагрегата от разгона и соответствие схем противоаварийной автоматики требованиям настоящего параграфа.

8. Для получения технической помощи по всем вопросам, возникающим при выполнении требований настоящего параграфа, следует обращаться в ПО Союзтехэнерго.

9.11. Организация учета вод и их использования на электростанциях

Положением о государственном учете вод и их использовании, утвержденным Советом Министров СССР в 1975 г., определен порядок ведения государственного учета вод и их использования, который является обязательным для всех министерств и ведомств, государственных, кооперативных и общественных организаций и учреждений.

Основной задачей государственного учета вод и их использования является установление количества и качества вод, составляющих единый государственный водный фонд, и данных об использовании их для нужд населения и водного хозяйства.

В соответствии с установленным порядком электростанции обязаны:

1. Вести первичный учет забираемых ими из водных объектов и сбрасываемых в них вод по формам, в порядке и в сроки, утвер-

жденные Министерством мелиорации и водного хозяйства СССР по согласованию с Государственным комитетом гидрометеорологии и контроля природной среды СССР и Министерством геологии СССР (по разделу подземных вод);

2. Установить на всех водозаборных и водосбросных сооружениях гидрометрическое оборудование для измерения количества забираемой и сбрасываемой воды (расходомеры, уровнемеры и др.) и аппаратуру для определения качества сточных вод.

При отсутствии указанного оборудования и аппаратуры бассейновые (территориальные) управления и инспекции по регулированию использования и охране вод или другие местные органы системы Министерства мелиорации и водного хозяйства СССР разрешают предприятиям, организациям и учреждениям временно, до установки контрольно-измерительных приборов, производить учет количества забираемых и сбрасываемых вод приближенно по характеристикам протарированного технологического оборудования и с использованием других возможных методов измерения.

3. Обеспечить определение химического состава сбрасываемых вод в собственных химических лабораториях или лабораториях других предприятий, организаций и учреждений.

4. Представлять отчетность об использовании вод по формам и в соответствии с инструкциями, которые утверждаются ЦСУ СССР.

5. Передавать местным органам Государственного комитета гидрометеорологии и контроля природной среды СССР экстренную информацию об аварийных сбросах загрязняющих веществ, а также о нарушениях установленного режима забора из водных объектов и сброса в них вод.

9.12. О недостатках в подготовке к эксплуатации гидротехнических сооружений пусковых гидроэлектростанций

Обследование ряда пусковых гидроэлектростанций с целью проверки готовности к эксплуатации гидротехнических сооружений показало, что в некоторых случаях установка контрольно-измерительной аппаратуры (КИА), предназначенной для наблюдения за состоянием гидротехнических сооружений в период строительства и эксплуатации, ведется с большим отставанием от общих строительных работ. На Зейской ГЭС ко времени ввода первого агрегата было установлено только 50% КИА, предусмотренной проектом для пускового комплекса, на Нижнекамской ГЭС – 80%. На Токтогульской ГЭС после ввода в эксплуатацию всех четырех агрегатов в гидротехнических сооружениях установлено менее 50% проектного количества КИА.

Из-за отсутствия должного контроля со стороны проектных организаций и дирекций строящихся ГЭС отмечается большой выход из строя установленной КИА: на Нижнекамской ГЭС – до 30%, на Зейской и Усть-Илимской ГЭС – до 15% общего количества установленной аппаратуры.

На Саяно-Шушенской, Усть-Илимской и Зейской ГЭС, где головной организацией по контролю за состоянием гидротехнических сооружений является ВНИИГ им. Веденеева, нет четкой координации исследований.

На Нижнекамской ГЭС практически нет головной организации по контролю за состоянием гидротехнических сооружений, не организован ряд важных наблюдений, не выполняется анализ результатов на-

блюдений, проводимых Куйбышевским филиалом института Гидропроект.

На Саяно-Шушенской, Ингурской и Нижнекамской ГЭС за 6—9 мес до пуска гидроагрегатов отсутствовали руководители и инженерно-технические работники гидротехнических цехов, что отрицательно сказалось на подготовке гидротехнических сооружений к эксплуатации: не проведен анализ проектов, в процессе строительства согласован ряд неблагоприятных для эксплуатации решений, не контролировалась подготовка эксплуатационных инструкций, отсутствовали отчетные материалы по анализу состояния сооружений и т. д.

Проведенное обследование показывает, что еще имеются серьезные недостатки в подготовке к вводу в эксплуатацию гидротехнических сооружений пусковых ГЭС, снижающие надежность этих сооружений.

В целях повышения уровня подготовки к эксплуатации гидротехнических сооружений на строящихся ГЭС предлагается:

1. Энергетическим управлениям, дирекциям строящихся ГЭС:

улучшить организацию работ по анализу основного проекта и проекта пускового комплекса с учетом требований по обеспечению надежности сооружений, организации эксплуатации и контроля за их состоянием;

усилить контроль за своевременным выполнением строительными организациями полного объема работ по установке КИА, сроков и объемов проводимых натурных наблюдений за состоянием сооружений;

проводить приемку выполненных работ на всех этапах строительства только после полной установки предусмотренной проектом КИА и получения необходимой технической документации по результатам наблюдений за ней;

при приемке документации по результатам натурных наблюдений в обязательном порядке требовать от организаций, проводивших наблюдения, данные первоначальных отсчетов и данные анализа состояния строящихся сооружений.

2. Головным научно-исследовательским организациям, закрепленным за строящимися гидроузлами, обеспечить постоянное нахождение на объекте группы специалистов для организации и координации натурных наблюдений и исследовательских работ и оказания квалифицированной помощи в анализе результатов наблюдений.

3. Генеральным проектировщикам ГЭС:

усилить авторский надзор за соблюдением строительными организациями сроков и объемов работ по установке КИА;

регулярно проводить анализ результатов натурных наблюдений и передавать дирекции строящейся ГЭС данные анализа с оценкой состояния гидротехнических сооружений.

4. Главным эксплуатационным управлениям, главным производственным управлениям энергетики и электрификации, районным энергетическим управлениям Министерства, министерствам энергетики и электрификации Украинской ССР, Казахской ССР, Узбекской ССР и Молдглавэнерго в соответствии с приказом Минэнерго СССР от 21/VI 1976 г. № 164 укомплектовывать штаты ИТР ведущих должностей гидротехнических цехов дирекций строящихся ГЭС за 12 мес до ввода первого гидроагрегата.

СОДЕРЖАНИЕ

Раздел первый. **Систематизация директивных материалов** 3

1.1. Состав директивных материалов, включенных в Сборник 3

1.2. Перечень решений и циркуляров «Сборника директивных материалов по эксплуатации энергосистем (теплотехническая часть)» издания 1971 г. с указанием их состояния на 1/I 1979 г. 5

1.3. Перечень решений, циркуляров и циркулярных писем, изданных с 1/I 1969 г. по 1/I 1980 г. с указанием их состояния на 1/I 1979 г. 20

1.4. Вновь составленные циркуляры 43

Раздел второй. **Топливоподача, пылеприготовление, котельные установки и шлакоудаление** 43

2.1. Предотвращение взрывов торфяной пыли в бункерах торфа и на бункерной галерее топливоподачи . . . 43

2.2. Предотвращение взрывов угольной пыли в бункерах пыли систем пылеприготовления 44

2.3. Предотвращение взрывов и хлопков при открытии люков для осмотра и ремонта пылеприготовительного оборудования 46

2.4. Устранение утечек масла в шаровых барабанных мельницах и разъедания маслом фундаментов мельниц . . 48

2.5. Предотвращение случаев попадания мазута в пароводяной тракт котлов 51

2.6. О применении на электростанциях взамен мазута других видов жидкого топлива 52

2.7. Предупреждение и ликвидация загорания отложений сажи и уноса в хвостовых поверхностях нагрева котельных агрегатов 56

2.8. Снижение присосов воздуха в топку и газоходы котлов 63

2.9. Улучшение работы пароохладителей поверхностного типа 93

2.10. Предупреждение повреждений барабанов котлов высокого давления 94

2.11. Предупреждение повреждений клепаных барабанов и барабанов, сильно ослабленных очками для завальцовки труб 106

2.12. Безопасный режим продувок соленых отсеков паровых котлов с естественной циркуляцией 109

2.13. Рекомендации по предупреждению термоусталостных повреждений толстостенных элементов пароперегревателей и паропроводов при остановах котлов в резерв 111

2.14. Дробеструйные установки для очистки поверхностей нагрева котлов 113
2.15. Временные нормы годового расхода дроби для очистки конвективных поверхностей нагрева котлов при сжигании мазута и твердого топлива 115
2.16. Водоуказательные стекла паровых котлов 116
2.17. Наименование и маркировка поверхностей нагрева котлов и их элементов 117
2.18. Постоянное закрепление поверхностей шлакозолоотвалов электростанций 138
2.19. Повышение надежности впрыскивающих пароохладителей котлов давлением 10 МПа (100 кгс/см²) и выше 138

Раздел третий. **Водный режим и водоподготовка** 147
3.1. Организация водного режима 147
3.2. Организация химического контроля 150
3.3. О порядке определения pH в пределах от 8,0 до 10,0 питательной воды прямоточных котлов сверхкритического давления (СКД) лабораторными pH-метрами 151
3.4. О повышении экономичности работы водоподготовительных установок электростанций 159

Раздел четвертый. **Паротурбинные установки и системы централизованного теплоснабжения** 162
4.1. Проверка состояния лопаточного аппарата паровых турбин 162
4.2. Проверка гидравлической плотности подогревателей низкого давления турбоустановок 166
4.3. Предупреждение повреждений всасывающих коллекторов питательных насосов на энергоблоках с турбинами К-300-240 и Т-250/300-240 167
4.4. Обеспечение надежности эксплуатации подогревателей высокого давления 170
4.5. Автоматические устройства для включения резервных масляных электронасосов паровых турбин 174
4.6. Предотвращение выталкивания маслом золотника сервомотора стопорного клапана 175
4.7. Уменьшение пожарной опасности от воспламенения масла на турбоустановках 176
4.8. Предотвращение заражения конденсата кислородом в схеме турбоустановки на участке конденсатор—деаэратор 179
4.9. Повышение надежности систем теплоснабжения . . 182
4.10. Об устранении недопустимых поворотов опоры подшипника № 2 турбин К-300-240 ХТГЗ 184
4.11. Об эксплуатации турбин К-50-90, К-100-90, ПТ-60-90/13 со сниженной до 515 °С температурой свежего пара перед турбиной 185
4.12. Об эксплуатации турбинного масла ТСкп-30 с композицией присадок, выпускаемого Новогорьковским нефтеперерабатывающим заводом по ТУ-38-1-01-195—72 185

Раздел пятый. **Трубопроводы и арматура** 187
5.1. Предотвращение случаев установки на паропроводах высокого давления деталей из марок сталей, не соответствующих проекту 187

5.2. Предупреждение образования трещин на паропроводах вследствие попадания в них конденсата из дренажных и импульсных линий и отводов на предохранительные клапаны 188
5.3. О методическом руководстве ВТИ и Союзтехэнерго лабораториями и службами металлов и сварки . . . 190
5.4. О повышении надежности гибов необогреваемых труб котлов и паропроводов 191
5.5. Об улучшении порядка хранения, качества ревизии и правильности монтажа пароводяной арматуры энергетических блоков 204
5.6. Об установке быстродействующих отсечных клапанов на газопроводах электростанций 205
5.7. Повреждения присоединительных патрубков главных предохранительных клапанов котлоагрегатов, оборудованных импульсными предохранительными устройствами на параметры пара 10 МПа (100 кгс/см²), 540 °С и 14 МПа (140 кгс/см²), 570 °С 206
5.8. Повышение качества работы импульсно-предохранительных устройств котлов с параметрами пара 14 МПа (140 кгс/см²), 570 °С 207
5.9. Предотвращение разрывов трубопроводов котлов, оснащенных на узле питания шиберными клапанами 214
5.10. Эксплуатационная надежность металла труб паропровода, подвергнутого восстановительной термической обработке 221
5.11. О предупреждении повреждений штампосварных колен паропроводов горячего промперегрева блоков 300 МВт и выше 229

Раздел шестой. **Автоматика и измерения** 230
6.1. Предотвращение и ограничение развития системных аварий путем автоматического изменения мощности блочных тепловых электростанций 230
6.2. Проверка котловых манометров котлоагрегатов, работающих с давлением 10 МПа (100 кгс/см²) и выше 233
6.3. Испытания автоматических регуляторов питания котла с естественной циркуляцией 234
6.4. Об улучшении работы системы сигнализации отклонений технологических параметров на энергоблоках, реализованной на информационно-вычислительной машине ИВ-500 241
6.5. О типовом технологическом алгоритме расчета технико-экономических показателей в АСУ ТП конденсационными энергоблоками мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт 252
6.6. О повышении надежности схемы управления импульсно-предохранительными устройствами котлов . . . 254
6.7. О настройке частотных устройств автоматического регулирования мощности на электростанциях 254

Раздел седьмой. **Техника безопасности** 254
7.1. О предотвращении несчастных случаев при эксплуатации ленточных конвейеров топливоподачи (ПЦ № 2—2/55 от сентября 1955 г.) 254

7.2. О мерах предосторожности при работе с огнеопасными, взрывоопасными и вредными веществами (ПЦ № 12/Э-3/Т от июля 1952 г.) 255
7.3. О травматизме в результате разрыва резервуаров и находящихся под давлением баков и воздухосборников (ЭЦ № Т-2/64) 259
7.4. О предупреждении несчастных случаев при работах на резервуарах химических цехов (ЦП № ЦТБ-1/74 от 19/IV 1974 г.) 260
7.5. О несчастных случаях, происшедших при обслуживании и ремонтах резервуаров для горючих веществ (ЦП № 44-25/4 от 16/VI 1969 г.) 260
7.6. О случаях травматизма при обрушении откосов траншей и котлованов (ЦП № ЦТБ-5/75 от 25/X 1973 г.) 261
7.7. О предупреждении несчастных случаев при эксплуатации подземных трубопроводов коммунальных и промышленных сетей (ЦП № ЦТБ-3/72 от 25/IX 1972 г.) 262
7.8. О порядке применения системы нарядов на ремонтах энергетического оборудования (Разъяснение отдела техники безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР № 15—25 от 19/X 1973 г.) 263
7.9. О дополнении п. 2-5-8 «Правил техники безопасности при эксплуатации теплосилового оборудования, электростанций» (Атомиздат, 1972) (Решение № ТБ-2/73 от 15/VI 1973 г.) 264
7.10. Об изменении редакции пп. 5-0-3 и 5-0-4 «Правил техники безопасности эксплуатации теплосилового оборудования электростанций» (Атомиздат, 1972) (Решение № ТБ-2-74 от 9/VII 1974 г.) 264
7.11. Об использовании кинофильмов по технике безопасности при обучении персонала (ЦП № 44—25/1 от 3/IV 1969 г.; ЦП № ЦТБ-1Н от 1/IV 1971 г. и Письмо отдела техники безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР № 15—5 от 6/IX 1974 г.) 265
7.12. О предупреждении несчастных случаев при производстве работ на циркульной пиле (ЦП № 44—25/2 от 4/IV 1969 г.) 269
7.13. О предупреждении несчастных случаев при производстве работ на циркульных пилах (ЦП № ЦТБ-6/73 от 29/XI 1973 г.) 269
7.14. О внесении изменений в гл. III «Руководящих указаний по организации работы с персоналом на электростанциях, в электрических и тепловых сетях» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1971) (Решение № ТБ-1/74 от 12/VI 1974 г.) 270
7.15. О мерах безопасности при работе с жидким техническим азотом (ЦП № ЦТБ-2/74 от 4/VI 1974 г.) 271
7.16. О предупреждении возможности отравления химическими веществами (ЦП № ЦТБ-5/74 от 8/VIII 1974 г.) 271
7.17. О повышении безопасности ремонтных работ на арматуре трубопроводов пара и горячей воды (ЦП № ЦТБ-6/74 от 8/VIII 1974 г.) 272

7.18. О случаях производственного травматизма при сцепке и буксировке транспортных средств (ЦП № ЦТБ-7/74 от 19/VIII 1974 г.) 273
7.19. Об унификации формы наряда, применяемого для производства работ в теплосиловых, топливно-транспортных, тепловой автоматики и измерений и химических цехах, а также на гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях электростанций (Решение № 4/74 от 28/X 1974 г.) 273
7.20. О групповом несчастном случае на строительстве Белоярской АЭС (ЦП № ЦТБ-5/74 от 26/X 1974 г.) 274
7.21. Об изменении п. 8-2-10 «Правил техники безопасности при обслуживании устройств тепловой автоматики, теплотехнических измерений и защит» (Решение № ТБ-4/75 от 23/VI 1975 г.) 274
7.22. Об исключении подразделов 10—12 разд. IV и изменении редакции п. 7-12 «Правил техники безопасности при обслуживании устройств тепловой автоматики, теплотехнических измерений и защит» (Атомиздат, 1974) (Решение № ТБ-3—75 от 29/IV 1975 г.) . . . 275
7.23. О предупреждении несчастных случаев при строительстве и эксплуатации лесов и подмостей (ЦП № ЦТБ-44/75 от 8/IX 1975 г.) 276
7.24. О предупреждении несчастных случаев и аварий при эксплуатации грузоподъемных кранов (ЦП № ЦТБ-5/75 от 5/I 1976 г.). 276
7.25. О порядке проверки знаний правил пожарной безопасности (Информация № 1/76 Управления военизированной охраны и гражданской обороны предприятий Минэнерго СССР) 278
7.26. О предупреждении несчастных случаев при осмотре и ремонте вагонов после разгрузки их вагоноопрокидывателем (ЦП № ЦТБ-2/76 от 4/V 1976 г.) 279
7.27. Об изменении п. 6-1-7 «Правил техники безопасности при обслуживании топливно-транспортного оборудования электростанций» (Атомиздат, 1973) (Решение № ТБ-1/76 от 11/VI 1976 г.) 280
7.28. О предупреждении несчастных случаев при эксплуатации железнодорожных путей узкой колеи (ЦП № ЦТБ-3/76 от 14/VI 1976 г.) 280
7.29. О предупреждении несчастных случаев при шиномонтажных работах (ЦП № 44—25/2 от 14/X 1968 г., ЦП № ЦТБ-9/74 от 12/XII 1974 г. и ЦП № ЦТБ-4/76 от 17/IX 1976 г.) 282
7.30. О предупреждении несчастных случаев, связанных с запуском двигателей тракторов и других машин на гусеничном ходу (ЦП № ЦТБ-3/77 от 13/VII 1977 г.) . . 283

Раздел восьмой. **Общие вопросы** 283

8.1. Предотвращение аварий в результате недопустимого повышения давления пара в тракте промперегрева энергоблоков 283
8.2. Предотвращение аварий трубопроводов низкого давления энергоблоков 286

8.3. О воздействии противоаварийной автоматики на разгрузку тепловых электростанций с энергоблоками 200 и 300 МВт 292
8.4. О составлении карт отказов по авариям и отказам в работе I и II степени 293
8.5. Организация контроля за состоянием и ремонтом тепловой изоляции оборудования электростанций с целью повышения ее эффективности 295

Раздел девятый. **Сооружения, производственные здания и водное хозяйство электростанций** 297

9.1. Предотвращение обрушения железобетонных оболочек градирен 297
9.2. Предотвращение обрушения обшивных оболочек градирен 298
9.3. Предотвращение аварий и повышение эффективности оросителей градирен 299
9.4. Предотвращение разрушения алюминиевых обшивок башенных градирен 300
9.5. Повышение эксплуатационной надежности металлоконструкций эстакад топливоподачи 302
9.6. Выполнение маркировки дымовых труб 304
9.7. Предотвращение аварий газоходов 305
9.8. Устранение недостатков в эксплуатации гидротехнических сооружений энергопредприятий 307
9.9. Организация систематического контроля за осуществлением действующими электростанциями надзора за состоянием гидротехнических сооружений 308
9.10. Предотвращение повреждений гидроагрегатов с поворотно-лопастными гидротурбинами 310
9.11. Организация учета вод и их использования на электростанциях 312
9.12. О недостатках в подготовке к эксплуатации гидротехнических сооружений пусковых гидроэлектростанций 313

gost.e-ecolog.ru