

ГИДРОЭЛЕКТРЕТИЧЕСКОЕ
И ДОПОМОГАТЕЛЬНОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ
ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

2

7121 3454

**ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ
И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ
ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

2

СПРАВОЧНОЕ ПОСОБИЕ

ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ

А. С. Васильев

ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Справочное пособие

В двух томах

*Под редакцией
члена-корреспондента АН СССР Ю. С. Васильева
и заслуженного деятеля науки и техники РСФСР
Д. С. Щавелева*

ТОМ 2

ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ



МОСКВА ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ 1990

Рецензенты: доктор техн. наук, проф. Д. А. Бутаев,
канд. техн. наук В. Я. Мартенсон, инженеры В. А. Линючев,
М. С. Соколов, Р. С. Брук, В. Г. Дубинин

Авторы: А. Я. Афонин, М. И. Гальперин, И. М. Гамус,
В. М. Забелкин, В. М. Зотов, Н. Н. Коновалов, М. Ф. Краси-
льников, И. Н. Лукин, В. М. Малышев, З. А. Пучков,
Д. М. Савин, В. С. Серков, В. И. Фельдман.

Ведущий редактор И. М. Гамус

Гидроэнергетическое и вспомогательное обо-
рудование гидроэлектростанций: Справочное пособие:
В 2 т./Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева.—
Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектро-
станций.— М.: Энергоатомиздат, 1990.— 336 с.: ил.
ISBN 5-283-01965-9

Приводятся технические параметры и материалы по под-
бору затворов гидротехнических сооружений, кранового обо-
рудования, вспомогательного оборудования ГЭС и ГАЭС,
по его автоматизации, монтажу, ремонту и приемке в эксплуа-
тацию. Даны параметры ряда построенных, строящихся и
проектируемых ГЭС, ГАЭС и ПЭС в СССР и за рубежом.

Первый том справочного пособия вышел в 1988 г.
Для инженеров и техников-гидроэнергетиков, гидротехни-
ков, а также преподавателей и студентов вузов.

Г 2206000000-019
051(01)-90 220-89

ББК 31.56

ISBN 5-283-01965-9

ISBN 5-283-01988-8

© Энергоатомиздат, 1990

Настоящее справочное пособие состав-
лено на основе современных достижений
в области гидроэнергетического оборудо-
вания и состоит из двух томов. В первом
томе описывается основное оборудование
ГЭС и ГАЭС в семи разделах: «Турбин-
ное оборудование ГЭС», «Система автома-
тизированного управления гидромашин-
ми», «Гидрогенераторы», «Гидроагрега-
ты», «Оборудование ГАЭС», «Электриче-
ские машины ГАЭС», «Гидроагрегаты
ГАЭС и ПЭС». К первому тому дано при-
ложение «Натурные испытания гидроагре-
гатов».

Второй том состоит из пяти разделов:
«Механическое и крановое оборудование»,
«Вспомогательное оборудование», «Компо-
новки оборудования ГЭС и ГАЭС», «Орг-
анизация монтажа оборудования», «Орг-
анизация эксплуатации оборудования».

В авторский коллектив второго тома
входят специалисты и научные работники
следующих организаций: Всесоюзного
проектно-изыскательского и научно-иссле-
довательского института «Гидропроект»
им. С. Я. Жука, производственного объ-
единения турбостроения «Ленинградский
металлический завод», Ленинградского
производственного электротехнического
объединения «Электросила», производ-

ственных объединений «Союзтехэнерго» и
«Экономэнерго», СКБ «Ленгидросталь».

Научные руководители: академик
И. А. Глебов, профессор Д. С. Щавелев,
главный конструктор гидравлических ма-
шин ПО ЛМЗ О. С. Бабанов.

Авторы второго тома составили: гл. 1
и 2 — инж. Д. М. Савин; гл. 3 — инж.
Н. Н. Коновалов; гл. 4, 6, 7, 12, 15 и 18 —
инж. И. М. Гамус; гл. 5 и 9 — инж.
А. Я. Афонин; гл. 8 — инж. И. М. Гамус
и И. Н. Лукин; гл. 10 и 11 — инж.
М. Ф. Красильников; гл. 13 — инж.
М. И. Гальперин, канд. техн. наук
В. М. Забелкин и канд. техн. наук, проф.
В. М. Малышев; гл. 14 — инж. Э. А. Пуч-
ков; гл. 16 — инж. В. С. Серков и
В. М. Зотов; гл. 17 — инж. И. Н. Лукин;
гл. 19 — инж. В. И. Фельдман.

Авторы выражают благодарность за
полезные рекомендации профессору, док-
тору техн. наук Д. А. Бутаеву, канд. техн.
наук В. Я. Мартенсону, инженерам
В. А. Линючеву, М. С. Соколову,
Р. С. Бруку, В. Д. Дубинину.

Просьба присылать критические за-
мечания по адресу: 113114, Москва, М-114,
Шлюзовая наб., 10, Энергоатомиздат.

Член-корреспондент АН СССР

Ю. С. Васильев

Засл. деят. науки и техники РСФСР

Д. С. Щавелев

МЕХАНИЧЕСКОЕ И КРАНОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Глава 1

СОРОУДЕРЖИВАЮЩИЕ РЕШЕТКИ И СРЕДСТВА ИХ ОЧИСТКИ

1.1. РАСПОЛОЖЕНИЕ,
СПОСОБ УСТАНОВКИ
И УСЛОВИЯ РАБОТЫ
СОРОУДЕРЖИВАЮЩИХ РЕШЕТОК

Сороудерживающие решетки предназначены для защиты гидроагрегатов от плавающих или отвлекаемых потоком по дну водотока различных тел (лед, мусор, затонувшая древесина, торф и т. д.). На гидроэлектростанциях сороудерживающие решетки, как правило, устанавливают или

в пределах водоприемников (рис. 1.1), или непосредственно перед ними на выносной консоли (рис. 1.2).

Устройство отдельно стоящего сороудерживающего сооружения (рис. 1.3) позволяет значительно уменьшить потери напора на решетках за счет увеличения их площади и в результате отсутствия искривления (косины) потока на чистых решетках. Кроме того, в этом случае возможна очистка решеток без остановки агрегатов, что особенно важно в период паводка [5].

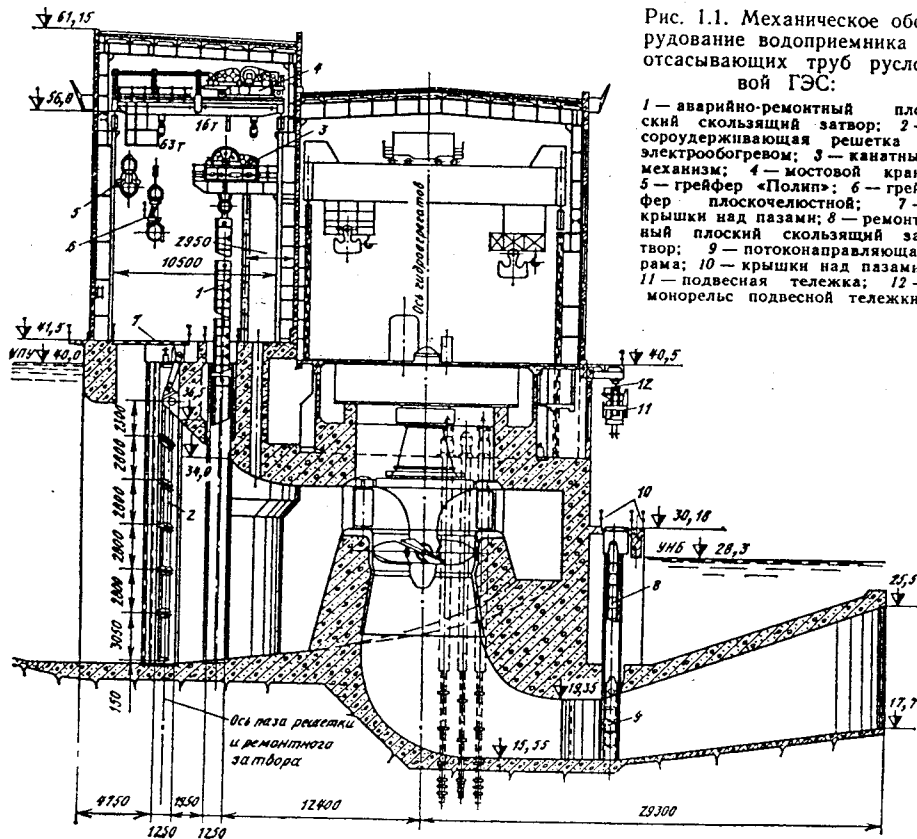


Рис. 1.1. Механическое оборудование водоприемника и отсасывающих труб русловой ГЭС:

- 1 — аварийно-ремонтный плоский скользящий затвор;
- 2 — сороудерживающая решетка с электрообогревом;
- 3 — канатный механизм;
- 4 — мостовой кран;
- 5 — грейфер «Полип»;
- 6 — грейфер плоскочелюстной;
- 7 — крышки над пазы;
- 8 — ремонтный плоский скользящий затвор;
- 9 — потоконаправляющая рама;
- 10 — крышки над пазы;
- 11 — подвесная тележка;
- 12 — монорельс подвесной тележки

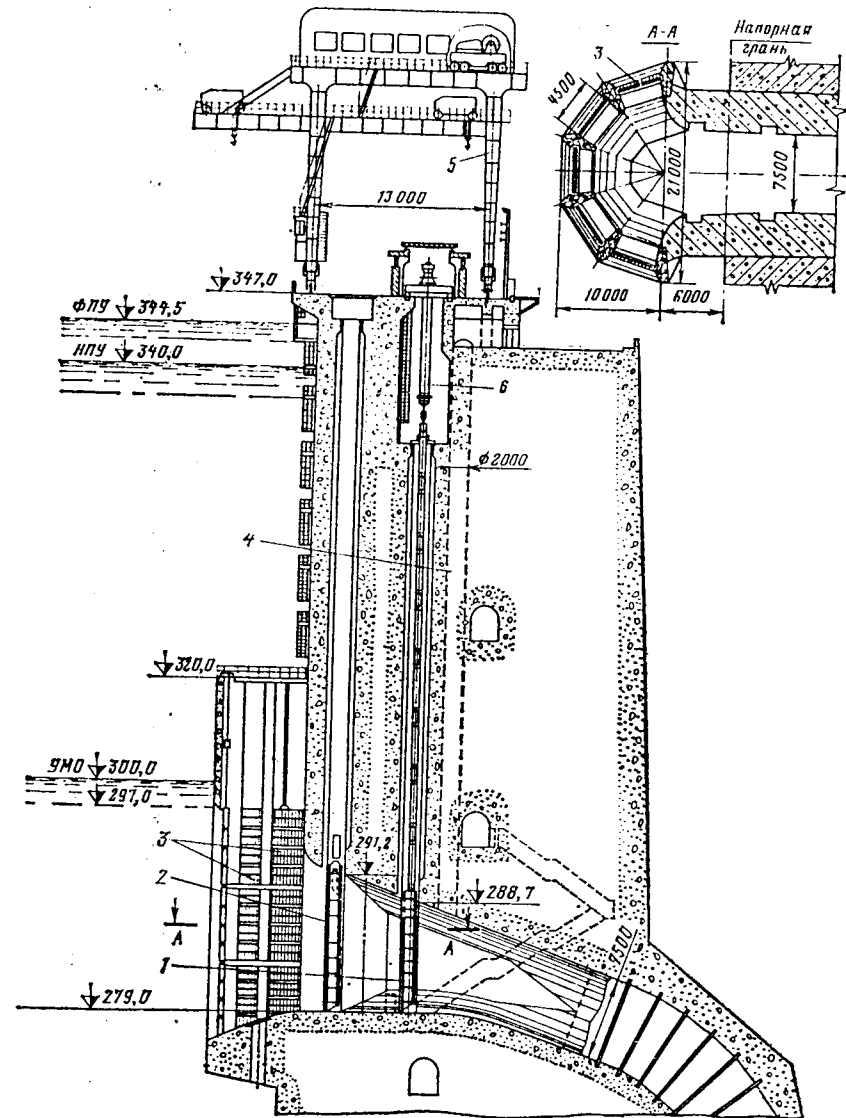


Рис. 1.2. Механическое оборудование водоприемника плотинной ГЭС:

- 1 — аварийно-ремонтный плоский скользящий затвор 7,5—9,66—61 (первая цифра — ширина перекрываемого отверстия, вторая — его высота, третья — расчетный напор или перепад на решетках, м);
- 2 — ремонтный плоский скользящий затвор 8—12,2—61;
- 3 — сороудерживающая решетка 4,48—21—2;
- 4 — аэрационные трубы;
- 5 — козловой кран грузоподъемностью 600/63/5 т;
- 6 — гидропривод 1800—5000—0—10,5 (здесь и в последующем первая цифра — тяговое усилие при подъеме, кН, вторая — удерживающее усилие при опускании, третья — дожимное усилие при опускании, четвертая — ход гидроцилиндра, м)

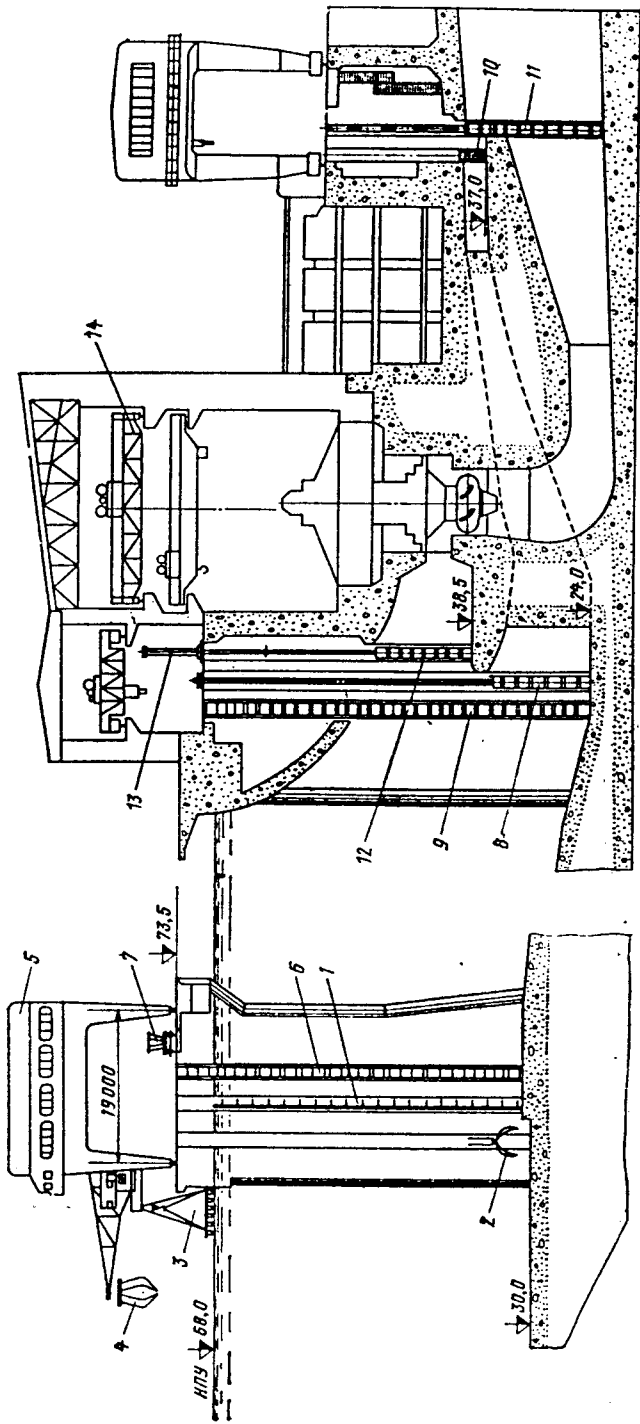


Рис. 1.3. Механическое оборудование русловой ГЭС с сороудерживающими сооружениями, совмещенной с глубинным водосбросом:

1 — сороудерживающая решетка; 2 — подпролетный грейфер; 3 — трапа; 4 — грейфер «Полли»; 5 — кран козловой грузоподъемностью 2 X 125 т; 6 — дополнительный затвор; 7 — контейнер для мусора; 8 — аварийный затвор водосброса; 9 — ремонтный затвор; 10 — аварийно-ремонтный затвор; 11 — аварийно-ремонтный затвор; 12 — аварийно-ремонтный затвор водоприемника; 13 — гидротринад аварийно-ремонтного затвора; 14 — мостовой кран

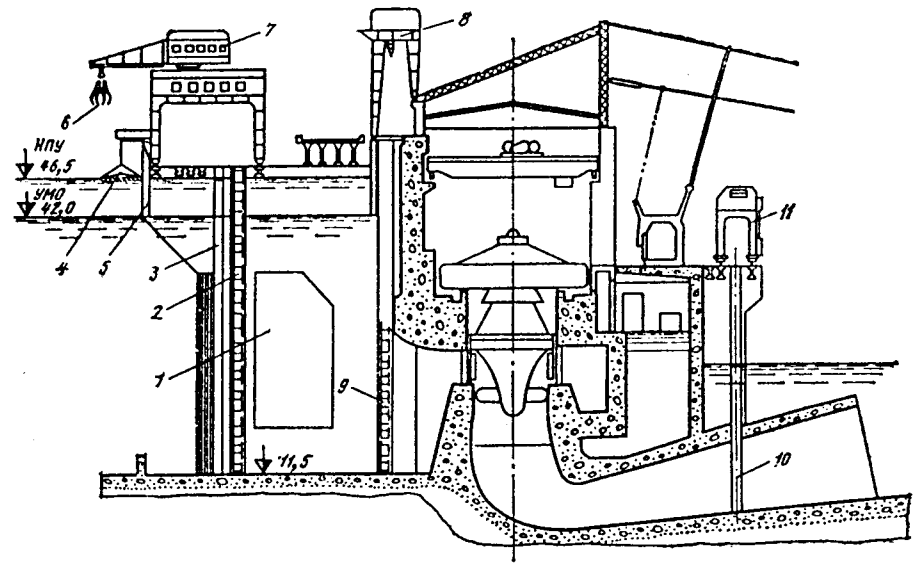


Рис. 1.4. Механическое оборудование водоприемника русловой ГЭС:

1 — прорез в бычке; 2 — сороудерживающая решетка 10,5—34,5—1; 3 — паз двухчелостного грейфера «Полли»; 4 — трапа; 5 — защитная стенка; 6 — четырехчелостный грейфер «Полли»; 7 — козловой кран грузоподъемностью 2 X 200 т; 8 — подкозловой кран грузоподъемностью 2 X 150 т; 9 — аварийно-ремонтный затвор 9,5—17—34,5; 10 — ремонтный затвор; 11 — козловой кран

Другим более экономным решением, не требующим применения СУС, является установка сороудерживающих решеток в пазы удлинненных бычков (рис. 1.4). Выполнение в бычках окон-прорезей обеспечивает благоприятные условия эксплуатации как самих решеток, так и ГЭС в целом [1]. На ГАЭС сороудерживающими решетками оборудуются водоприемники и всасывающе-отсасывающие трубы (рис. 1.5). Решетки всасывающих труб предназначены для защиты агрегатов от попадания мусора при работе ГАЭС в насосном режиме. При работе ГАЭС в турбинном режиме решетки всасывающе-отсасывающих труб поднимают, как правило, с помощью индивидуальных механизмов над уровнем нижнего бьефа, что уменьшает гидравлические сопротивления турбинного блока. Решетки изготавливают отдельными секциями, которые соединяются спе-

В процессе эксплуатации гидроэлектростанции осуществляется периодический подъем сороудерживающих решеток с порога для их осмотра, ремонта, окраски, очистки от мусора и продуктов коррозии. Решетку опускают на порог или поднимают с него в собранном виде с помощью захватной балки или штанг в спокойной воде при остановленном гидроагрегате. Подъем в собранном виде с помощью захватной балки обеспечивает большую на-

дежность при маневрировании по сравнению с подъемом отдельными секциями, так как число отказов в работе захватной балки, при ее однократном сцеплении с решеткой, сводится к минимуму. Кроме того, на такой подъем требуется меньшая затрата времени.

Транспортировка решеток в хранилище или на площадку антикоррозионной защиты осуществляется посекционно, для чего решетки после подъема разъединяют на отдельные секции.

Сороудерживающие решетки могут устанавливаться как вертикально, так и наклонно. Вертикальная установка удобнее в том случае, когда ожидается засорение водоприемников и решеток затонувшей древесной и торфом, так как позволяет производить их очистку грейферами, с использованием имеющихся на водоприемнике механизмов. Наклонная установка целесообразна при ожидаемом засорении решеток различным мелким мусором, поскольку наклон решетки значительно повышает эффективность работы решеткоочистной машины. Кроме того, наклонные решетки имеют несколько меньшее гидравлическое сопротивление, чем вертикальные, при одинаковых скоростях воды перед ними.

Стоимость сооружения при вертикальной установке решеток по сравнению со стоимостью при наклонной установке не-

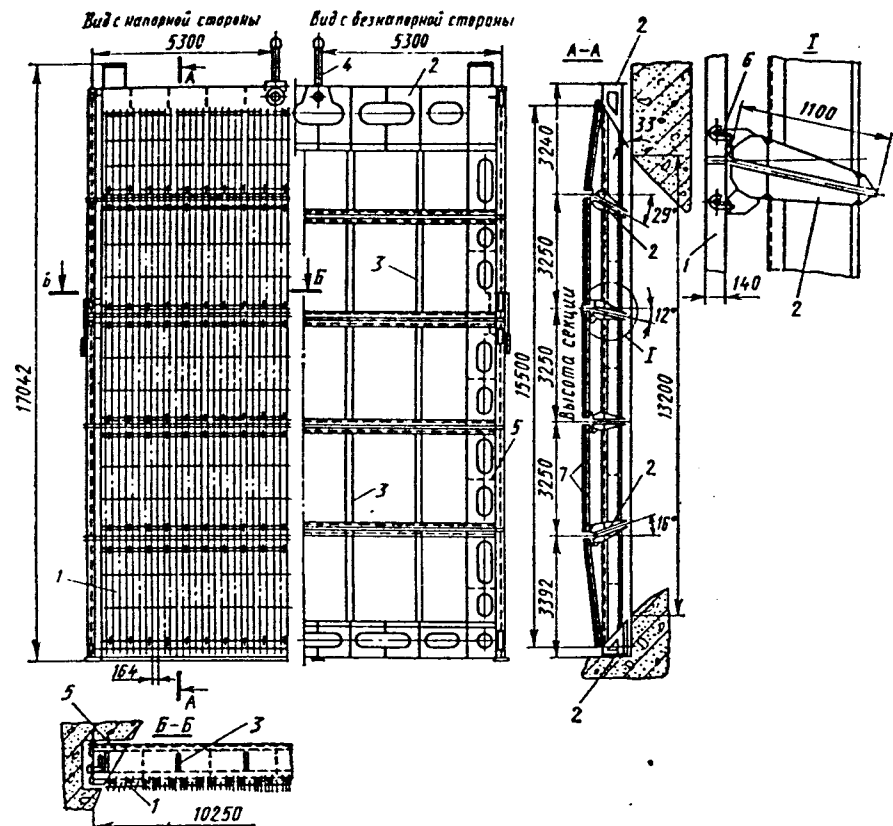


Рис. 1.7. Сороудерживающая решетка, состоящая из негабаритных секций:

1 — сороудерживающие стержни; 2 — ригели; 3 — стойки; 4 — штырь для сцепления с захватной балкой; 5 — опорно-концевые стойки; 6 — стяжные болты

Поток воды, проходящий через стержни, воздействует на них как в продольном, так и в поперечном направлении. Для обеспечения устойчивой работы стержней на статические и динамические нагрузки их соединяют между собой в блоки шпильками по несколько штук, при этом размер шага шпилек не должен превышать 600—700 мм.

Расстояние между стержнями в свету выбирается таким, чтобы оно не превышало наименьшего зазора между лопастями турбины. Ориентировочные расстояния в свету между стержнями принимаются в пределах от 60 до 200 мм [2] в зависимости от типоразмера турбины. Для поворотно-лопастных и пропеллерных турбин рекомендуется расстояние, равное $1/20D_1$ (D_1 — диаметр рабочего колеса), но не более 200 мм; для радиально-осевых и диагональных $1/30D_1$, но не более 100 мм; для ковшовых от 20 до 65 мм в соответ-

ствии с выходным диаметром сопла. Уточненные расстояния в свету между стержнями выбираются по согласованию с заводом — поставщиком турбинного оборудования.

Сороудерживающие решетки с каркасом из сквозных элементов получили в последнее время широкое распространение (рис. 1.8). Такие решетки успешно применяют на гидроэлектростанциях с большой сработкой водохранилища, поскольку гидравлическое сопротивление сквозных ригелей при косом натекании потока ($\alpha \geq 10^\circ$) значительно меньше гидравлического сопротивления сплошных ригелей, работающих в аналогичных условиях.

Электрообогреваемые решетки. Решетки с шинным электрообогревом имеют достаточно простую конструкцию. Токоносителями являются сами сороудерживающие стержни, изолированные друг от друга и от несущего каркаса. Такие решетки мо-

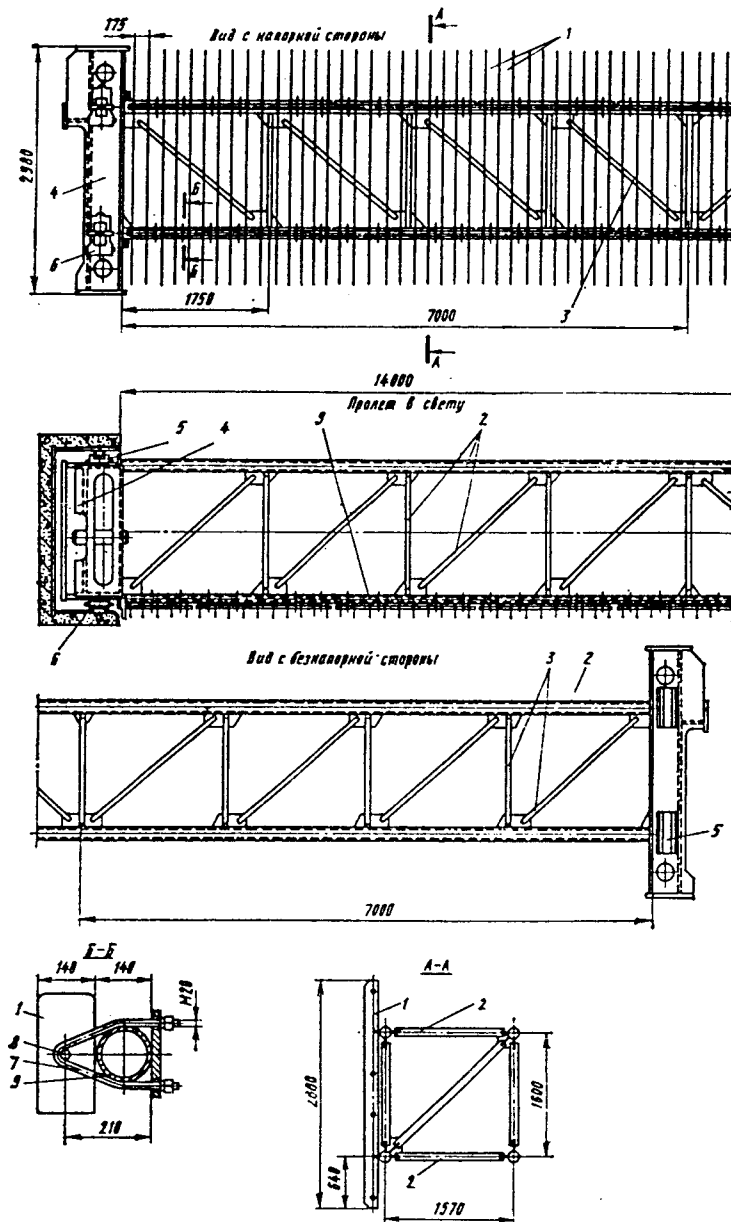


Рис. 1.8. Секция сороудерживающей решетки с каркасом из сквозных элементов:

1 — сороудерживающие стержни; 2 — ригели; 3 — фермы жесткости; 4 — опорно-концевые стойки; 5 — опорно-ходовые части; 6 — обратные буферные распорки; 7 — анкерные болты; 8 — шпильки; 9 — верховой пояс ригеля-фермы, выполняемый из трубы

гут эксплуатироваться и в том случае, когда их верхние части оказываются в воздушной среде при сработке воздухохранлища.

В решетках с индукционным электрообогревом обогрев осуществляется за счет выделения теплоты при циркуляции вихревых токов, индуцированных магнитным полем в стальных элементах решетки. Магнитное поле образуется при пропускании переменного тока по изолированным проводам, проложенным внутри пустотелых элементов решетки, стенки которых и нагреваются вихревыми токами.

В решетках с индукционным обогревом, в отличие от решеток с шинным обогревом, стержни привариваются к ригелям и поперечных связей не имеют, поэтому КПД обогрева выше. Но стержни, имеющие пролет более 3 м, недостаточно хорошо сопротивляются гидродинамическим нагрузкам, что приводит в ряде случаев к их поломкам.

Как показала практика эксплуатации, для успешной борьбы с обмерзанием решеток мощность применяемого индукционного обогрева недостаточна.

В решетках с комбинированным электрообогревом предусматривается шинный обогрев стержней и индукционный обогрев каркаса. Пренумерация этой решетки заключается в следующем:

кроме стержней обогреву подвергается также каркас (в отличие от решетки с шинным обогревом);

применяются стержни более простой конструкции и менее подверженные воздействию динамических нагрузок (в отличие от решетки с индукционным обогревом).

1.4. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ НАПОРА НА РЕШЕТКАХ

Определение потерь напора на решетках имеет значение как при определении расчетного напора для турбины, так и для своевременного принятия необходимых мер по очистке или включению электрообогрева при обмерзании. Потери напора определяются по формуле

$$h_{\text{пот}} = \sum \zeta_p \frac{v^2}{2g}$$

где ζ_p — суммарный коэффициент гидравлического сопротивления решетки, зависящий от степени затенения ее рабочей площади конструктивными элементами, от их формы и направления потока воды; v — средняя скорость перед решеткой. Приведенное в [1] сопоставление коэффициентов гидравлического сопротивления, подсчитанных по различным формулам для решеток с каркасом из сплошных элементов, с натурными и модельными исследованиями

показало, что наиболее близкое совпадение даст формула А. Ф. Буркова и С. А. Тюкиной, имеющая ясный физический смысл и не содержащая эмпирических коэффициентов, кроме коэффициента скорости φ_c ; формула А. Ф. Буркова и С. А. Тюкиной имеет вид:

$$\sum \zeta = \left(\frac{1}{\varphi_c^2} - 1 \right) \left(\frac{1}{1 - c_p - c_e} \right)^2 + \psi \left(\frac{1}{1 - c_p - c_e} - 1 \right)^2,$$

где $\varphi_c = 0,97$ — коэффициент скорости; $c_p = \omega_p / \Omega$ — коэффициент затенения решетки конструктивными элементами; Ω — площадь отверстия, перекрываемого решеткой; ω_p — площадь затенения решетки; $c_e = \omega_e / \Omega$ — коэффициент отжима потока от элементов решетки, равный 0,06—0,08; ω_e — суммарная площадь отжима от элементов решетки; ψ — коэффициент полноты удара при внезапном расширении, равный 1,1—1,2.

При засоренности решетки более чем на 30%, как показали расчетные и опытные данные, влиянием c_e можно пренебречь. Предполагаемая засоренность решетки в этой формуле может быть учтена путем некоторого увеличения площади затенения ω_p . Проведенные исследования гидравлического сопротивления решетки со сквозными ригелями показали, что при малых углах натекания ($\alpha < 5^\circ$) коэффициент сопротивления сквозного ригеля в 1,5 раза меньше коэффициента сопротивления ригеля сплошной конструкции с трапециевидальной лобовой частью [5]. При больших углах натекания ($\alpha > 10^\circ$) коэффициент сопротивления сквозного ригеля значительно меньше, чем ригелей сплошной конструкции. Средняя скорость перед решеткой принимается согласно [2] до 1,2 м/с при слабозасоренном водотоке и до 1 м/с при сильнозасоренном водотоке. Для малозасоренных водохранилищ с глубинными водоприемниками и неочищаемыми решетками скорость не должна превышать 0,4 м/с. Расчетный перепад на решетках принимается 2 м при их заглублении до 20 м и 3 м при заглублении более 20 м.

1.5. СОРООЧИСТНЫЕ УСТРОЙСТВА

Сороочистные устройства предназначаются для очистки сороудерживающих решеток и предрешеточного пространства. Для очистки решеток от мелкого сора применяют самоходные решеткоочистные машины, рабочим органом которых является ковш, а также полнопролетные грейферы и механические грабли. Для очистки предрешеточного пространства от крупных предметов (дереьев, торфа и т. д.) применяют многочелюстные грейферы типа «Полип». Очистку производят в спокойной

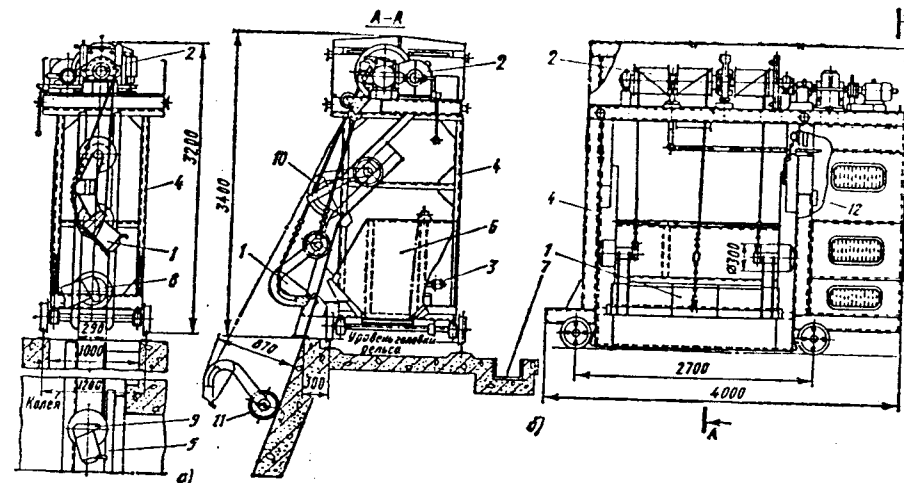


Рис. 1.9. Решеткоочистные машины:

а — вертикальная; б — наклонная; 1 — ковш; 2 — механизм подъема и поворота ковш; 3 — механизм передвижения; 4 — портал с кабиной для машиниста и бункером для сора; 5 — стержень решетки; 6 — бункер; 7 — лоток для укладки электрокабеля; 8 — положение ковш при спуске и разгрузке мусора; 9 — положение ковш при очистке решетки; 10 — положение ковш при разгрузке мусора; 11 — положение ковш при разгрузке; 12 — вост управления

воде, для чего водовод предварительно перекрывают затворами. Полностью механизировать процесс очистки не всегда удается из-за трудности удаления крупных тел, препятствующих прохождению челюстей грейфера между стержнями решетки. В этом случае решетку или вынимают из пазов и производят ее очистку вручную, или выполняют эту операцию с помощью вододозов [3].

Решеткоочистные машины. На водоприемниках небольших гидроэлектростанций, где отсутствуют козловые и мостовые краны, очистка сороудерживающих решеток, устанавливаемых как вертикально, так и наклонно, производится решеткоочистными машинами с поворотными ковшами.

Решеткоочистные машины, передвигающиеся по рельсам (рис. 1.9), имеют ковш, перемещающийся над стержнями решетки с некоторым зазором. Очистка пространства между стержнями производится отрезками стального каната, закрепленными на нижней кромке ковш. В машине для очистки вертикальной решетки для направления ковш предусматривают пазы в бычках, на раме ковш устанавливают четыре опорных катка с внутренними ребрами. В машине для очистки наклонной решетки ограничиваются двумя опорными катками без ребер. В этом случае катки делают широкими, так как они движутся непосредственно по стержням решетки без

направляющих пазов. При изменении наклона направляющих ковш, поднятый в верхнее положение, поворачивается и сор сбрасывается в бункер. Скорости подъема и опускания ковш обычно принимаются равными 22 м/мин, время поворота ковш 3 с. Скорость передвижения машины по путям, уложенным вдоль фронта решеток, составляет 25—30 м/мин. В конце пути устраивается лоток, в который сбрасывается сор из бункера машины. Подвод электропитания осуществляется кабелем с розеточным включением, расстояние между розетками принимается равным 40—50 м.

Подвесные решеткоочистные машины передвигаются по монорельсу, установленному вдоль фронта сороудерживающих решеток. Подвесные решеткоочистные машины работают по тому же принципу, что и передвигающиеся по рельсам. Управление машиной может производиться из кабины машиниста или с помощью выносного пульта.

Грейферы «Полип» (рис. 1.10) выполняются для захвата мелкого сора шестичелюстными, для захвата сора средней крупности — четырехчелюстными и для захвата крупных предметов — трехчелюстными. Грейферы могут иметь гидравлический, механический или пневматический привод челюстей. Наибольшее распространение получили грейферы с индивидуальным гидравлическим приводом на каждую челюсть, позволяющие захватывать предметы различной конфигурации и удерживать

вать сор различной крупности. Усилие при подъеме грейфера принимается в 2—2,5 раз большим, чем суммарная масса грейфера с сором. Этим учитывается начальное сопротивление разбираемого сора и крупных тел.

Полнопролетные грейферы имеют такие же пролеты, что и очищаемые ими решетки. Они выполняются двух- и многочелюстными. В первом случае грейфер имеет одну неподвижную и одну поворотную челюсть. Во втором случае

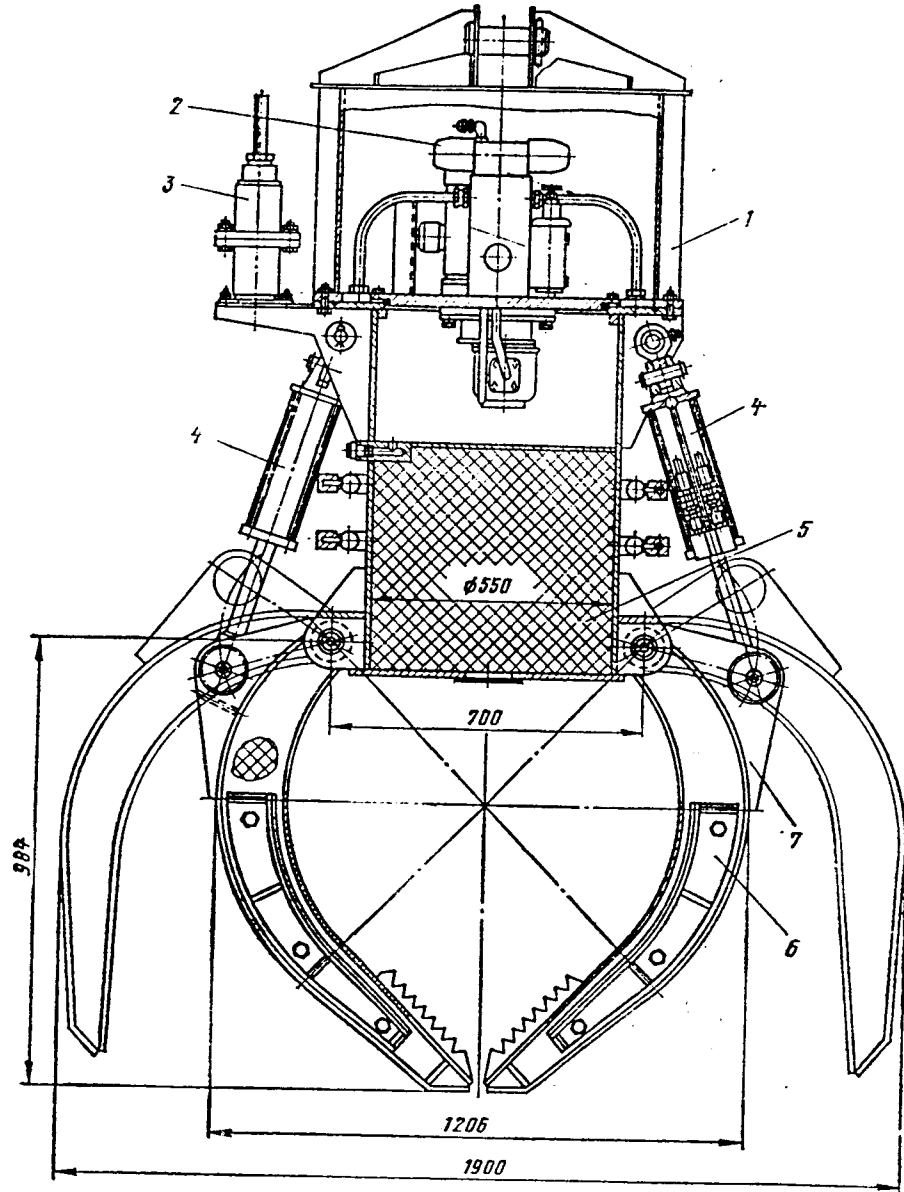


Рис. 1.10. Шестичелюстной грейфер «Полип»:

1 — козпак; 2 — привод насосной установки; 3 — штепсельный разъем; 4 — гидроцилиндр; 5 — бетонный балласт; 6 — черпак; 7 — челюсть

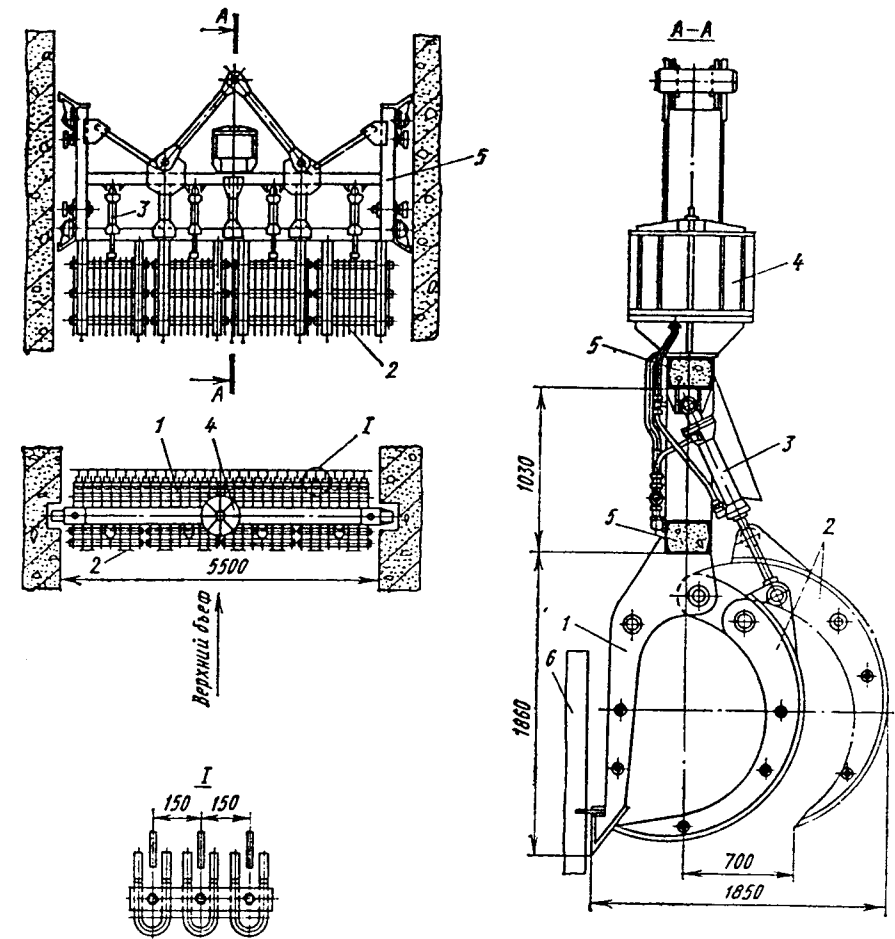


Рис. 1.11. Полнопролетный грейфер с гидроприводом.

1 — грабли; 2 — поворотная челюсть; 3 — гидроцилиндр; 4 — насосная установка; 5 — бетонный балласт; 6 — стержни решетки (шаг стержней 150 мм)

поворотная челюсть разделена на несколько секций, которые могут поворачиваться независимо друг от друга. При использовании полнопролетных грейферов для очистки предрешеточного пространства от затонувшей древесины, камней и других крупных тел они могут выполняться с двумя одинаковыми поворотными челюстями.

Наибольшее распространение получили грейферы с гидравлическим приводом (рис. 1.11), имеющие грабли, несущую раму с рабочими и боковыми колесами. Между граблями 1 и поверхностью решетки предусмотрен зазор 15—20 мм. При движении вниз грабли своим ножом срезают и сдвигают к порогу решетки нахо-

дящийся на ее поверхности сор. Боковые поверхности стержней очищаются кусками стального каната, закрепленными на ноже.

Механизмы подъема и опускания грейферов могут быть установлены на крановых тележках мостовых и козловых кранов (см. рис. 1.4) или на ходовых балках козловых кранов вместе с поворотной стрелой и механизмом поворота стрелы (см. рис. 1.3). Оптимальная скорость подъема и опускания полнопролетного грейфера 8—10 м/мин, скорость подъема грейфера «Полип» 15 м/мин, опускания 22 м/мин. Подъемный механизм должен иметь грузовое реле, защищающее механизм от перегрузки и ослабления канатов.

ЗАТВОРЫ ВОДОПРИЕМНИКОВ, ОТСАСЫВАЮЩИХ ТРУБ И МЕХАНИЗМЫ ДЛЯ ИХ ОБСЛУЖИВАНИЯ

2.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАТВОРОВ, ИХ РАСПОЛОЖЕНИЕ И УСЛОВИЯ РАБОТЫ

По назначению затворы делятся на ремонтные и аварийно-ремонтные.

Ремонтные затворы водоприемников применяют для перекрытия отверстий при ремонте находящихся за ними аварийно-ремонтных затворов, их закладных частей, гидроагрегатов и водоводов.

Ремонтные затворы отсасывающих труб применяют для перекрытия отсасывающих труб со стороны нижнего бьефа при ремонте гидроагрегатов. Затворы могут быть расположены как на выходе из отсасывающих труб (см. рис. 1.3, 1.5), так и в прорезях их диффузоров (см. рис. 1.1, 1.4). В последнем случае для повышения КПД гидроагрегата устанавливают потоконаправляющую раму, которая перекрывает пазы затвора и прорезь заподлицо со стенами и потолком отсасывающей трубы. Затворы, располагающиеся на выходе из отсасывающих труб, могут быть установлены как вертикально, так и наклонно.

Подъем и опускание ремонтных затворов производят в спокойной воде. Выравнивание давления воды на затворы водоприемников обычно осуществляется с помощью байпасов, вмонтированных в их пролетные строения. На затворы отсасывающих труб выравнивание давления выполняют с помощью байпасов или по трубопроводам системы откачки отсасывающих труб. Время выравнивания давления во многом зависит от надежной работы уплотнений. Согласно [6] после трехкратной установки затвора в рабочее положение фильтрация воды на 1 м по периметру уплотнения для нерегулируемых уплотнений не должна превышать 0,3 л/с.

Аварийно-ремонтные затворы водоприемников применяют для прекращения подачи воды в турбинные водоводы. Они могут иметь индивидуальные механизмы или обслуживаться общим краном.

Установка аварийно-ремонтных затворов с автоматическими индивидуальными механизмами согласно [2] обязательна для случая подвода воды к гидроагрегатам металлическими открыто уложенными турбинными водоводами. Аналогичные затворы необходимы на водоприемниках плотинных ГЭС, если турбинные водоводы открыто уложены по нижней грани бетонной плотины. Установка индивидуальных механизмов или обслуживание краном в остальных случаях решается на основании технико-экономических расчетов и анализа возможных режимов работы агрегатов

ГЭС. Время опускания затвора с индивидуальным механизмом принимается обычно в пределах от 2 до 5 мин; подъем осуществляется после заполнения водовода через байпас.

Нормальная работа аварийно-ремонтных затворов и турбинных водоводов в значительной степени зависит от правильного выбора площади поперечного сечения аэрационных труб (см. рис. 1.2), предназначенных для выпуска воздуха при опорожнении и выпуска воздуха при наполнении водовода, а также для снижения вакуума за затвором при аварийном перекрытии. Наименьшая площадь поперечного сечения аэрационной трубы должна удовлетворять условию [7]

$$F \geq Q/\sigma_{\text{доп}}$$

где Q — наибольший расход воздуха в аэрационной трубе; $\sigma_{\text{доп}}$ — допустимая скорость воздуха (обычно до 50 м/с, для прямолинейных труб с плавно очерченным входом допустима скорость воздуха до 60 м/с).

При опускании затвора в поток наибольший расход воздуха определяется по формуле

$$Q = Q_T - Q_n + Q_a,$$

где Q_T — максимальный расход воды через гидротурбину при опорожнении водовода при напоре, соответствующем уровню воды на отметке высшей точки трубопровода за затвором; Q_n — расход воды, поступающей в водовод из-под затвора при открытии 10%; $Q_a \approx 0,4Q_n$ — расход воздуха, увлекаемый вальцом.

Для предварительных расчетов можно пользоваться соотношением $Q \approx Q_T - 0,6Q_n$.

Более точно расход воздуха может быть определен гидравлическим расчетом для различных открытых отверстия.

Расположение ремонтных и аварийно-ремонтных затворов на водоприемниках и отсасывающих трубах гидроэлектростанций различного типа приведено на рис. 1.1—1.5.

2.2. КОНСТРУКЦИЯ ЗАТВОРОВ ВОДОПРИЕМНИКОВ

Ремонтные затворы (одиночные или секционные) обычно выполняют плоскими скользящими, ригельной конструкции. Обшивка и контур уплотнений в зависимости от конструкции водоприемника могут быть расположены как с напорной (рис. 2.1), так и с безнапорной (рис. 2.2) стороны. Пролетное строение снабжается боковыми и обратными упорами (обратными буфер-

ными распорками), а также байпасами. Открытие байпаса осуществляется в следующей последовательности: на затвор опускается захватная балка, которая сцепляется со штырем 3. Байпас 5 приподнимается захватной балкой на высоту, определяемую размером овальных отверстий 7, происходит заполнение водой межзатворного пространства. Конструкция байпаса зависит от положения контура уплотнений.

В качестве опорно-ходовых частей обычно применяют стальные обоймы с запрессованными в них вкладышами из древесного слоистого пластика ДСП-Бгт по ТУ 13-264-75. Рабочий путь выполняют в виде заделанной в бетон стальной плиты с приваренным к ней квадратом из не-

равненной стали с отшлифованной рабочей поверхностью.

Аварийно-ремонтные затворы (одиночные или секционные) обычно выполняют плоскими скользящими, ригельной конструкции, иногда колесными. Уплотнения крепятся на самом затворе.

Обшивка и нижнее ножевое уплотнение располагаются с напорной стороны, а верхние и вертикальные уплотнения — с безнапорной. Такая конструкция позволяет производить посадку затвора на порог в потоке за счет давления столба воды на затвор и его собственной массы.

Для выравнивания давления на затвор перед его подъемом в пролетном строении предусматривается байпас (рис. 2.3) либо

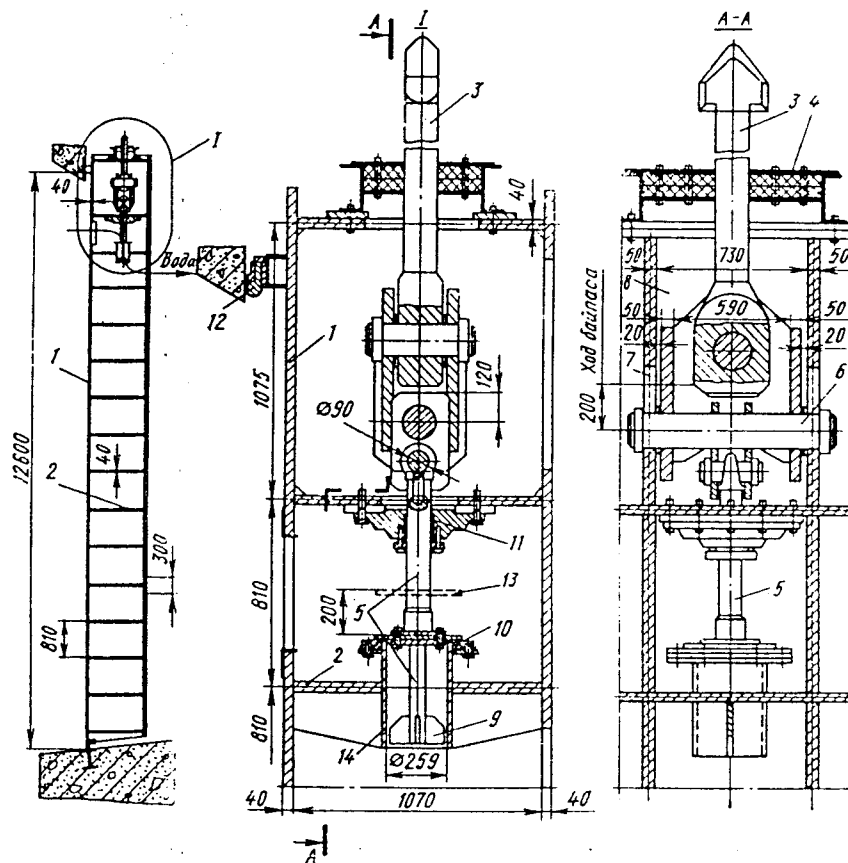


Рис. 2.1. Ремонтный плоский скользящий затвор 8—12,5—61 с обшивкой, расположенной с напорной стороны:

1 — обшивка; 2 — ригели; 3 — штырь для сцепления с захватной балкой; 4 — резиновая прокладка для фиксации штыря в вертикальном положении; 5 — байпас (подвижная часть); 6 — ось, соединяющая штырь с подвижной частью байпаса; 7 — овальное отверстие; 8 — диафрагма; 9 — клипсы, удерживающие подвижную часть байпаса; 10 — резиновое уплотнительное кольцо; 11 — набивка с графитовой смазкой; 12 — уплотняющий элемент; 13 — верхнее положение байпаса при пропуске воды; 14 — неподвижная часть байпаса

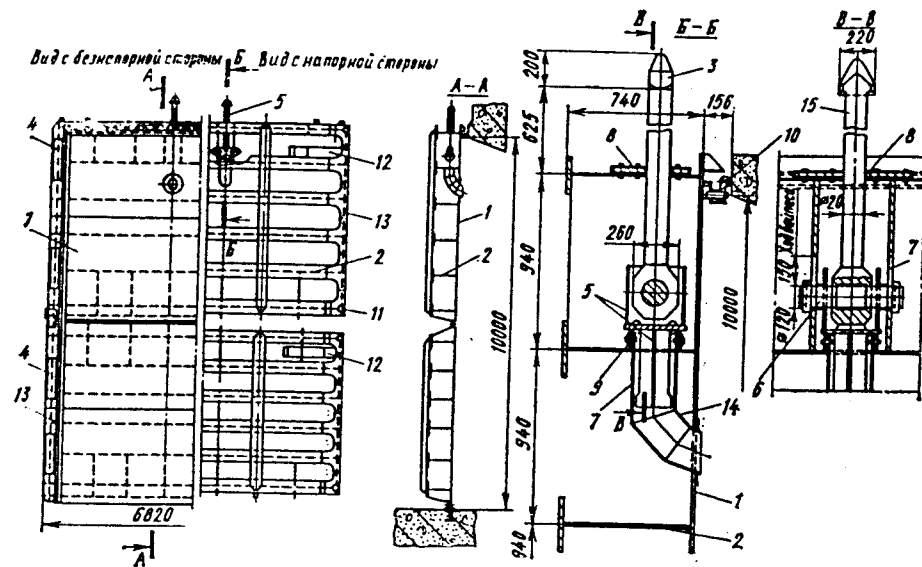


Рис. 2.2. Ремонтный плоский скользящий затвор 6—10—26 с обшивкой, расположенной с безнапорной стороны:

1 — обшивка; 2 — ригели; 3 — штырь для сцепления с захватной балкой; 4 — опорно-ходовые части (опорные полозья с вкладышами из ДСП-БгТ); 5 — байпас (подвижная часть); 6 — ось, соединяющая штырь с подвижной частью байпаса; 7 — овальное отверстие; 8 — резиновое кольцо, фиксирующее вертикальное положение штыря; 9 — резиновое уплотнительное кольцо; 10 — уплотняющий резиновый элемент; 11 — обратный упор; 12 — выдвигаемые подхваты для установки затвора над пролетом; 13 — опорно-концевые стойки; 14 — неподвижная часть байпаса

используют частичный подъем верхней секции под напором или всего затвора (колесного).

Опорно-ходовые части аварийно-ремонтных затворов имеют такую же конструкцию, что и опорно-ходовые части ремонтных затворов.

2.3. МЕХАНИЗМЫ ДЛЯ ОБСЛУЖИВАНИЯ ВОДОПРИЕМНИКОВ

Крановое оборудование. В качестве обслуживающих механизмов обычно применяют мостовые (см. рис. 1.3) или козловые (см. рис. 1.2) краны, имеющие механизмы главного и вспомогательного подъемов, а также механизмы передвижения тележки и самого крана. С помощью механизма главного подъема осуществляется монтаж и транспортировка крупного механического оборудования и металлоконструкций (ремонтные затворы, сорудерживающие решетки, аварийно-ремонтные затворы, гидроцилиндры и т. д.), а также обслуживание ремонтных затворов и сорудерживающих решеток при их эксплуатации. Сцепление подвесок механизмов с затворами обычно осуществляют с

помощью захватных балок и в отдельных случаях с помощью звеньевых штанг.

Механизмы вспомогательных подъемов предназначаются для обслуживания грейферов, захватных балок и для монтажа мелкого оборудования. Каждая подвеска главного и вспомогательного подъемов снабжается грузовым реле перегрузки и ослабления канатов.

Мостовые краны (см. также гл. 4) обычно устанавливают на водоприемниках гидроэлектростанций, располагающихся в северных районах страны и имеющих закрытые отапливаемые помещения. Наибольшее распространение получили краны со следующими характеристиками: грузоподъемность 40—250 т, пролет 8,5—14,5 м, скорость подъема 2—5 м/мин, передвижения тележки 5—6 м/мин, передвижения крана 6—12 м/мин.

Козловые краны являются наиболее распространенными подъемно-транспортными механизмами. Один козловой кран может в ряде случаев обслуживать механическое оборудование как водоприемника, так и водосливной плотины. По конструктивному исполнению краны могут быть козловыми и полукозловыми, с грузовыми тележками и без них. Порталы кранов могут быть бесконсольные, одно-

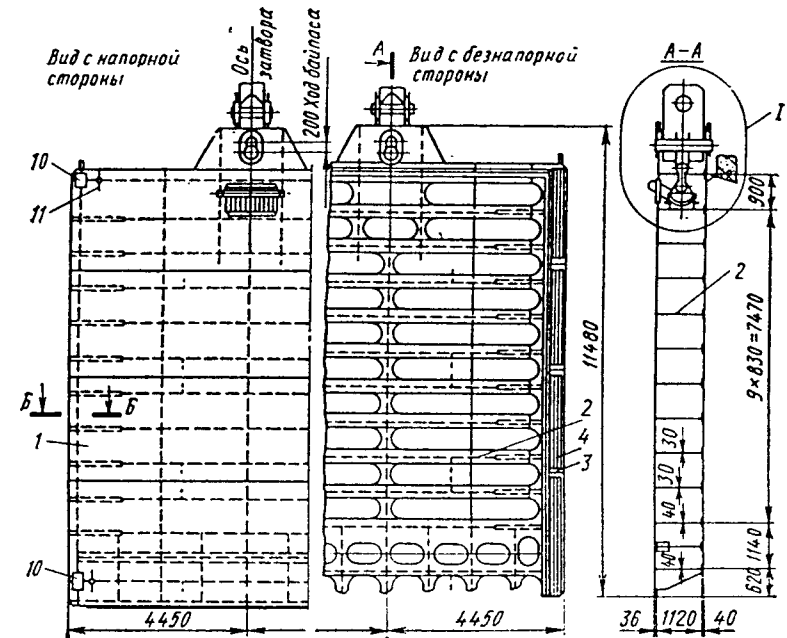


Рис. 2.3. Аварийно-ремонтный плоский скользящий затвор:

1 — обшивка; 2 — ригели; 3 — опорно-концевые стойки; 4 — опорно-ходовые части (опорные полозья с вкладышами из ДСП-БгТ); 5 — звено штанги для маневрирования затвором; 6 — подвижная часть байпаса; 7 — неподвижная часть байпаса; 8 — ось, соединяющая звено штанги с байпасом; 9 — уплотняющий резиновый элемент; 10 — обратная распорка; 11 — боковой упор; 12 — облицовка забрала

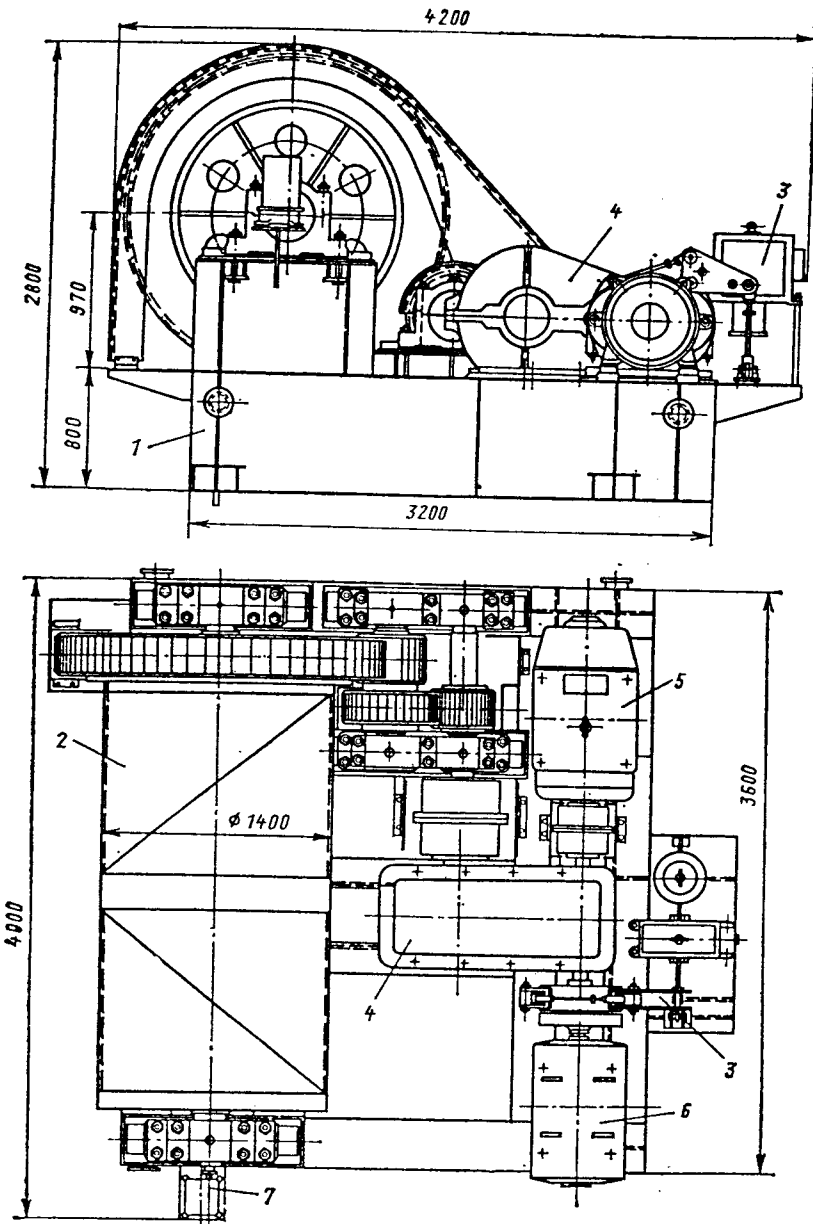


Рис. 2.5. Канатный механизм с тормозным генератором с быстрым спуском грузоподъемностью 50 т

с присоединенной к ней захватной балкой. На двух балансирах тележки механизма передвижения грузовой тележки установлены противоугольные захваты, такие же как на механизме передвижения крана и накладываемые одновременно с ними. Питание крана осуществляется через гибкие троллеи 14, подвешенные на опоры со стороны нижнего бьефа. Токосъемы крепятся к кронштейнам 15, расположенным на опоре крана. Управление всеми механизмами крана осуществляется из кабины, посадка в которую производится с площадки 16, закрепленной на опоре крана. Лестница к посадочной площадке находится внутри опоры. Предусмотрено также сообщение кабины с помещением 13, имеющим выход на тележку и потом на портал крана.

Индивидуальные механизмы. Аварийно-ремонтные затворы в случае необходимости обслуживаются канатными механизмами (рис. 1.1) или гидроприводами (см. рис. 1.2 и 1.3), обеспечивающими быстрое опускание затворов по командам от приборов автоматической защиты при разрыве турбинного водовода или при разгоне гидроагрегата.

Канатные механизмы с быстрым спуском затворов применяются в ряде случаев на малоагрегатных ГЭС.

На рис. 2.5 показан канатный механизм, основными элементами которого являются рама 1 и двухсекционный барабан 2 для наматывания канатов. Механизм снабжен тормозным генератором 6.

При срабатывании приборов автоматической защиты ГЭС тормоз 3 размыкается и затвор под действием собственного веса начинает опускаться. В конце опускания затвора командоаппарат 7 разрывает цепь питания тормозного электромагнита, тормоз под действием пружины замыкается и останавливает механизм.

Необходимая скорость при опускании затвора регулируется за счет электрического торможения с помощью тормозного генератора постоянного тока 6, соединенного с валом редуктора 4. Привод этого механизма имеет многоконтактный командоаппарат 7 для автоматического ввода сопротивлений в якорную цепь тормозного генератора. Порядок срабатывания контактов устанавливается в зависимости от изменения действующего на затвор удерживающего усилия.

В случае необходимости быстро закрыть отверстие импульс на быстрый спуск затвора подается автоматически или вручную от ключей, установленных на центральном щите управления и на щите в машинном зале. От любого из указанных импульсов происходит растормаживание механизма от электромагнита постоянного тока и затвор начинает опускаться вниз.

Маневрирование затвором при нормальных условиях эксплуатации произво-

дится электродвигателем переменного тока 5. Для этой же цели применяется и колодочный тормоз 3.

Гидроприводы для обслуживания аварийно-ремонтных затворов получили широкое распространение благодаря их основным преимуществам: малым габаритам и массе, простоте и удобству управления, возможности осуществления движения по заданной программе и бесступенчатого регулирования скорости, плавности работы. К недостаткам относятся: утечки рабочей жидкости, снижающие точность работы и КПД системы, необходимость сбора и отвода наружных утечек во избежание загрязнения водотока, технологическая сложность изготовления узлов, необходимость применения высококачественной термически обработанной стали.

Основным элементом гидропривода (рис. 2.6) является гидроцилиндр, предназначенный для создания усилий на подъем и удерживание затвора при спуске и в верхнем положении. Он состоит из цельнокюваного цилиндра 1 с фланцами, штока 2 с поршнем 3 и соединительной гайкой 4, уплотнений поршня и штока 5 и 6, верхней и нижней головок 7 и 8 и ряда других деталей. Нижняя поверхность верхнего опорного фланца 9 выполняется сферической, что позволяет цилиндру самоустанавливаться на опоре 10. Подвод рабочей жидкости в штоковую полость гидроцилиндра 11 производится через фланец нижней головки. Встроенный во фланец регулируемый дроссель 12 служит для ограничения скорости опускания затвора при обрыве гидролинии. Положение затвора при его перемещении в пазах определяется с помощью канатной передачи. Канат, закрепленный на штоке, сначала наматывается на барабаны, размещенные в верхней головке цилиндра, а затем на барабан колонки управления. Поршневая полость гидроцилиндра соединяется с распределительной гидропанелью через отверстие в верхнем фланце гидроцилиндра и с гидробаком через отверстие в верхней головке. Соединение гидроцилиндра со штангой затвора осуществляется с помощью проушины 13 и муфты 14. Шток по всей длине хромируется.

Основные параметры вертикального гидроцилиндра с односторонним восприятием нагрузки приведены в табл. 2.1.

В состав гидропривода также входят: насосная установка; колонка управления, служащая для получения заданной последовательности срабатывания элементов гидропривода и указания положения затвора; распределительная гидропанель, обеспечивающая перераспределение потоков рабочей жидкости; гидропанель, предназначенная для защиты насосной установки от перегрузки; насос шестеренный, служащий для подпитки поршневой полости гидроцилиндра при опускании затвора;

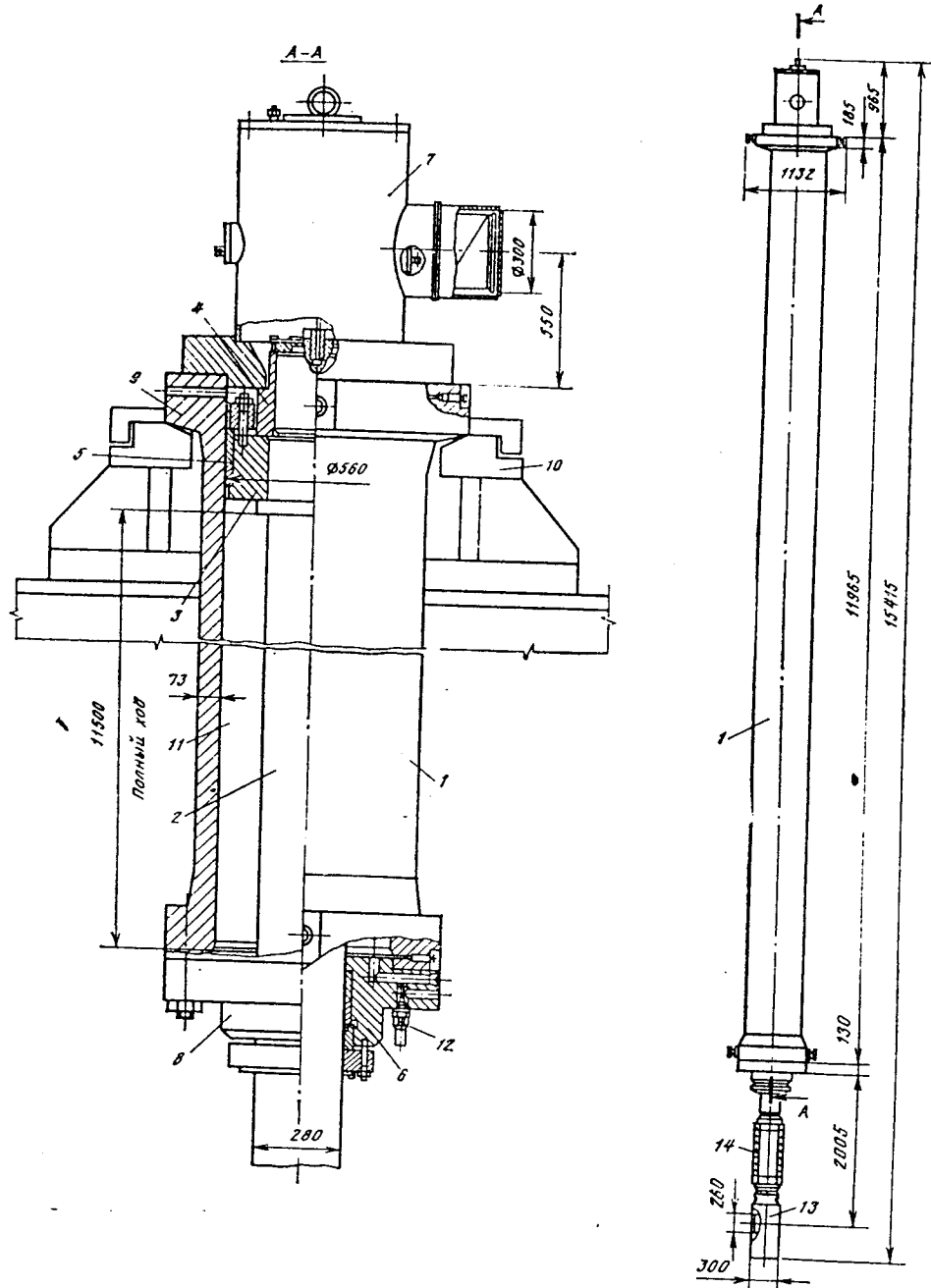


Рис. 2.6. Гидроцилиндр гидропривода 2000—5500—0—11,5

Таблица 2.1. Параметры вертикальных гидроцилиндров с односторонним восприятием нагрузки

Диаметр поршня, мм	Предельный ход поршня, м	Диаметр штока, мм	Номинальное давление в штоковой полости, МПа	Теоретическое тяговое усилие, МН	
320	7,5	125	10 16	0,68 1,09	
		140	20	1,3	
400	10,6	160	10	1,06	
			16	1,69	
			20 25	2,21 2,64	
450	14	180	20	3,34	
			200	2,55	
			220	3,87	
500	15	250	20	2,95	
			32	4,72	
560	15	250	20	3,94	
			25	4,92	
630	15	280	32	5,9	
			280	20	5
				32	8
710	15	320	32	7,4	
			250	20	6,95
				28	9,72
800	15	360	32	10,1	
			360	20	5,88
				32	9,4
800	15	400	32	12,5	
			20	7,54	
			32	12	

2.4. КОНСТРУКЦИИ РЕМОНТНЫХ ЗАТВОРОВ ОТСАСЫВАЮЩИХ ТРУБ И МЕХАНИЗМЫ ДЛЯ ИХ ОБСЛУЖИВАНИЯ

Затворы, устанавливаемые в пазы, получили наибольшее распространение. Они выполняются плоскими скользящими, ригельной конструкции. Обшивка располагается со стороны нижнего бьефа (с напорной стороны), контур уплотнений имеется со стороны верхнего бьефа. Для уплотнения применяется Р-образный резиновый элемент. Пролетное строение затвора снабжается боковыми и обратными упорами, выдвижными подхватями, в отдельных случаях байпасами, подвесом для сцепления с захватной балкой. В качестве опорно-ходовых частей применяют стальные ползья с запрессованным в них древесно-слоистым пластиком ДСП-Бт. Рабочий путь состоит из стальной плиты, заделанной в бетон, с приваренным к ней квадратом из нержавеющей стали с отшлифованной рабочей поверхностью.

На рис. 2.7 изображен затвор, устанавливаемый в прорезь диффузора отсасывающей трубы. Для предохранения прорези от засорения затвор выполнен с надстройкой, высота которой назначается равной толщине перекрытия отсасывающей трубы. Для уменьшения фильтрации воды через уплотнения затвора осуществляется прижатие контура уплотнений к закладным частям за счет прокатки колес на нижней кромке затвора по наклонным плоскостям. При расположении колес в пролете такой плоскостью является пол отсасывающей трубы, при недостаточном уклоне пола — стальные направляющие в пазах. Вертикальные части уплотняются за счет поворота затвора относительно колес в сторону верхнего бьефа, происходящего за счет несовпадения центра массы затвора с осью колес.

Вместо колес могут быть применены наклонные рычаги, шарнирно прикрепленные к нижней кромке затвора¹, создающие прижимающую уплотнения силу, примерно в 1,5 раза большую, чем при колесах.

В качестве механизмов для маневрирования затворами применяются мостовые, полужоковые и козловые краны, стационарные канатные механизмы (для малоагрегатных ГЭС), а при ограниченном габарите сооружения над отсасывающими трубами — подвесные тележки, передвигающиеся по монорейсам.

Плавающие затворы работают как стоечная конструкция. Нижней опорой затвора служит порог, верхней — перекрытие отсасывающей трубы. На рис. 2.8 показан за-

гидролинни, обеспечивающие подвод рабочей жидкости в узлы гидропривода и управление гидроприводом.

Гидроприводом выполняются операции: открытие байпаса, подъем и опускание затвора в спокойную воду, опускание затвора в текущую воду, удерживание затвора в поднятом положении.

¹ А. с. 791836 СССР. Затвор гидротехнических сооружений/Д. М. Савин. БИЛ. 1980. № 48.

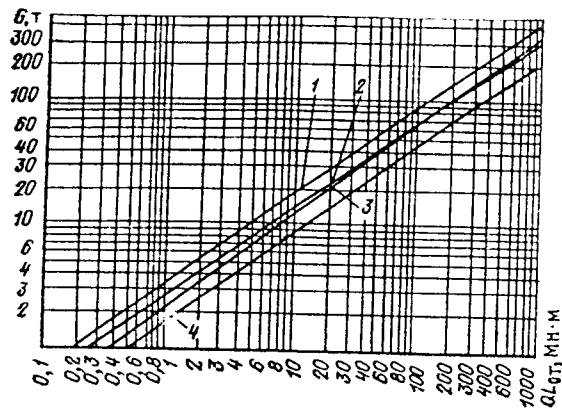


Рис. 2.9. График для определения веса G плоских поверхностных и глубинных затворов:
 1 — колесный поверхностный; 2 — скользящий поверхностный; 3 — колесный глубинный; 4 — скользящий глубинный; Q — нагрузка на затвор; Lot — процент отверстия в свету

струкции определяется по чертежам с добавлением 10—20% на неучтенные элементы, а на стадии рабочих чертежей — по спецификациям.

Определение усилий при маневрировании плоскими скользящими затворами под напором воды. Тяговое усилие при подъеме затвора в вертикальных пазах определяется по формулам

$$P_1 \geq m_1(G + B) + n_1(T_{\max} + T_{у. \max}) + \Gamma'_{\max} \quad (2.1)$$

$$P_1 \geq m_1(G + B) + n_1(T_{\max} + T_{у. \max}) - \Gamma'_{\min} \quad (2.2)$$

Проверка на посадку при опускании в вертикальных пазах производится по формуле

$$P_2 \geq n_1(T_{\max} + T_{у. \max}) + \Gamma'_{\max} - m_2(G + B) \quad (2.3)$$

Таблица 2.2. Коэффициенты трения пластика ДСП-Бгт по рельсу из нержавеющей стали

Удельная нагрузка на ползу, кН/м	Коэффициент трения	
	покоя максимальный, f_y	движения минимальный, $f_{д.у}$
До 500	0,3	0,065
501—1000	0,26	0,055
1001—1500	0,23	0,045
1501—2000	0,19	0,045
2001—2500	0,18	0,04
Более 2500	0,17	0,04

Примечание. При работе опор скользящих в водной среде с содержанием наносов более 1,2 кг/м³ (например, реки Средней Азии Нарын, Вахш и др.) коэффициент трения покоя максимальный принимается равным 1,3; коэффициент трения движения максимальный 1,3.

или

$$P_2 \geq n_1(T_{\max} + T_{у. \max}) - \Gamma'_{\min} - m_2(G + B) \quad (2.4)$$

Проверка на удержание при опускании производится по формуле

$$P_3 \geq m_1(G + B) - n_2(T_{\min} + T_{у. \min}) + \Gamma'_{\max} \quad (2.5)$$

или

$$P_3 \geq m_1(G + B) - n_2(T_{\min} + T_{у. \min}) - \Gamma'_{\min} \quad (2.6)$$

где $m_1 = 1,1$ — коэффициент перегрузки; G — вес затвора, кН; B — вес балласта, кН; $n_1 = 1,2$; $n_2 = 1$ — коэффициенты перегрузки; T — сила трения в опорно-ходовых частях, кН; $T_{\max} = f \Gamma'_{\max}$; $T_{\min} = f_{д.у} \Gamma'_{\min}$; f — максимальный коэффициент трения покоя опорного полоза затвора по

Таблица 2.3. Коэффициенты трения стали и дерева по стали

Материал	Коэффициенты трения	
	покоя максимальный, f_y	движения минимальный, $f_{д.у}$
Сталь по стали	0,5	0,15
Дерево по стали вдоль волокон	0,45	0,2
Дерево по стали поперек волокон	0,55	0,2

Таблица 2.4. Коэффициенты трения резиновых уплотнений по нержавеющей стали

Материал	Коэффициенты трения	
	покоя максимальный, f_y	движения минимальный, $f_{д.у}$
Резина по нержавеющей стали при твердости резины по Шору:		
85 ед.	0,7	0,1
70 ед.	0,8	0,1
55 ед.	0,9	0,1

рельсу; $f_{д.у}$ — минимальный коэффициент трения движения опорного полоза по рельсу (расчетные значения коэффициентов трения древеснослоистого пластика ДСП-Бгт по рельсу из нержавеющей стали

для вычисления сил трения в опорно-ходовых частях приведены в табл. 2.2, прочих материалов — в табл. 2.3); Γ'_{\max} ; Γ'_{\min} — гидравлические нагрузки, нормальные к направлению движения (передающиеся на опорно-ходовые части затвора), кН; Γ'_{\max} ; Γ'_{\min} — гидравлические нагрузки, параллельные направлению движения, кН (совпадают с направлением движения или могут быть направлены в противоположную сторону); T_y — сила трения в уплотнениях, кН; $T_{у. \max} = P_y f_y$; $T_{у. \min} = P_y f_{д.у}$; P_y — давление воды на уплотнение, кН; f_y — максимальный коэффициент трения покоя уплотнения по закладной части; $f_{д.у}$ — минимальный коэффициент трения движения уплотнения по закладной части; $m_2 = 0,9$ — коэффициент перегрузки при определении минимальных расчетных значений.

Расчетные значения коэффициентов трения резиновых уплотнений по нержавеющей стали (закладным частям) приведены в табл. 2.4.

Глава 3

ПРЕДУРБИННЫЕ ЗАТВОРЫ

3.1. НАЗНАЧЕНИЕ И ТИПЫ ЗАТВОРОВ

Предтурбинные затворы на турбинных водоводах устанавливаются для выполнения следующих функций:

прекращения доступа воды к гидротурбине при нормальных условиях эксплуатации, а также для проведения ревизий и ремонта ее узлов; закрытие затвора при этом происходит в практически неподвижной воде (при закрытом направляющем аппарате) и осуществляется автоматически в общем цикле пуска и остановки гидроагрегата или вручную с местного поста управления;

прекращения доступа воды к гидротурбине или в турбинный водовод в аварийных случаях (при разгоне турбины и выходе из строя направляющего аппарата, разрыве турбинного водовода или падения давления масла в котле МНУ ниже допустимого); закрытие затвора при этом производится в потоке воды автоматически от импульса соответствующих устройств;

прекращения доступа воды к гидроагрегату ГАЭС при необходимости изменения направления вращения ротора в процессе перевода из одного режима в другой.

При напорной деривации перед турбинным водоводом могут устанавливаться два затвора: аварийно-ремонтный, обычно дисковый, и перед ним ремонтный затвор плоский или дисковый. Если через один водовод подается вода для нескольких

турбин, то на каждом ответвлении ставят затвор. Необходимость установки такого затвора определяется требованием продолжения работы остальных турбин при отключении одной турбины. При индивидуальном водоводе гидротурбины согласно [2] предтурбинный затвор ставится при напорах больше 300 м для предохранения направляющего аппарата от щелевой кавитации и чрезмерных протечек, а также при напорах от 200 до 300 м при числе часов использования агрегата менее 3000 в год.

Предтурбинный затвор в аварийных ситуациях позволяет быстрее прекратить подачу воды к турбине, чем затвор, установленный в начале водовода. Кроме того, он позволяет проводить ремонт турбины без опорожнения водовода.

Предтурбинные затворы подразделяются на две группы: шаровые и дисковые. Затворы маркируют тремя индексами, которые обозначают группу затвора, размер проходного сечения в сантиметрах, статический максимальный напор в метрах водяного столба.

Группу затворов обозначают двумя прописными буквами: ЗШ — затвор шаровой; ЗД — затвор дисковый; ЗК — затвор кольцевой и одной или двумя строчными буквами, обозначающими тип клапана или диска: с — плоскоскошенный тип клапана или диска; б — билпанный диск; бс — билпанный симметричный диск; пр — проточный плоскоскошенный диск; т — тарельчатый клапан; кр —

Таблица 3.1. Схема и характеристика шарового затвора

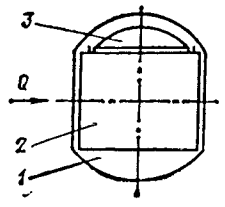
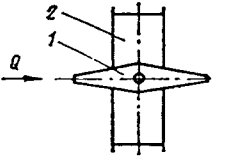
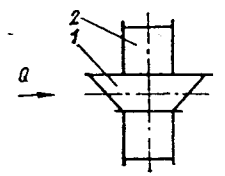
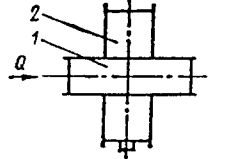
Тип и схема затвора	Характеристика затвора	Параметры применения	
		Напор статический, м	Диаметр проходного сечения, мм
<p>Затвор шаровой с тарельчатым клапаном типа ЗШТ</p> 	<p>Корпус затвора 1 имеет сферическую поверхность, ротор 2 выполнен в виде трубы диаметром, равным диаметру турбинного водовода в зоне затвора. В открытом положении затвора ротор является продолжением водовода и не оказывает дополнительного сопротивления потоку. Клапан 3 выполнен в виде сферической тарелки. Перекрытие потока осуществляется поворотом ротора на 90° и прижатием клапана к выходной кромке корпуса затвора. Передвижение клапана в роторе осуществляется автоматически от давления воды турбинного водовода</p> <p>Затвор имеет оперативное уплотнение на выходе и ремонтное на входе</p> <p>Уровень протечек через оперативное уплотнение составляет 0,005 л/с на 1 м длины уплотнения</p>	<p>170; 230; 310; 400; 500; 600; 710; 800; и выше</p>	<p>800; 900; 1000; 1250; 1400; 1600; 1800; 2000; 2240; 2500; 2800; 3150; 3550; 4000; 4500</p>

Таблица 3.2. Схемы и характеристики дисковых затворов

Тип и схема затвора	Характеристика затвора	Параметры применения	
		Напор статический, м	Диаметр проходного сечения, мм
<p>Затвор дисковый с плоскоскошенным диском ЗДс</p> 	<p>Ротор затвора 1 выполняется в виде диска плоскоскошенной формы, корпус 2 представляет собой цилиндр с фланцами. Перекрытие потока осуществляется поворотом диска на 90°. Уплотнение затвора производится различными по конструкции резиновыми уплотнителями, которые могут располагаться как в корпусе затвора, так и на диске. Уровень протечек через уплотнение не более 0,2 л на 1 м уплотнения</p>	<p>45; 75; 115; 170</p>	<p>1600; 1800; 2000; 2240; 2500; 2800; 3150; 3550; 4000; 4500; 5000; 5600; 6300; 7100; 7600</p>
<p>Затвор дисковый бипланный типа ЗДб</p> 	<p>Диск затвора 1 состоит из двух пластин, связанных ребрами и образующих решетку-ферму, свободную для прохода потока, корпус 2 — цилиндр с фланцами. Одна из пластин, равная диаметру затвора, перекрывает поток и несет уплотнение, вторая срезана по краям для уменьшения гидравлического сопротивления. Уплотнение затвора по всей периферии диска. Уровень протечек через уплотнение не более 0,1 л/с на 1 м уплотнения</p>	<p>45; 75; 115; 170</p>	<p>2800; 3150; 3550; 4000; 4500; 5000</p>

Тип и схема затвора	Характеристика затвора	Параметры применения	
		Напор статический, м	Диаметр проходного сечения, мм
<p>Затвор дисковый бипланный симметричного типа ЗДбс</p> 	<p>Диск затвора 1 состоит из двух пластин, равных диаметру затвора, связанных ребрами. Пластины и ребра образуют каналы, свободные для прохода потока. Обе пластины имеют уплотнения. Корпус 2 — цилиндр с ребрами. Для уменьшения протечек в полости между уплотнениями предусматривается дренаж. Уровень протечек через уплотнение при открытом дренаже не более 0,05 л/с на 1 м уплотнения</p>	<p>115; 170; 230</p>	<p>2800; 3150; 3550; 4000; 4500; 5000</p>

кольцевой клапан на роторе; кк — кольцевой клапан в корпусе затвора. Размер диаметра проходного сечения затвора в сантиметрах вписывается после индекса группы затворов. Напор статический максимальный в метрах водяного столба вписывается после дефиса за размером затвора.

Пример условного обозначения затвора: Зшт300-500 (затвор шаровой с тарельчатым клапаном с размером проходного сечения 300 см на напор максимальный статический 500 м).

Шаровые затворы отличаются конструкцией корпуса, ротора, запорных органов (рабочего и ремонтного уплотнений) или приводом затвора (см. § 3.3). Шаровые затворы применяют обычно на статические напоры свыше 200 м и устанавливают перед спиральной камерой турбины, насос-турбины высоконапорных ГЭС, ГАЭС. Схемы, параметры применения шаровых затворов приведены в табл. 3.1.

Дисковые затворы отличаются (см. § 3.2) формой диска, конструкцией уплотнения, расположением оси поворота (вертикальное или горизонтальное). Дисковые затворы с плоскоскошенным диском или с бипланным диском однорядного уплотнения применяют на статические напоры до 170 м, с симметричным бипланным диском двухрядного уплотнения — на статические напоры до 230 м.

Характеристики дисковых затворов приведены в табл. 3.2.

Технические требования к затворам. Гидравлические затворы, как орган аварийной и ремонтной защиты гидроагрегата (турбинного водовода), т. е. очень дорогостоящих конструкций, должны обладать высокой степенью надежности и достаточной плотностью при закрытом положении, чтобы гарантировать безаварийную работу гидроагрегатов, а также обеспечивать возможность производства ремонтных работ,

ревизий на турбинах, турбинных водоводах и в то же время создавать (в открытом положении) наименьшее гидравлическое сопротивление потоку воды.

Затворы должны закрываться при скоростях воды, имеющих место в аварийных случаях (разрыв турбинного водовода, разгон гидроагрегата).

Максимальное время аварийного закрытия оперативного затвора устанавливается в пределах 30—120 с, минимальное — определяется по допустимому значению гидравлического удара в турбинном водоводе.

Время закрытия и открытия затворов, имеющих только ремонтное назначение, маневрирование которыми производится в условиях уравновешенного давления воды, определяется эксплуатационными требованиями и составляет 120—300 с.

Наиболее широкое применение получили дисковые и шаровые затворы различных модификаций.

3.2. КОНСТРУКЦИИ ДИСКОВЫХ ЗАТВОРОВ

Дисковые затворы с плоскоскошенным диском. Дисковые затворы с плоскоскошенным диском показаны на рис. 3.1. Параметры и размеры затворов приведены в табл. 3.3 и 3.4.

Дисковые затворы состоят из корпуса 1, диска 2, узла уплотнения 3, подшипников 4, рычагов 5, сервомоторов 6, фундаментных болтов 7, стопорного устройства 8.

Корпус затвора выполняется литым, сварно-литым или сварным. Затворы диаметром 2600 мм и более имеют разъемный корпус (из двух или более частей). Корпус имеет лапы для установки на фундамент, фланцы для соединения с турбинным водоводом и спиральной камерой турбины,

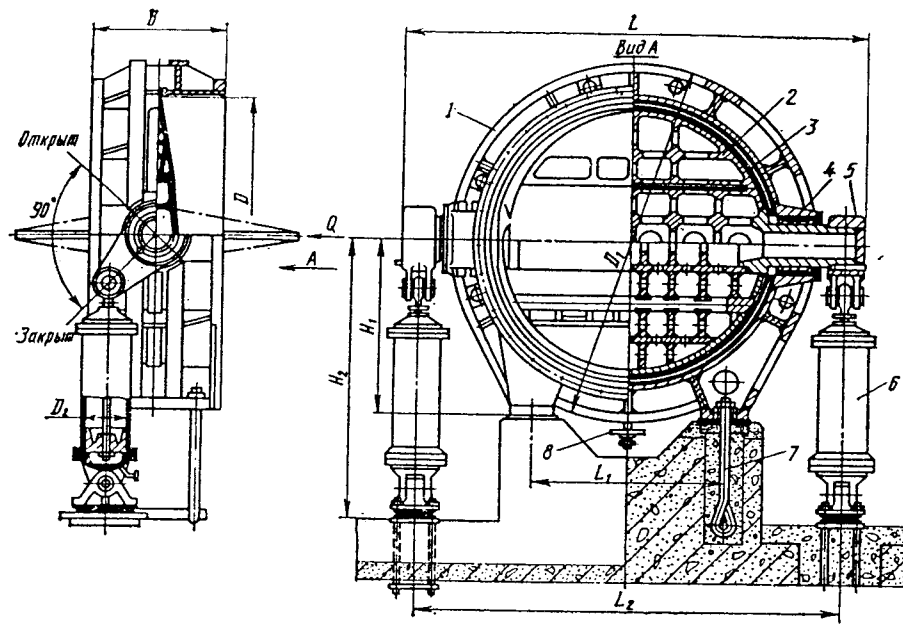


Рис. 3.1. Затвор дисковый с плоскоскошенным диском типа ЗДс

втулки для установки подшипников, патрубки для подсоединения байпаса и клапанов. Диск затвора литой, сварной или сварно-литой конструкции, имеет плоскоскошенную форму, благодаря чему потери напора в открытом положении затвора могут быть сведены к минимуму. Диски затворов диаметром 4 м и более делаются разъемными из трех частей: центральной и двух боковых из условия транспортировки и технологии производства. Чаффы диска могут быть выполнены в виде

сплошного вала, на который насаживается диск и который фиксируется на валу штифтами, либо сварными с корпусом диска, либо отлитыми заодно целое с диском. На рис. 3.1 показаны варианты сварных и цельнолитых чаффов. Периферийная часть диска выполняется из нержавеющей стали во избежание коррозионного и кавитационного износа.

Конструкция подшипника с уплотнением, вынесенным за ось поворота диска, показана на рис. 3.2. Подшипник состоит

Т а б л и ц а 3.3. Параметры дисковых затворов с плоскоскошенным диском

Тип затвора	Диаметр затвора, мм	Напор статический, м	Расход расчетный, м ³ /с	Диаметр сервомотора, мм	Число сервомоторов	Время закрытия-открытия, с	Масса затвора, т
ЗДс120-25 *	1200	25	1,8	—	—	60	2,7
ЗДс130-120	1300	120	13	350	1	45	4,4
ЗДс160-115	1600	115	7	400	1	120	5,7
ЗДс220-75	2200	75	10	350	1	180	12,2
ЗДс240-60	2400	60	32	350	2	180	17,1
ЗДс260-120	2600	120	29	600	1	90	20,5
ЗДс320-80	3200	80	82	500	2	120	33
ЗДс360-46	3600	46	58	400	2	120	18,2
ЗДс550-75	5500	75	144	600	2	180	82
ЗДс600-120	6000	120	180	800	2	120	135

* С электроприводом.

Т а б л и ц а 3.4. Основные размеры дисковых затворов с плоскоскошенным диском, мм

Тип затвора	D ₁	H ₁	H	L	L ₁	L ₂	H
ЗДс120-25	1375	—	—	2270	—	1200	500
ЗДс130-120	1650	650	1800	2250	1450	1200	900
ЗДс160-115	1915	800	1920	2815	1720	1425	900
ЗДс220-75	2530	1000	1795	3650	2350	1800	1100
ЗДс240-60	2730	1100	2555	4135	2470	2065	1200
ЗДс320-80	3740	1400	2870	5370	3500	2500	1500
ЗДс360-46	4180	1555	—	4860	3300	3300	1000
ЗДс550-75	6500	3000	3565	7800	4000	3675	1800
ЗДс600-120	7000	2800	3800	8380	6000	4410	2000

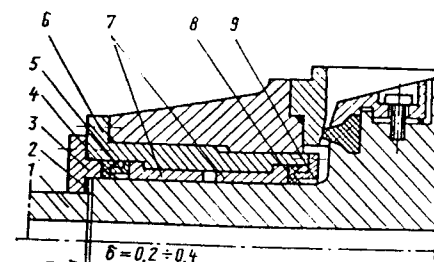


Рис. 3.2. Подшипник цаффы дискового затвора

из бронзовой, смазываемой густой смазкой втулки 7, запрессованной в корпус 6. В настоящее время разработана и внедряется конструкция самосмазывающихся втулок из слоистого пластика типа СП-ПФ, состоящего из антифрикционного слоя — полиамида-фторопласта (ПФ) и армирующего слоя — стеклопластика (СП).

Зона цаффы 1, сопрягаемая с втулкой 7, облицовывается слоем нержавеющей стали. Подшипник изолируется от попадания в него воды на входе резиновой манжеты 8 и на выходе такой же манжетой 4. Манжеты расширяются кольцами 9 и 5. Для ограничения передвижения ротора (диска) вдоль оси подшипников на крышке 3 устанавливается дистанционное кольцо 2 с зазором 0,2—0,4 мм.

Дисковые затворы уплотняются резиновыми профильными шнурами.

Поворот диска производится сервомоторами 6 (рис. 3.1) через рычаг 5. Диск

стопорится в закрытом и открытом положении или только в закрытом положении в зависимости от схемы управления и конструкции затвора. При работе схемы управления от давления масла МНУ стопорение диска производится только в закрытом положении затвора для обеспечения безопасности производства ремонтных работ в спиральной камере гидротурбин без осушения турбинного водовода. При работе схемы управления от масляного агрегата стопорение диска производится как в закрытом, так и в открытом положении затвора. При закрытии затвора грузовым приводом стопорение диска производится только в открытом положении затвора.

Дисковые затворы с билансным (решетчатым) диском. В настоящее время широкое применение находят так называемые (по их первичной разработке и применению) билансные или решетчатые дисковые затворы. Название произошло от формы диска, представляющего собой пространствен-

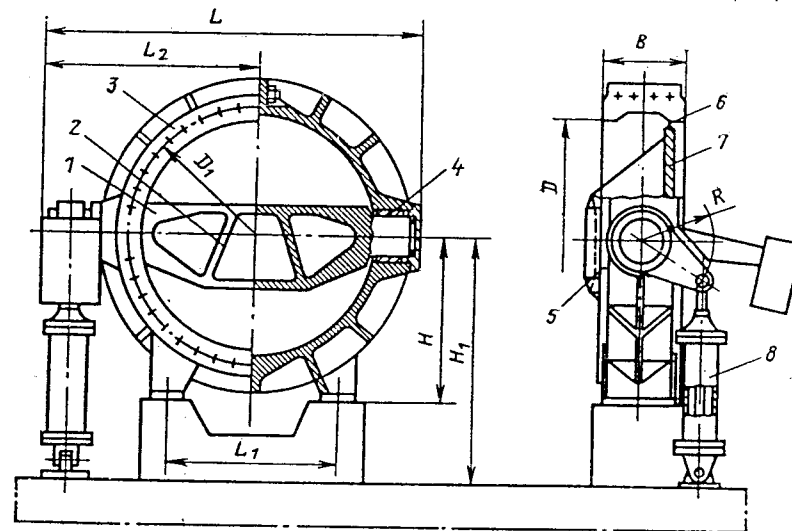


Рис. 3.3. Затвор дисковый с билансным диском типа ЗДб

Т а б л и ц а 3.5. Параметры проточных дисковых бипланных затворов

Тип затвора	Диаметр затвора, мм	Напор статический, м	Расход расчетный, м ³ /с	Диаметр сервомотора, мм	Число сервомоторов	Время закрытия-открытия, с	Масса затвора, т
ЗДбс260-115	2600	115	32	500	2	120	25
ЗДбс400-230	4000	230	140	900	2	120	140
ЗДбс450-126 *	4500	125	133	—	1	120	105
ЗДпс760-75	7600	75	309	900	2	120	195

* С грузовым приводом.

ную решетку в виде двух пластин, соединенных ребрами.

Проточные дисковые бипланные затворы показаны на рис. 3.3 и 3.4, параметры и размеры, освоенные производством, приведены в табл. 3.5 и 3.6.

Эти затворы можно разделить на две группы: с одной силовой пластиной и одним рядом уплотнений (рис. 3.3), применяются на напоры до 170 м, обозначаются ЗДб; с двумя силовыми пластинами и двумя рядами уплотнений (рис. 3.4), применяются на напоры до 230 м, обозначаются ЗДбс.

Затворы первой группы обладают меньшим гидравлическим сопротивлением. Коэффициент гидравлического сопротивления затворов первой группы в пределах 0,06—0,09, второй группы в пределах 0,09—0,12.

Затворы второй группы имеют преимущество, заключающееся в герметичности

закрытого затвора, так как их конструкция предусматривает наличие второго (резервного) уплотнения и дренажа между уплотнениями. При включении обоих рядов уплотнения и открытом дренаже протечки через затвор второй группы в 2—3 раза меньше, чем через затвор первой группы. При выборе типа затвора учитываются оба фактора.

При расчете бипланного затвора необходимо учитывать, что на диск бипланной формы действует гидравлический момент, увеличенный в 1,5—2 раза по сравнению с диском плоскоскошенной формы. Это объясняется тем, что поток, проходя через диск бипланной формы, действует на две пластины, а через диск плоскоскошенной формы — на одну пластину.

Дисковые затворы типов ЗДб и ЗДбс (рис. 3.3 и 3.4) состоят из диска 1, ребер 2 между пластинами 5 и 7, корпуса 3, подшипников 4, рабочего уплотне-

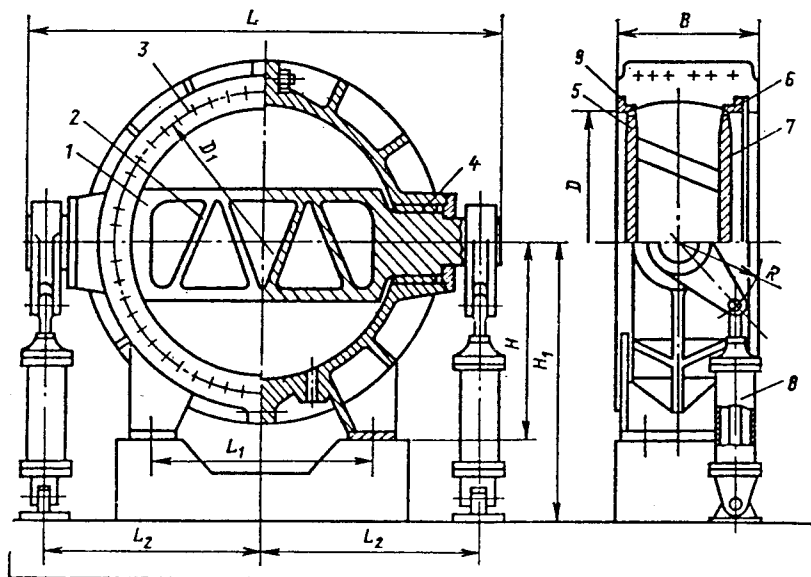


Рис. 3.4. Затвор дисковый с бипланным диском типа ЗДбс

Т а б л и ц а 3.6. Основные размеры проточных дисковых бипланных затворов, мм

Тип затвора	D_1	H	L	L_1	L_2	B	R
ЗДбс260-115	2 870	1 500	4 340	2 000	1 950	1 400	700
ЗДбс400-230	4 400	2 700	7 400	3 400	3 300	1 750	1 300
ЗДбс450-125	4 770	2 700	6 935	3 400	3 360	1 400	1 300
ЗДпс760-75	7 900	4 250	10 500	6 500	4 850	1 800	1 200

ния 6, сервомотора 8, резервного уплотнения 9 (для ЗДбс). Конструкция корпуса затвора, подшипников, рычагов, сервомоторов, уплотнений подобна конструкциям одноименных узлов затвора с плоскоскошенным диском.

Исследования проточных дисковых бипланных затворов показали следующее:

гидравлические потери в бипланном затворе составляют 70—80 % потерь в дисковых затворах с плоскоскошенным диском; проточные затворы оказывают меньшее возмущающее воздействие на стационарность потока за затвором; возможность уплотнения затвора по всей периферии диска; равносторонние затворы (выполнены по принципу постоянной скорости в турбинном водоводе и затворе) и обычные затворы (имеют один и тот же диаметр с турбинным водоводом) имеют одно значение коэффициента гидравлического сопротивления; коэффициент гидравлического сопротивления в режиме обратного потока (ГАЭС, насосные станции) на 5—10 % больше, чем при прямом потоке; ко-

эффициент гидравлического сопротивления проточного затвора с обтекателями цапф на 10 % меньше коэффициента сопротивления затвора без обтекателей.

Минимальный размер проточных затворов ограничивается технологией сварки вертикальных ребер к двум параллельным плитам.

Максимальный размер затворов ограничивается производственным оборудованием, возникающими при транспортировке проблемами деления диска на части, его жесткости и гидродинамическими условиями работы диска.

3.3. КОНСТРУКЦИИ ШАРОВЫХ ЗАТВОРОВ

Шаровые затворы с тарельчатым клапаном типа ЗШт показаны на рис. 3.5, их размеры и параметры приведены в табл. 3.7 и 3.8.

Шаровой затвор состоит из корпуса 1, ротора с цапфами 2, клапана рабочего

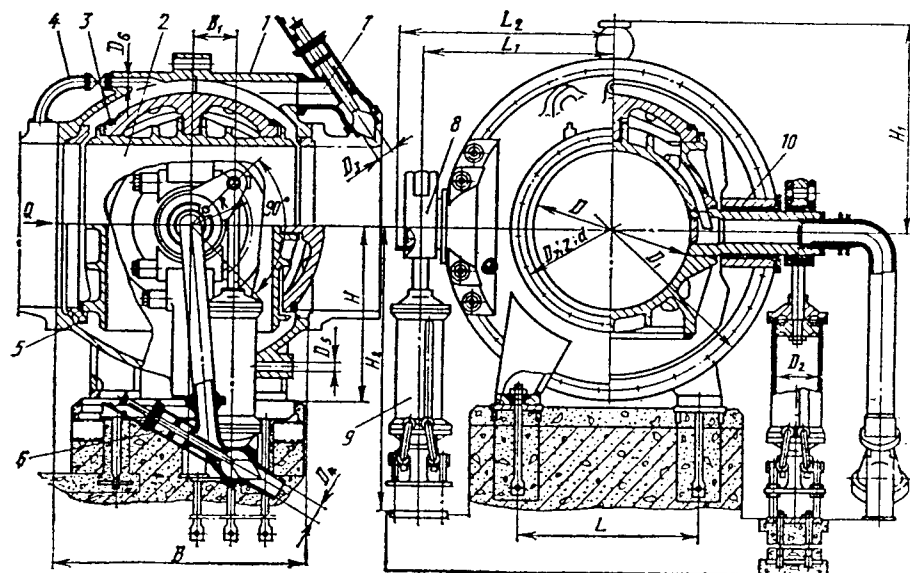


Рис. 3.5. Затвор шаровой типа ЗШт

Таблица 3.7. Параметры шаровых затворов с тарельчатым клапаном

Тип затвора	Диам тр затвора, мм	Диамор, мм	Расход расчетный, м³/с	Диаметр сервомотора, мм²	Число сервомоторов	Время закрытия-открытия, с	Масса затвора, т
ЗШТ130-950	1300	950	—	400	2	60	43
ЗШТ180-375	1800	375	41	500	2	120	64
ЗШТ260-280	2600	280	71	600	2	120	128
ЗШТ300-550	3000	550	90	800	2	120	270
ЗШТ420-400	4200	400	150	1 00	2	120	570

уплотнения со сменным кольцом 3, обводного трубопровода разгрузки ремонтного уплотнения 4, узла ремонтного уплотнения 5, гидроклапана 6, байпаса 7, рычагов 8, сервомоторов 9 и подшипников скольжения 10.

Корпус затвора выполняется, как правило, литым и имеет вертикальный или горизонтальный разъем. Затворы диаметром свыше 3 м имеют разъем корпуса в двух взаимно перпендикулярных плоскостях из условий технологии сборки и транспортировки. На нижней части корпуса выполняются четыре лапы для установки затвора на фундамент. В корпусе выполняются расточки под подшипник по оси вращения ротора, с входной стороны — под подвижное кольцо ремонтного уплотнения, с выходной стороны — для установки седла (кольца) рабочего уплотнения. На корпусе выполняются три прилива с отверстиями: один с входной стороны вверх (для присоединения обвода разгрузки ремонтного уплотнения); два с выходной стороны (вверху — для присоединения байпаса, внизу — для выпуска воды из корпуса затвора).

Ротор затвора состоит из корпуса и цапф. Корпус ротора может быть литым или сварным. Цапфы (кованые) крепятся к корпусу ротора с помощью резьбовых шпилек (на затворах диаметром более 2 м) или сварки (на затворах диаметром менее 2 м). На корпусе ротора выполняются две расточки: вверху — для установки клапана рабочего уплотнения, внизу — для крепления уплотнительного кольца ремонтного уплотнения. Ротор затвора диаметром более 3 м выполняется разъем-

ным по условиям транспортировки. Разъем выполняется в горизонтальной плоскости, части ротора соединяются между собой резьбовым крепежом.

Цапфы ротора на участке сопряжения с подшипником облицовываются листами из нержавеющей стали. На наружные концы цапф насаживаются рычаги 8, закрепляемые цилиндрическими шпонками. Поворот ротора осуществляется сервомоторами 9, которые соединяются с рычагами пальцами.

Рабочее уплотнение состоит из тарельчатого клапана 3 и уплотнительного кольца (седла). На клапане располагается сменное кольцо из нержавеющей стали. Клапан располагается в цилиндрической расточке верхнего прилива ротора.

Ремонтное уплотнение 5 состоит из подвижного и неподвижного колец и винтового механизма передвижения кольца. Подвижное кольцо перемещается в расточке входного фланца корпуса затвора в осевом направлении при вращении винтового механизма до упора в кольцо на роторе и тем самым создается необходимое уплотнение.

Зазор в месте сопряжения подвижного кольца с корпусом затвора уплотняется резиновым шнуром. При закрытом ремонтном уплотнении к подвижному кольцу приложено усилие от давления воды, препятствующее его отжатию. Поэтому для перемещения кольца в направлении открытия уплотнения предусматривается обводной трубопровод 4 для гидравлической разгрузки ремонтного уплотнения. Шаровые затворы с ремонтным уплотнением устанавливаются, как правило, перед агре-

гатами, которые располагаются на двухвинтовом коллекторе турбинного водовода. В этом случае при смене рабочего уплотнения под защитой ремонтного уплотнения возможна остановка одного агрегата при работающих остальных агрегатах, питающихся от того же коллектора турбинного водовода. В других случаях необходимость установки ремонтного уплотнения решается при проектировании затвора.

В закрытом положении затвора клапан рабочего уплотнения прижимается к седлу давлением воды, подаваемой через щелевой зазор в полость между ротором и клапаном. При открытии затвора вода из подклапанной полости сливается через канал в роторе и специальной сливной магистрали, управляемой гидроклапаном 6.

Для выравнивания давления воды с обеих сторон ротора перед открытием затвора устанавливается байпас.

Подшипники 10 шаровых затворов подобны по конструкции подшипникам дисковых затворов. Разъемы между корпусом подшипника и корпусом затвора уплотняются резиновыми шнурами.

3.4. УСТАНОВКА ЗАТВОРОВ НА ТУРБИННОМ ВОДОВОДЕ

Месторасположение затворов на турбинных водоводах определяется требованиями надежности эксплуатации гидротурбин и турбинного водовода в условиях их нормальной работы и аварийной ситуации, а также экономическими факторами компоновки здания ГЭС и гидроузла в целом.

Минимальное расстояние затвора до гидротурбины обуславливается длиной зоны нарушения поля скоростей ротором (диском) затвора и характером влияния этой зоны на стационарность потока в спиральной камере гидротурбины, водоводе. Длина этой зоны для дисковых затворов равна примерно двум диаметрам проходного сечения затвора, для шаровых затворов такой зоны нет, для остальных типов затворов зона нарушения стационарности потока устанавливается при испытании модели.

Оптимальный вариант места установки затвора перед турбиной достигается расчетом экономической эффективности капитальных затрат на строительство помеще-

тым клапаном, мм

R	d	B	B ₁	B ₂	z
650	M64	2445	460	1420	36
650	M80	2700	460	1400	36
1000	—	3540	705	1760	—
1200	M100	4140	850	2070	40
1650	M140	5600	1165	2800	56

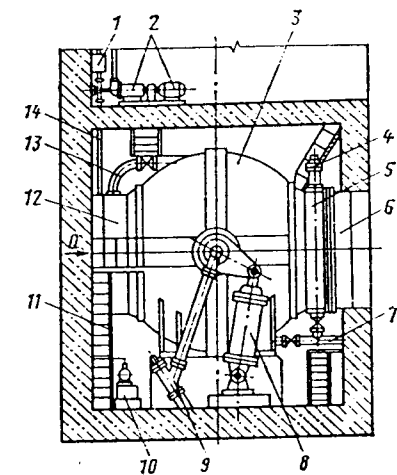


Рис. 3.6. Установка шарового затвора перед спиральной камерой гидротурбины

ния затворов и снижения КПД турбины от установки затвора перед спиральной камерой.

На рис. 3.6 показана установка шарового затвора перед спиральной камерой турбины и приведен примерный перечень оборудования, соответствующий схеме управления затвором от давления масла МНУ.

Затвор 3 расположен в здании ГЭС и примыкает через выходной патрубок 6 с компенсатором 5 к входному патрубку спиральной камеры турбины. К трубопроводу затвор присоединяется через входной патрубок 12. Затвор оборудуется сервомотором 8, гидроклапаном 9 отвода воды из подклапанной полости рабочего уплотнения, обводным трубопроводом 13 для разгрузки ремонтного уплотнения. Трубопровод 7 предназначен для опорожнения затвора при ремонте.

Перед открытием затвора давление перед затвором и за ним выравнивается через клапан рабочего уплотнения затвора, воздух из спиральной камеры выпускается через воздушный клапан 4. Для обслуживания механизмов затвора предусматриваются площадки и лестницы 11. Закрытие и открытие затвора осуществляется подачей масла под давлением от МНУ гидротурбины или автономной МНУ затвора 2. Трубопроводы 14 связывают МНУ с сервомотором 8 и колонкой управления 1. Протечки масла от механизмов управления и сервомотора перекачиваются в бак МНУ лекажным агрегатом 10.

Монтаж и обслуживание затвора ведется краном машинного зала ГЭС, для чего над затвором предусматриваются необходимые проемы, либо автономным краном в помещении затворов. Для отвода

Таблица 3.8. Основные размеры шаровых затворов с тарельча

Тип затвора	D ₁	D ₂	D ₄	D ₅	D ₆	D ₇	H	H ₁	H ₂	L	L ₁	L ₂
ЗШТ130-950	2780	100	100	100	40	1670	1540	—	2500	1200	1615	1760
ЗШТ180-375	3700	200	200	100	80	2100	2200	2230	2655	2000	2100	2300
ЗШТ260-280	—	200	200	150	150	2950	2300	—	—	2500	2675	2975
ЗШТ300-550	5220	200	200	150	150	3490	2700	3125	4880	3240	3500	3870
ЗШТ420-400	7750	180	180	300	200	4700	3900	4165	6340	4000	4500	—

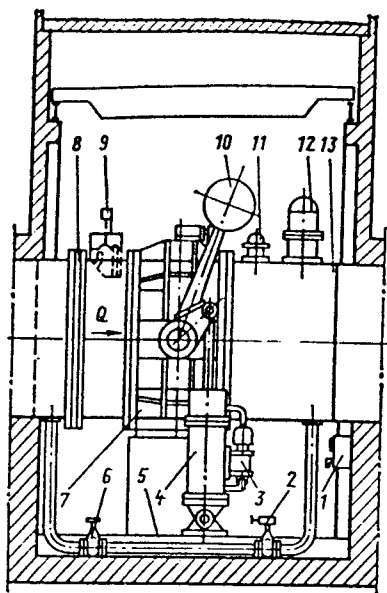


Рис. 3.7. Установка дискового затвора на головном сооружении деривационной ГЭС

воды через гидроклапан 9 уплотнения предусматривается закладной трубопровод.

На рис. 3.7 показаны установка дискового затвора 7 в начале турбинного трубопровода деривационной ГЭС и примерный состав оборудования, соответствующий схеме управления закрытием затвора грузовым приводом 10 и открытием — подачей давления масла от маслонасосного агрегата 3 в сервомотор 4.

Затвор располагается в специальном помещении перед анкерной опорой турбинного водовода, на которую передается осевое усилие, возникающее от давления воды на закрытый затвор.

С турбинным водоводом затвор соединяется со стороны верхнего бьефа через входной патрубок с компенсатором 8, с другой стороны — через выходной патрубок 13.

Затвор комплектуется байпасом 5 для заполнения водой нижележащего участка водовода перед открытием затвора. Байпас управляется задвижкой 2 с электроприводом: ручная задвижка 6 имеет ремонтное назначение. При заполнении водовода водой через байпас воздух из него выпускается через клапан 11.

Автоматическое аварийное закрытие затвора при разрыве турбинного водовода осуществляется от импульса датчика 9 типа дифференциального реле. Срыв вакуума при аварийном закрытии затвора в потоке производится клапаном 12. Руч-

ное управление затвором производится от колонки управления 1. На механизмах управления предусматривается сигнализация крайних положений ротора и байпаса. В помещении затвора предусматриваются соответствующие грузоподъемные средства (мостовой кран или кран-балка) для монтажа и эксплуатации затвора. Затвор крепится к фундаменту болтами таким образом, чтобы была свобода перемещения в осевом направлении с целью разгрузки фундаментных болтов от осевого давления воды на закрытый затвор. Эти силы воспринимаются трубопроводом или бетонным массивом здания ГЭС или анкерной опорой.

3.5. КОМПЕНСАТОРЫ, ВОЗДУШНЫЕ КЛАПАНЫ, БАЙПАСЫ

Компенсаторы предназначены для устранения напряжений в турбинном водоводе и корпусе затвора от удлинения или укорачивания водовода, обусловленных суточным или сезонным перепадом температуры, осевыми нагрузками на затвор от давления воды, а также для возможности монтажа и демонтажа затвора и секций водовода.

Компенсатор устанавливается перед или за затвором в зависимости от расположения анкерных опор и соединяется с затвором или спиральной камерой турбины через входной или выходной патрубок.

Компенсатор затвора (рис. 3.8) состоит из корпуса 1, входного (выходного) патрубка 6 и уплотняется резиновым шнуром 3 круглого сечения. Этот шнур прижимается к дистанционному кольцу 5 нажимным кольцом 4 и резьбовыми шпильками 2. Корпус компенсатора имеет осевую свободу передвижения относительно патрубка 6. Свободный ход компенсатора равен 20—40 мм.

Компенсатор турбинного водовода (рис. 3.9) уплотняется, как правило, сальниковой набивкой или резиновыми шнурами квадратного сечения. В процессе монтажа и эксплуатации набивка 4 из четырех—шести колец подтягивается резьбовыми шпильками 1 через нажимное кольцо (буксу) 2 для устранения зазоров и протечек

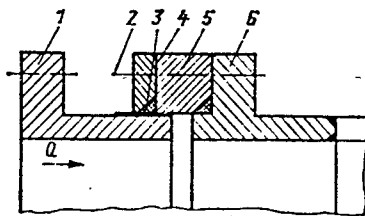


Рис. 3.8. Компенсатор затвора

воды. Корпус компенсатора 3 может быть сварным или литым в зависимости от диаметра турбинного водовода и действующего напора. Компенсатор соединяется сваркой с водоводом через соединительное звено 5 и корпус 3.

Компенсатор этого типа имеет свободный ход 150—200 мм и позволяет устранять неточности монтажа длинных секций турбинного водовода и компенсировать его температурные деформации. Сальниковая набивка позволяет уплотнять зазоры до 5—8 мм и допускает излом осей секций водовода в пределах этого зазора с учетом осевого перемещения корпуса относительно присоединительного звена. Подвижные поверхности, контактирующие с уплотнением компенсатора, как правило, выполняются или облицовываются листами из нержавеющей стали.

Входной (выходной) патрубок является концевым монтажным звеном и служит для соединения затвора с турбинным водоводом или спиральной камерой гидротурбины. Соединение входного (выходного) патрубка с затвором или компенсатором осуществляется фланцами, а с турбинным водоводом — сваркой.

Входной (выходной) патрубок состоит из фланца и обечайки. Цилиндрическая обечайка выполняется из стали подобной турбинному водоводу, исходя из условий равнопрочности и образования качественной сварки без предварительного подогрева и последующей термообработки.

Воздушные клапаны. В состав оборудования гидрозатворов входят воздушные клапаны двух типов: для срыва вакуума и впуска воздуха.

Клапан срыва вакуума (рис. 3.10) предназначен для впуска воздуха в зону пониженного давления с целью уменьшения кавитационных явлений при закрытии затвора в потоке, а также предохранения металлического турбинного водовода от деформации (сплющивания) в случае понижения давления ниже расчетного значения в нижележащем за затвором участке трубопровода.

Клапаны срыва вакуума, как правило, устанавливаются за дисковым затвором, находящимся в начале турбинного водовода с большим объемом воды. Рациональными местами впуска воздуха в об-

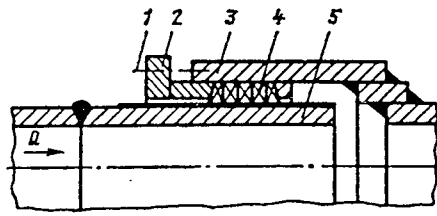


Рис. 3.9. Компенсатор турбинного водовода

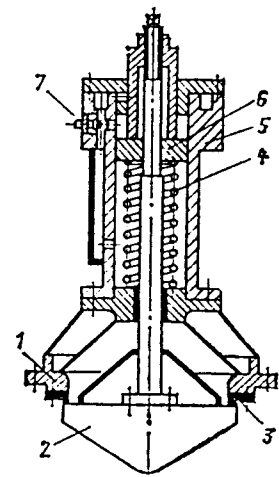


Рис. 3.10. Клапан срыва вакуума

ласть пониженного давления за затвором являются:

стенка корпуса выходного патрубка ближе к оси затвора (впускные отверстия при этом рекомендуется располагать под углом 30° к вертикальной оси затвора);

полый вал затвора и отверстия, расположенные на выходной стороне полого диска затвора, которая первой встречает поток.

Проходное сечение клапана выбирается соразмерным площади трубопровода и расхода воды через него в аварийном режиме, т. е. при его разрыве.

Клапан срыва вакуума состоит из корпуса 1, клапана 2, пружинного узла 4 регулирования силы прижатия клапана к седлу 3, гидравлического демпфера 5—7. Клапан срыва вакуума нормально закрыт при избыточном давлении воды и атмосферном давлении воздуха в водоводе. Клапан открывается только в случае понижения давления ниже атмосферного (вакуума) в турбинном водоводе за счет разницы давлений над и под клапаном. Величина вакуума при нестационарных процессах аварийного закрытия затвора неустойчивая, поэтому во избежание колебательного движения клапан оборудован гидравлическим демпфером. Демпфер состоит из цилиндра 5, залитого маслом, поршня 6, связанного с тягой клапана, и дросселя 7. Полости цилиндра над и под поршнем соединены маслопроводом. Скорость перетекания масла регулируется дросселем. При плавном движении клапана масло перетекает из одной полости в другую через дроссель с малой скоростью. Резкие колебания движения клапана гасятся за счет потерь энергии быстрого перетекания масла через дроссель.

Клапан впуска воздуха (рис. 3.11) предназначен для впуска воздуха из спиральной камеры гидротурбины

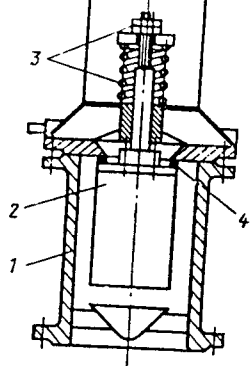


Рис. 3.11. Клапан выпуска воздуха

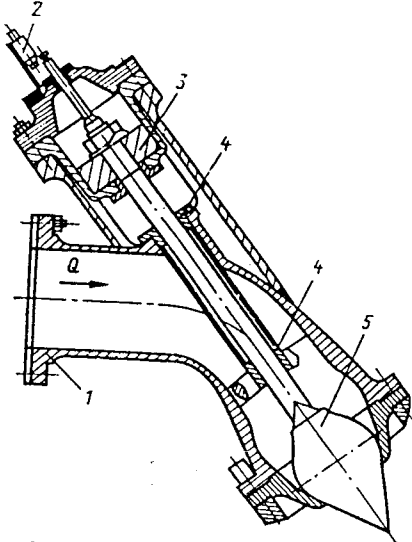


Рис. 3.13. Байпас с игольчатым клапаном

(трубопровода) при заполнении их водой через байпас затвора.

Клапан выпуска воздуха состоит из корпуса 1, клапана-поплавка 2 и пружинного узла 3 регулирования усилия закрытия клапана. При опорожнении спиральной камеры (трубопровода) от воды клапан-поплавков под действием силы тяжести открывается и соединяет спиральную камеру (трубопровод) с атмосферой. При заполнении спиральной камеры (трубопровода) водой через байпас воздух вытесняется через открытый клапан. При достижении водой седла клапана последний всплывает и избыточным давлением воды прижимается к седлу 4.

Клапан выпуска воздуха устанавливается за затворами в верхней точке турбинного водовода.

Байпас (обводной трубопровод) предназначен для заполнения нижележащего участка трубопровода перед открытием за-

творы и выравнивания давления воды по обе стороны ротора (диска) затвора. Конструктивно байпас выполняется в виде стандартной задвижки с электроприводом или в виде гидроклапана удобообтекаемой формы, управляемого гидроприводом. Задвижки и гидроклапан снабжаются указателями крайних положений. Байпас в виде стандартной задвижки обычно применяется на напоры до 100 м. Байпас с гидроприводом конструируется на заводе — изготовителе затвора и выполняется по двум схемам. На рис. 3.12 показана конструктивная схема байпаса с тарельчатым клапаном, на рис. 3.13 — схема байпаса с игольчатым клапаном. Байпас с тарельчатым клапаном применяется на напоры до 200 м, с игольчатым — до 1000 м.

Конструкция байпаса (рис. 3.12 и 3.13) состоит из корпуса 1, блока конечных выключателей 2, гидропривода 3, втулок направляющих 4, клапана 5 соответствующей формы.

3.6. СХЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЗАТВОРАМИ

Схема управления затворами выполняется в нескольких вариантах в зависимости от целевого назначения затвора и имеют блокировки различных типов (гидравлические, электрические, электрогидравлические, механические).

Приводы затворов могут действовать от следующих источников энергии: давления масла, давления воды, грузовых аккумуляторов, электричества.

Гидромеханическая схема управления шаровым затвором давлением масла от

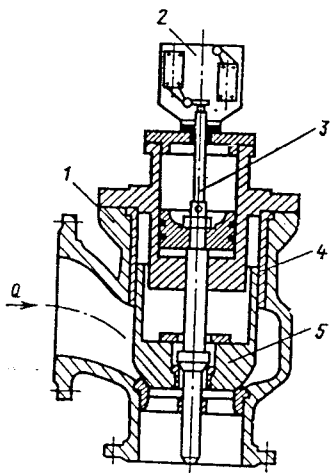


Рис. 3.12. Байпас с тарельчатым клапаном

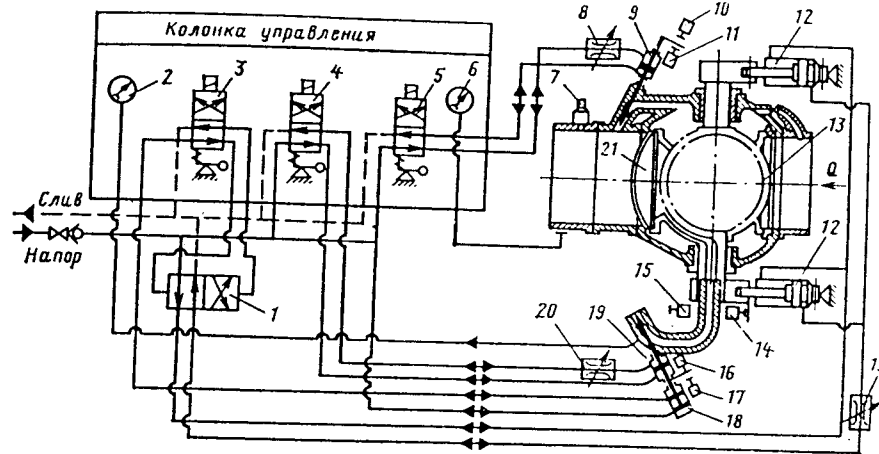


Рис. 3.14. Гидромеханическая схема управления шаровым затвором

маслонапорной установки, показанная на рис. 3.14, осуществляет следующие операции:

дистанционное открытие и закрытие затвора с центрального пульта ГЭС;

ручное открытие и закрытие с местного поста управления;

автоматическое аварийное закрытие при выходе гидротурбины в разгонный режим при сбросе нагрузки и отказе в работе направляющего аппарата.

Дистанционное открытие затвора производится по импульсу от ключа управления или от реле пуска турбины. Срабатывает реле «Открытие затвора», его контактами включается электромагнит золотника гидропривода байпаса 5. Масло через дроссель 8 поступает в гидропривод 9 байпаса. Байпас открывается. Вода заполняет водовод за затвором. Воздух из спиральной камеры выходит через воздушный клапан 7. После выравнивания давления до и после затвора срабатывает электроконтактный манометр 6. В начале хода гидропривода байпаса 9 срабатывает конечный переключатель 11, от конечного переключателя 10 включается сигнал «Байпас открыт». Контактными электроконтактного манометра 6 включается промежуточное реле, которое включает электромагнит золотника 4. Масло от МНУ поступает в гидропривод 19 гидроклапана, клапан уплотнения смещается на открытие. В начале хода гидроклапана на открытие срабатывает переключатель 16, включается сигнальная лампа «Гидроклапан открыт». В конце хода гидроклапана уплотнения срабатывает переключатель 17, который включает реле времени. Контактными реле времени отключается сигнальная лампа «Гидроклапан открыт» и включается электромагнит золотника управления 3. Давлением масла (через золотник блокировки 18 и золотник 3) перемещается

клапана 21 к ротору 13 контактами манометра 2, отключается сигнальная лампа «Гидроклапан закрыт» и включается электромагнит золотника управления 3, перемещающий его в положение «Затвор открыт». Масло от МНУ через золотник блокировки 19 поступает в главный золотник 1, тело золотника перемещается на открытие затвора и масло через дроссель 13 поступает в сервомоторы 12. Затвор открывается. В начале хода сервомотора срабатывает конечный переключатель 14, включающий сигнальную лампу «Затвор открыт». Промежуточное реле отключается. В конце хода сервомотора срабатывает конечный переключатель 15, отключающий сигнальную лампу «Затвор закрыт», промежуточное реле включается и своими контактами отключает электромагниты золотников 4 и 5. Байпас и гидроклапан закрываются, после чего включается сигнальная лампа «Байпас и гидроклапан закрыты».

Дистанционное закрытие затвора производится ключом с пульта управления ГЭС. Включается реле «Закрытие затвора», его контактами включается электромагнит золотника гидроклапана 4. Тело золотника смещается, масло под давлением через дроссель 20 поступает в гидропривод 19. В начале хода срабатывает переключатель 16, включается сигнальная лампа «Гидроклапан открыт». В конце хода гидроклапана уплотнения срабатывает переключатель 17, который включает реле времени. Контактными реле времени отключается сигнальная лампа «Гидроклапан открыт» и включается электромагнит золотника управления 3. Давлением масла (через золотник блокировки 18 и золотник 3) перемещается

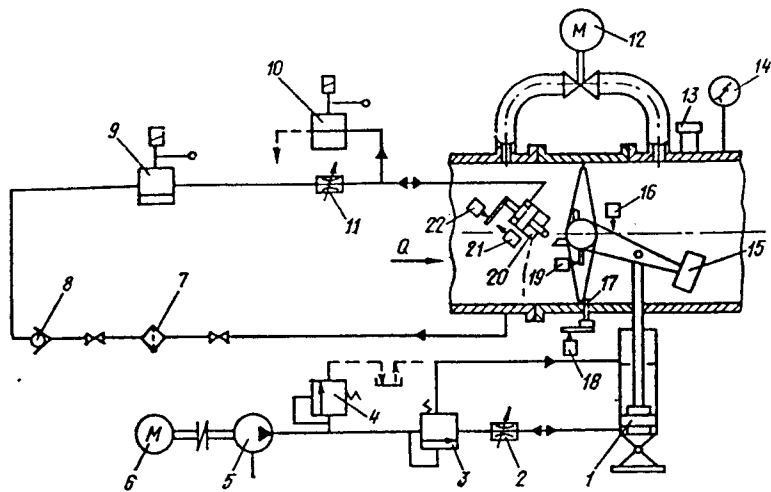


Рис. 3.15. Гидромеханическая схема управления дисковым затвором

главный золотник 1. Масло под давлением поступает в сервомоторы 12 на закрытие. Затвор закрывается. В начале хода затвора на закрытие срабатывает конечный переключатель 15, включающий сигнал «Затвор закрыт»; промежуточное реле отключается. В конце хода на закрытие срабатывает переключатель 14, сигнальная лампа «Затвор открыт» отключается. Промежуточное реле включается. Контакты промежуточного реле включаются электромагнит золотника 4 гидроклапана уплотнения. Гидроклапан закрывается. В начале хода гидроклапана уплотнения на закрытие срабатывает конечный переключатель 14 и отключает реле времени. Включается сигнальная лампа «Гидроклапан закрыт». Уплотнение закрывается. В конце хода гидроклапана на закрытие срабатывает конечный переключатель 15, отключающий сигнальную лампу «Гидроклапан открыт».

Ручное открытие затвора производится в следующей последовательности:

рукоятку золотника управления байпаса устанавливают в положение «Байпас открыт»;

после выравнивания давления до и после затвора (по манометрам 6) устанавливают рукоятку золотника гидроклапана в положение «Гидроклапан открыт»;

после сброса давления в подклапанной полости (по манометру 2) устанавливают рукоятку золотника управления 3 в положение «Затвор закрыт»;

после полного открытия затвора устанавливают золотники 4 и 5 в положение «Гидроклапан закрыт» и «Байпас закрыт»;

клапан байпаса и гидроклапана закрываются.

Ручное закрытие затвора производится в случае отсутствия постоянного тока в следующей последовательности:

рукоятку золотника 4 гидроклапана уплотнения устанавливают в положение «гидроклапан открыт»;

нажимают кнопку электромагнита золотника 3; игла золотника под действием пружины переместится вниз, при этом рукоятка золотника ставится в положение «Закрыто»; масло поступает в сервомоторы 12 и затвор закрывается;

после закрытия затвора нажимают на кнопку электромагнита золотника гидроклапана уплотнения 4; клапан уплотнения закрывается, затвор уплотняется.

Автоматическое аварийное закрытие затвора производится в следующих случаях:

при сбросе нагрузки с гидроагрегата и выходе его в разгонный режим вследствие отказа в работе направляющего аппарата импульс на закрытие подается от реле частоты вращения агрегата через реле аварийного закрытия затвора;

при понижении давления масла в котле МНУ до аварийной уставки импульс на закрытие подается от реле давления МНУ.

Дальнейшие операции по автоматическому закрытию затвора такие же, как и при дистанционном управлении.

Гидромеханическая схема управления дисковым затвором с грузовым приводом и подачей масла от маслонасосного агрегата (рис. 3.15) применяется при установке дискового затвора в начале турбинного во-

двода деривационной ГЭС с напорной деривацией. Схема имеет определенные преимущества по сравнению с другими схемами, так как не требует размещения сложных механизмов маслонапорной установки и компрессорного оборудования, а также позволяет закрывать затвор в случае отсутствия электропитания двигателей маслонасосной установки.

Дистанционное открытие затвора осуществляется ключом с пульта управления ГЭС. Реле открытия затвора включает электропривод байпаса 12, байпас открывается и вода заполняет трубопровод, воздух удаляется через клапан 13. По достижении в трубопроводе расчетного давления срабатывает электроконтактный манометр 14 и включает электродвигатель 6. Электродвигатель разворачивает насос 5, масло под давлением через золотник 3 и дроссель 2 поступает в нижнюю полость сервомотора 1. Затвор открывается. В начале хода сервомотора срабатывает конечный выключатель 16, лампа сигнальная «Затвор открыт» включается. В конце хода сервомотора срабатывает конечный выключатель 19 и сигнальная лампа «Затвор закрыт» отключается. Импульсом от промежуточного реле включаются электромагнитные приводы вентиля 9 и 10. Вентиль 9 открывается, вентиль 10 закрывается. Вода из турбинного водовода через фильтр 7, обратный клапан 8, дроссель 11 поступает в полость управления гидравлическим стопором 20. Под действием давления воды шток стопора перемещается до упора в рычаг диска затвора, диск стопорится в открытом положении. В начале хода штока стопора срабатывает конечный выключатель 22, подается импульс на электропривод байпаса, байпас закрывается. В конце хода штока стопора срабатывает конечный выключатель 21, электродвигатель 6 маслонасоса 5 отключается. Возможное повышение давления масла в конце хода сервомотора на открытие ограничивается предохранительным клапаном 4.

Ручное открытие (при заполнении водой трубопровода) осуществляется при пусконаладочных работах и после ремонтных работ в турбинном водоводе, т. е. в случаях, когда диск затвора стопорится ручным стопором 17 с электроблокировкой 18. В первую очередь стопор выводится из зацепления с диском. В крайнем открытом положении стопор включает конечный выключатель 18, который подготавливает электрические цепи к проведению дальнейших операций. Открывается задвижка байпаса 12, вода заполняет трубопровод. После достижения расчетного давления срабатывает электроконтактный манометр 14. Дальнейшие операции осуществляются так же, как и при дистанционном открытии затвора.

Дистанционное закрытие затвора производится ключом с пульта управления ГЭС. Реле закрытия затвора включает электромагнитный привод вентиля 10. Вентиль открывается, полость управления стопора 20 соединяется со сливом. Под действием пружины шток стопора перемещается и выходит из зацепления с рычагом. Под действием силы тяжести груза 15 затвор закрывается. В начале хода сервомотора 1 на закрытие срабатывает конечный выключатель 16 и включает сигнальную лампу «Затвор закрыт». В конце хода сервомотора на закрытие срабатывает конечный выключатель 19, лампа сигнальная «Затвор открыт» отключается, электромагнитный привод 9 включается и вентиль закрывается.

При производстве ремонтных работ в нижележащем участке турбинного водовода диск затвора фиксируется стопором 17.

Ручное закрытие затвора осуществляется с помощью ручного привода вентиля 10. Полость управления стопора 20 соединяется со сливом. Затвор под действием силы тяжести груза 15 закрывается. При полностью закрытом затворе вентиль 9 закрывается.

Автоматическое аварийное закрытие затвора происходит при разрыве турбинного трубопровода и увеличении расхода воды на 20—30% выше наибольшего расчетного. Прибор обнаружения разрыва трубопровода своими контактами подает электрический импульс на реле «Закрытие затвора», и затвор закрывается. Порядок операций такой же, как и при дистанционном закрытии затвора.

3.7. ПОТЕРИ НАПОРА В ЗАТВОРАХ И ВЫБОР МОЩНОСТИ ПРИВОДА ЗАТВОРА (ОБЪЕМА СЕРВОМОТОРОВ)

Потери напора в открытом затворе (нормальный эксплуатационный режим) представляются выражением

$$\Delta H_3 = \epsilon(0) \frac{v_3^2}{2g} = \epsilon(0) \frac{Q_1^2}{2gF_3^2},$$

где $\epsilon(0)$ — коэффициент гидравлического сопротивления открытого затвора; v_3 — скорость воды в выходном сечении затвора; Q_1 — расход воды через гидротурбину; F_3 — площадь перекрываемого затвором отверстия.

Коэффициент $\epsilon(\alpha)$, характеризующий гидравлическое сопротивление затвора при любом положении его запорного органа, в том числе и открытого затвора, безразмерный и зависит от формы ротора, корпуса затвора и условий формирования потока за затвором: течет ли вода в закрытом трубопроводе или на этом участке имеется клапан для выпуска воздуха, выливается ли вода под уровень или в ат-

Таблица 3.9. Коэффициенты гидравлического сопротивления ϵ силы λ и момента m дискового затвора с плоскоскошенным диском при $\delta = 0,02 D$ (δ — толщина периферийной кромки диска)

b/D	Коэффициенты	α , град										
		0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	
0,15	$\epsilon(\alpha)$	0,065	0,25	1,02	2,96	7,82	23	66	332	3620	∞	
	$\lambda(\alpha)$	0,013	0,368	0,873	2,037	4,503	11,4	29,73	138,6	1436	—	
	$m(\alpha)/\gamma$	0	0,0615	0,101	0,129	0,169	0,250	0,307	0,832	6,035	0	
0,2	$\epsilon(\alpha)$	0,096	0,280	1	2,96	7,82	22,4	65,8	332	3620	∞	
	$\lambda(\alpha)$	0,013	0,377	0,864	2,037	4,503	11,12	29,64	138,6	1436	—	
	$m(\alpha)/\gamma$	0	0,0597	0,107	0,145	0,184	0,254	0,334	0,833	6,035	0	
0,25	$\epsilon(\alpha)$	0,147	0,360	1,07	3,05	8,22	24	71,5	332	3620	∞	
	$\lambda(\alpha)$	0,014	0,401	0,894	2,08	4,707	11,88	32,17	138,6	1436	—	
	$m(\alpha)/\gamma$	0	0,06	0,113	0,157	0,204	0,271	0,363	0,833	6,035	0	

Таблица 3.10. Коэффициенты гидравлического сопротивления ϵ силы λ и момента m дискового бипланного затвора

Тип затвора	Коэффициенты	α , град										
		0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	
ЗДб ($H_{ст} = 75$ м)	$\epsilon(\alpha)$	0,08	0,394	1,188	3,06	5,86	17,88	46,6	137,4	624	∞	
	$\lambda(\alpha)$	0,083	0,555	1,152	2,24	3,62	9,48	22,8	62,8	275	—	
	$m(\alpha)$	0,024	0,096	0,149	0,192	0,221	0,382	0,654	1,21	2,6	0	
ЗДбс ($H_{ст} = 230$ м)	$\epsilon(\alpha)$	0,12	0,722	2,05	4,862	11,43	25,25	55,2	152,8	1110	∞	
	$\lambda(\alpha)$	0,035	0,821	2,02	3,750	7,14	13,8	27,6	69,6	479	—	
	$m(\alpha)$	0	0,131	0,259	0,430	0,72	1,14	1,71	2,76	9,72	0	

3.11. Коэффициенты гидравлического сопротивления ϵ силы λ и момента m шарового затвора

Исполнение затвора	Коэффициенты	α , град										
		0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	
С двусторонним уплотнением	$\epsilon(\alpha)$	0,02	0,29	1,1	3,5	9,5	21,7	69,0	278	10 000	∞	
	$\lambda(\alpha)$	0	0,254	1,2	3,06	7,13	14,2	33,6	142,6	4 680	—	
	$m(\alpha)$	0	0,074	0,073	0,185	0,325	0,613	1,41	4,46	50	0	
С односторонним уплотнением на выходе	$\epsilon(\alpha)$	0,02	0,23	0,98	2,7	6,4	14,8	35,7	116	815	∞	
	$\lambda(\alpha)$	0	0,264	1,093	2,525	5,04	10,02	21,6	61,2	390	—	
	$m(\alpha)$	0	0,066	0,07	0,14	0,24	0,408	0,84	1,54	2,23	0	
С односторонним уплотнением на входе	$\epsilon(\alpha)$	0,02	0,215	0,925	2,3	6	13,5	30	74,5	288	∞	
	$\lambda(\alpha)$	0	0,231	0,811	1,757	3,66	7,14	13,5	29,5	102,4	—	
	$m(\alpha)$	0	0,071	0,057	0,105	0,228	0,348	0,57	1,09	1,44	0	

молекулу, конфигурации трубопровода за затвором и т. д. Значение $\epsilon(\alpha)$ определяют при гидравлических испытаниях модели затвора.

При гидравлических испытаниях модели затвора определяют также коэффициенты силы $\lambda(\alpha)$ и коэффициент момента $m(\alpha)$, действующих на ротор (диск) затвора гидравлических сил P_r и моментов M_r для расчета затвора на прочность и расчета мощности гидропривода и его объема. Значение коэффициентов $\epsilon(\alpha)$, $\lambda(\alpha)$, $m(\alpha)$ для дисковых и шаровых затворов приведены в табл. 3.9, 3.10 и 3.11.

Из условия равновесия суммы моментов сил, действующих на ротор, и сил со стороны гидропривода имеем (при положении ротора близком к закрытию затвора):

$$M_r \pm M_{тр} \mp z P_c \cos \alpha_p R_p = 0,$$

где M_r — момент гидравлический; $M_{тр}$ — суммарный коэффициент трения; z — число сервомоторов; P_c — осевое усилие, развиваемое сервомотором; α_p — угол установки рычага сервомотора в закрытом положении затвора; R_p — длина рычага сервомотора.

Удовлетворяющее условию равновесия усилие на сервомоторе определяется уравнением

$$P_c = \frac{M_r \pm M_{тр}}{z R_p \cos \alpha_p},$$

где знак « \pm » — при закрытии затвора, знак « \mp » — при открытии затвора.

Исходя из этого уравнения и минимального потребного давления масла в системе управления P_m , определяется рабочая площадь сервомотора: $F_c = P_c / P_m$.

Полный ход поршня сервомотора определяется уравнением

$$S_c = \frac{\sqrt{R_p^2 (7 + \sin 2 \alpha_p) + 4 a_c R_p} \times (\sin \alpha_p + \cos \alpha_p) + a_c^2 - a_c + R_p (\sin \alpha_p + \cos \alpha_p)}{3},$$

где a_c — конструктивный размер, представляющий собой разность расстояний от оси качания до оси шарнирного соединения рычаг — тяга при полностью втянутом в цилиндр поршне и полном ходе поршня сервомотора; $a_c \approx 1,8 D_c$, D_c — диаметр сервомотора.

Расчет деталей затвора на прочность, метода определения потерь напора в затворе для любого промежуточного положения запорного органа и полный расчет привода (сервомотора) приводятся в [4].

3.8. КОЛЬЦЕВОЙ ТУРБИННЫЙ ЗАТВОР

Относительно высокая стоимость производства шаровых и дисковых затворов, значительные капитальные затраты на сооружение помещений и фундаментов под затворы, определенные технические трудности, не решенные в настоящее время разрешения при проектировании и производстве шаровых затворов диаметром более 4,5 м, привели к разработке конструкции оригинального водозапорного органа — кольцевого турбинного затвора.

Кольцевой турбинный затвор (рис. 3.16) выполняется в виде свободно движущегося в осевом направлении кольца 2, охватывающего направляющий аппарат гидротурбины 3 со стороны входных кромок лопаток и перекрывающего проходное сечение направляющего аппарата при закрытии затвора.

В отличие от затворов других типов как автономных механизмов кольцевой турбинный затвор непосредственно связан с конструкцией статора затвора. Конструктивные элементы гидротурбины являются в то же время и конструктивными элементами затвора.

Верхнее расположение привода затвора, показанное на рис. 3.16, предпочтительнее из-за свободы доступа к оборудованию, ведения монтажа и ремонта при

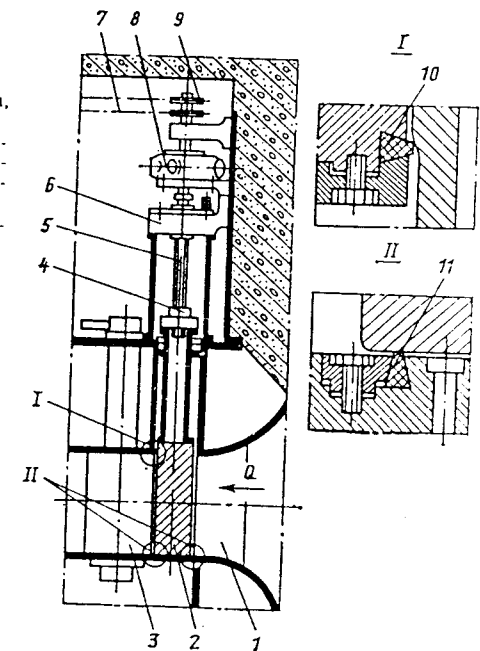


Рис. 3.16. Конструктивная схема кольцевого турбинного затвора

условии достаточно свободной площади на крышке турбины для размещения привода, а также механизмов управления и устройств, синхронизирующих его работу. При отсутствии свободных площадей на крышке турбины принимается нижнее расположение привода на нижнем кольце статора турбины.

Основные конструктивные решения элементов затвора, его привода, механизмов управления с синхронизирующим устройством одинаковы для затворов обоих вариантов. Основным элементом конструкции затвора является кольцо 2, перекрывающее поток. При открытии затвора кольцо поднимается вверх внутрь кольцевой полости крышки турбины заподлицо с внутренней ее поверхностью (в случае верхнего расположения привода затвора) или опускается вниз внутрь кольцевой полости между статором и нижним кольцом направляющего аппарата (в случае нижнего расположения привода затвора).

Кольцо центрируется на механически обработанные кромки колонн статора 1 или иным способом, предохраняющим кольцо от заклинивания при его перекоме. Приводом кольца служат низкооборотные гидромоторы или прямоосные сервомоторы. Для устранения перекоса кольца во время его

движения в управление затвором вводится синхронизация приводов. Система синхронизации может выполняться гибкой связью (цепью), электрогидравлической блокировкой и другими способами синхронизации.

В состав гидромоторного привода входит винтовая передача (винт 5, гайка 4), опорный подшипник 6, звездочка синхронизатора 9. Гидромотор 8 вращает винт 5 через гайку 4 и приводят в движение кольцо 2. Синхронизация скорости вращения гидромоторов осуществляется цепью 7.

Для устранения протечек закрытый затвор уплотняется резиновыми или иного рода уплотнителями 10, 11.

В результате гидравлических исследований выявились следующие качества затворов:

кольцевой турбинный затвор в открытом положении не влияет на энергетические характеристики турбины в отличие от дисковых затворов;

отсутствие гидравлических потерь в кольцевом затворе и турбулентности потока повышает КПД установки от 0,25 до 1,5% в зависимости от того, какой тип классического затвора или схемы турбинного водовода заменяет кольцевой затвор.

Глава 4

КРАНОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ МАШИННОГО ЗАЛА ГЭС

4.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Все грузоподъемные машины и съемные грузозахватные приспособления должны быть изготовлены и эксплуатироваться в полном соответствии с [9].

В соответствии с ГОСТ 25546—82 группы режимов работы кранов определяются в зависимости от числа часов работы за срок службы и коэффициента нагружений.

Для машинных залов ГЭС краны с лебедочными грузовыми тележками, в том числе с навесными захватами, рекомендуются группы режимов не ниже 2 К. Мостовые электрические краны общего назначения (ГОСТ 6711—81), устанавливаемые обычно в машинных залах гидроэлектростанций, имеют группу режимов работы 3К (легкий режим работы). Кроме режимов работы при заказе должны оговариваться климатические условия в месте установки кранов (ГОСТ 15150—69). Краны, работающие в условиях умеренного климата в закрытом помещении 3-й категории размещения, имеют обозначение УЗ. Для этой категории значения рабочей температуры воздуха могут колебаться в пределах от +40 до —45°C при среднем значении 10°C; предельные значения рабочей

температуры от +45 до —50°C. Помещение, где эксплуатируются такие краны, может отапливаться нерегулярно и иметь естественную вентиляцию.

Краны, работающие в таких же условиях умеренного климата на открытом воздухе (1-я категория размещения), имеют обозначение У1. Значение среднемесячной относительной влажности в наиболее теплый и влажный период продолжительностью 6 мес допускается 80% при температуре 20°C. Верхнее предельное значение скорости ветра 50 м/с. При необходимости применения машин для работы в более суровых условиях они должны заказываться в специальном северном исполнении. За расчетную температуру принимается зимняя температура наружного воздуха в районе эксплуатации крана по наиболее холодной пятидневке согласно указаниям СНиП 2.01.01-82 «Строительная климатология и геофизика». В паспорте крана указывается минимальная температура, при которой допускается его работа.

Для кранов, используемых на монтажных работах и требующих точности и осторожности при опускании грузов, предусматриваются малые скорости механизмов подъема и перемещения.

Кабины управления кранами должны располагаться так, чтобы кранов-

щик, управляя краном, мог наблюдать за зацепкой грузов, а также за грузозахватным органом и грузом в течение всего цикла работы крана. Для входа в кабину требуется посадочная площадка со стационарной лестницей. Пол посадочной площадки располагается на одном уровне с полом кабины. Зазор между краем площадки и порогом двери должен быть в пределах от 60 до 150 мм. Расстояние от пола посадочной площадки до нижних частей вышерасположенных конструкций должно быть не менее 1800 мм. В случае необходимости для обеспечения этого размера допускается опускание пола посадочной площадки до 250 мм ниже уровня пола кабины. Расстояние от выступающих частей кабины управления, а также кабины для обслуживания троллеев до оборудования, стен, колонн, трубопроводов и других препятствий на пути движения должно быть не менее 400 мм.

Вход в кабину через мост допускается, как исключение, в специально отведенном месте, через дверь в перилах моста, оборудованную электрической блокировкой по снятию электрического напряжения с крана.

Лестницы для доступа на площадки должны быть наклонными (угол к горизонту не более 60°), иметь ширину не менее 600 мм, расстояние между ступенями должно быть равномерным и не более 300 мм. Лестницы должны иметь перила и плоские ступени шириной не менее 120 мм из рифленой стали. При высоте лестницы более 10 м необходимо предусматривать площадки через каждые 6—8 м.

Площадки и лестницы для посадки в кабины кранов машинного зала обычно располагают в торце монтажной площадки и противоположном конце машинного зала. Целесообразно выполнять удлиненные площадки для посадки сразу в кабины двух кранов. Ширина площадки принимается не менее 700 мм. По длине машинного зала более 300 м рекомендуется предусматривать площадки и лестницы для посадки в кабины кранов через 200—300 м.

Для ремонта кранов, с каждой стороны подкрановых путей необходимо предусматривать ниши для съема ходовых колес. Глубину ниши выполняют 1,5 м от оси рельса, в потолке закладывают раму для подвешивания полиспаста при опускании на пол машинного зала ходовых колес. Для ремонта механизмов тележки рекомендуется над монтажной площадкой (если достаточна прочность перекрытия) предусматривать подвеску полиспаста. В противном случае используют переносную конструкцию, опирающуюся на мост крана.

При установке крана необходимо учитывать, что подтаскивание грузов при наклонном положении грузовых канатов не допускается. При перемещении грузов вертикальный зазор между ним и установлен-

ном оборудованием или другим препятствием по пути движения допускается не менее 500 мм, зазор в горизонтальной плоскости требуется не менее 1000 мм [2].

Ширина прохода между выступающими частями крана, передвигающегося по наземным рельсовым путям, и строительными конструкциями на высоте не менее 2 м от уровня поля или рабочих площадок, необходима не менее 700 мм, а выше 2 м зазор должен быть не менее 400 мм. Для мостовых кранов легкого режима работы галерей для прохода вдоль подкрановых путей не обязательны. Если же проход предусматривается, то ширина его должна быть не менее 500 мм, а высота — не менее 1800 мм. Проход ограждают перилами, выход на лестницы предусматривают не реже чем через 200 м. Должна исключаться возможность зажатия людей, находящихся на лестницах, площадках, галереях, движущимся краном или его кабиной.

Собранный и установленный на подкрановых путях кран должен быть подвергнут статическому испытанию. При статическом испытании тележка крана устанавливается в середине пролета, а сам кран — над опорами подкрановых путей.

Траверы для редкого использования испытывают увеличенным грузом только на заводе — изготовителе. В процессе эксплуатации траверы осматривают перед сдачей в работу и испытывают рабочим грузом.

4.2. МОСТОВЫЕ И КОЗЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ КРАНЫ

Мостовые электрические краны общего назначения грузоподъемностью от 80 до 500 т имеют основные параметры, установленные ГОСТ 6711—81. Эти краны работают на трехфазном токе напряжением 380 В и предназначены для эксплуатации в районах с умеренным климатом при температуре не выше +40 и не ниже —40°C.

Кран имеет главный и вспомогательный крюки. Ход вспомогательного крюка несколько больше, режим его работы независимо от режима самого крана всегда устанавливается средний.

На дис. 4.1, 4.2 и в табл. 4.1 приведены параметры и размеры мостовых кранов для легкого режима работы с высотой подъема главного крюка 25 м и вспомогательного крюка 27 м в соответствии с ГОСТ 6711—81.

При необходимости могут быть применены краны с большей высотой подъема (соответственно 32 и 34 м), но габариты и масса их несколько выше, чем указано в таблице. По согласованию с заводом-изготовителем допускается изготовление кранов с меньшими, чем в таблице, проле-

Грузо-подъемная способность крюка, т	Проект крана, м		Скорость, м/мин				Размеры крана, мм							Положение крюков, мм					Наружная высота колесо-крана	Масса, т							
	главного	вспомогательного	главного крюка	вспомогательного крюка	подъем	передвижения		А	А'	А ₁	А ₂	А ₃	А ₄	В	В ₁	В ₂	H ₁	h ₁			h	l	l ₁	l ₂	l ₃	P	P ₁
						тележки	крана																				
125	20	10	1,2	12	30	100	0	500	4 600	900	—	9 400	5 100	400	4 000	1 200	1 700	—230	2 700	1 400	1 900	3 200	392	422	38	87	
		13																					412	441	92	96	
		16																					431	461	97	104	
		19																					462	490	105	110	
		22																					471	500	110	115	
		25																					490	520	122	122	
		28																					500	530	131	131	
		31																					515	550	141	141	
		34																					525	560	175	175	
		37										9 900			4 500								566	596	188	188	
		40																					586	616			
160	32	9,5	0,96	7,5	12	30	0	0	210	5 400	900	—	10 200	5 400	4 000	1 200	1 950	650	3 100	1 800	2 500	3 800	449	469	46	96	
		12,5																					498	528	104	104	
		15,5																					518	547	111	111	
		18,5																					537	567	119	119	
		21,5																					557	586	126	126	
		24,5																					577	607	131	131	
		27,5							1 600	10 500					500	4 500							305	315	162	162	
		30,5																					315	334	170	170	
		33,5																					325	344	177	177	

200	32	9,5	0,75	7,5	12	30	0	0	0	5 700	900	—	10 500	5 500	400	4 300	1 200	2 100	460	3 200	1 800	2 500	3 900	559	569	55	112
		12,5																						297	303	138	138
		15,5																						323	333	145	145
		18,5																						333	343	153	153
		21,5																						354	364	160	160
		24,5																						371	387	168	168
		27,5																						380	390	176	176
		30,5																						390	400	188	188
		33,5																						390	400	196	196
250	32	9,5	0,63	8	12,5	32	50	0	500	1 600	900	1 900	10 500	5 300	500	4 800	1 200	1 750	—100	3 200	1 800	2 500	3 900	343	353	64	145
		12,5																						361	371	158	158
		15,5																						371	390	157	157
		18,5																						380	410	165	165
		21,5																						400	420	172	172
		24,5																						415	429	182	182
		27,5																						420	439	192	192
		30,5																						430	450	200	200
		33,5													5 100								450	460	210	210	
320	32	9,5	0,48	7,5	12	19,2	0	0	900	2 300	900	1 900	11 200	5 800	500	5 200	1 200	2 350	—500	3 400	1 800	3 100	4 700	393	403	84	174
		12,5																						412	452	182	182
		15,5																						471	500	189	189
		18,5																						490	500	197	197
		21,5																						500	514	204	204
		24,5																						520	530	214	214
		27,5																						531	530	224	224
		30,5																						550	558	237	237
		33,5																						550	570	249	249

Грузоподъемность крана, т	Пролет крана, м		Скорость, м/мин				Размеры крана, мм										Положение крюков, мм		Нагрузка на колесо, кН	Масса, т						
	главного	вспомогательного	подъема	тележки	крана	A	A'	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	B	B ₁	B ₂	H	H	h	l			l ₁	l ₂	l ₃	Р	Р ₁	
400	80	15,5	0,378	7,5	12	20	100	0	3 400	900	1 900	14 000	7 000	500	5 900	1 200	2 100	100	4 300	2 300	4 000	6 000	544	565	125	242
		18,5						3 250	950	1 950					6 200	1 300							583	610	267	
		21,5																					613	640	282	
500	80	15,5	0,378	7,5	12	19,2	0	3 250	950	1 950	14 000	7 000	550	6 800	1 400	2 700	700	5 200	2 200	3 800	6 800	758	768	175	336	
		18,5																					791	804	346	
		21,5																					826	836	366	
		24,5																					853	863	376	
		27,5																					869	879	386	
		30,5																					882	892	396	
		33,5																					898	908	406	

Примечания. 1. Проверк в графе А₁ означает, что кран имеет только по четыре колеса с каждой стороны. 2. Знак минус перед размером А₁ означает, что вспомогательный крюк находится над кранового рельса. 3. Крайние верхние положения крюков h и h₁ соответствуют выключению командования электрического тока. 4. Подходы l, l₁, l₂ и l₃ соответствуют положению тележки у упоров при несжатых буферах.

Мост крана состоит из двух пролетных и двух концевых балок коробчатого сечения. Соединение балок в жесткую раму производится на монтаже сваркой или заклепками. При пролете моста 25 м и более редукторы механизма передвижения крана с промежуточным валом отгружаются с завода отдельно, что обеспечивает транспортабельность пролетных балок мостов.

Механизм главного подъема имеет трехступенчатый редуктор, передающий вращение вала электродвигателя на барабан.

Механизм передвижения тележки грузоподъемностью от 80 до 200 т устанавливается на четырех колесах, смонтированных непосредственно на раме. При грузоподъемности свыше 250 т тележка имеет восемь ходовых колес, буксы которых смонтированы в балансире. Приводные колеса вращаются от редуктора, соединенного с ними через зубчатые муфты с промежуточным валом. Ходовые колеса тележек выполнены с ребрами. Ход тележки в крайних положениях ограничивается конечными выключателями, а также буферами.

Грузовая тележка крана представляет собой сварную раму, на которой установлены механизмы передвижения и механизмы подъема с подвесками для главного и вспомогательного крюков. Рама оборудуется площадками обслуживания с перилами и лестницами.

Кoeffициент запаса торможения механизмов подъема для легкого режима работы равен 1,5.

Мостовой электрический кран общего назначения состоит из моста с кабинами и механизмами передвижения крана и грузовой тележки. Все механизмы крана имеют электродвигатели, работают независимо друг от друга и снабжены тормозными устройствами нормально замкнутого типа.

При необходимости работы кранов на открытом воздухе размер H крана может быть увеличен на 850 мм. Масса крана и нагрузка на колесо крана при этом увеличиваются примерно на 3%, горизонтальный подход со стороны троллеев увеличивается на 200 мм.

Могут заказываться краны, оборудованные дополнительной электрической талью, а также специальными грузозахватными устройствами и приспособлениями типа проушины и траверс, с двурогим крюком на подвеске вспомогательного подъема. В обоснованных случаях кабина крановщика может быть установлена в любом месте пролета моста, а также со стороны троллеев.

Для сообщения площадок обслуживания на уровнях нижнего и верхнего поясов моста предусматриваются наклонные лестницы. Кабина крановщика располагается под пролетной балкой и нижним ярусом площадок со стороны, противоположной троллеям.

Кабина для обслуживания главных токоприемников располагается на стороне троллеев. Подача электроэнергии на тележки выполняется гибкими токопроводами.

Механизм передвижения крана в зависимости от грузоподъемности имеет восемь или шестнадцать ходовых колес. При пролете крана свыше 13 м привод крана выполняется раздельным, с двумя или четырьмя приводами, устанавливаемыми вблизи колес.

Подкрановые рельсы для мостовых кранов легкого режима работы применяются в зависимости от грузоподъемности крана:

Тип рельса	Грузоподъемность крана, т
КР100	80/20
КР120	От 100/20 до 400/80
КР140	500/80

Ходовые колеса кранов, устанавливаемых на рельсы КР120, безребордные с направляющими роликками. Краны, устанавливаемые на рельсы КР100 и КР140, имеют колеса с ребрами. Все ходовые колеса устанавливаются в балансире попарно, благодаря чему краны опираются на все колеса независимо от неровностей подкранового пути.

Для отключения электродвигателей механизма передвижения крана при приближении к торцевым стенам машинного зала или к другому крану предусмотрены концевые выключатели. Кроме того, каждый кран снабжен упругими буферами.

Для восприятия случайного удара при подходе крана к торцевым стенам машинного зала или предотвращения схода крана с путей при открытой его установке предусматриваются концевые упоры. Одна из конструкций такого упора показана на рис. 4.3; его масса 910 кг.

Зона обслуживания крана у торцевых стен определяется с учетом его автоматической остановки при приближении к концевым упорам. Конечные выключатели настраиваются на отключение электродвигателей механизмов передвижения крана и включение тормозов при приближении

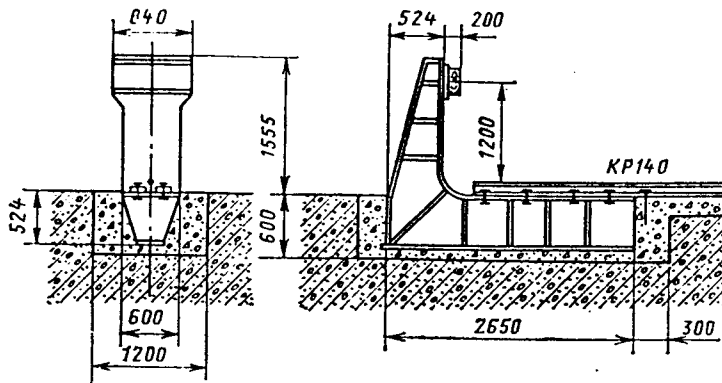


Рис. 4.3. Концевой упор крана грузоподъемностью 500 т

буферов крана к упорам с учетом тормозного пути.

Тормозной путь, м, для кранов, работающих в помещениях, предварительно можно определить по формуле

$$s = \frac{v}{k},$$

где v — скорость передвижения крана, м/мин; $k = 8400$ при всех приводных колесах, 4200 при половине приводных колес, 2100 при четверти приводных колес.

Полукозловые и козловые краны как модификация обычных мостовых электрических кранов находят применение в машинных залах гидроэлектрических станций как для внутренней, так и для наружной установки.

Горизонтальное пролетное строение (мост) козлового крана опирается на две

опоры, перемещающиеся по наземным рельсовым путям. Полукозловой кран имеет только одну такую опору. Опоры либо жестко соединены с мостом, либо одна из них для снижения напряжений в металлоконструкциях крана скрепляется с мостом шарнирно.

Подвод тока к козловым кранам осуществляется с помощью гибкого кабеля или жестких троллеев.

Козловые и полукозловые краны для гидроэлектрических станций не стандартизованы и изготавливаются по индивидуальным проектам (см. также § 2.3).

На рис. 4.4 показан полукозловой кран грузоподъемностью 500/100 + 10 т с пролетом 31,25 м. Ширина крана по буферам составляет 13 600 мм.

Грузовые крюки и петли для кранов изготавливаются ковкой или штамповкой

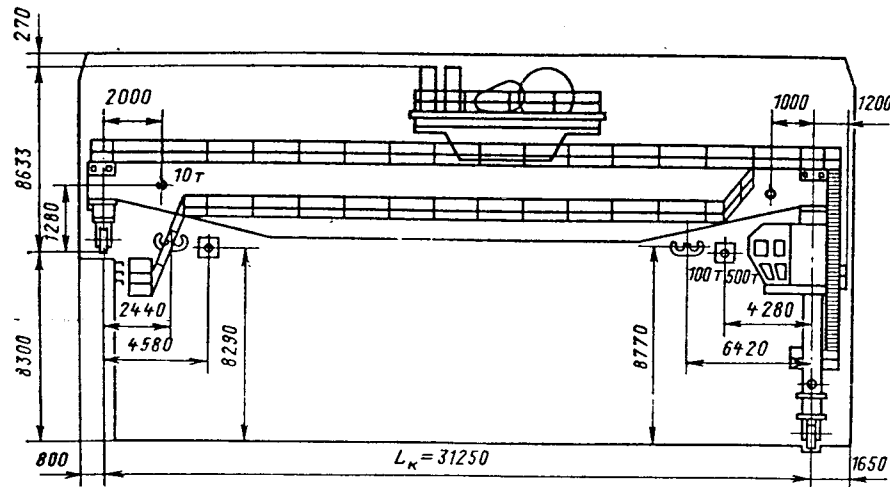


Рис. 4.4. Полукозловой кран грузоподъемностью 500/100 + 10 т

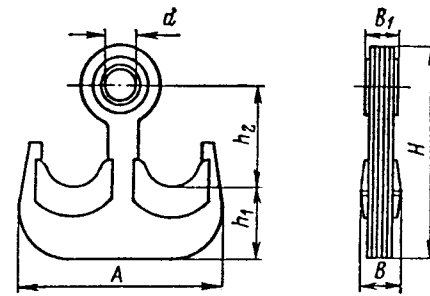


Рис. 4.5. Двурогий пластинчатый крюк для кранов грузоподъемностью от 80 до 320 т

либо из отдельных пластин, соединенных заклепками. На рис. 4.5 и в табл. 4.2 даны размеры пластинчатых двурогих крюков (ГОСТ 6619—75), применяемых на электрических кранах грузоподъемностью от 80 до 320 т. Грузовые петли изготавливаются по индивидуальным чертежам.

Мостовые электрические краны грузоподъемностью от 5 до 50 т (ГОСТ 25711—83) на ГЭС применяются только облегченного типа с пролетом от 10,5 до 34,5 м. Кран управляется с пола или из кабины. Эти краны в зависимости от исполнения могут иметь один или два (главный и вспомогательный) механизма подъема.

Спаренная работа кранов разрешается только как редкая операция, предусмотренная специальной проектом и, как правило, с использованием траверсы, масса которой входит в массу поднимаемого груза. При этом канаты крана должны сохранять вертикальное, а сама траверса — горизонтальное положение. Разрешается при соблюдении условия вертикальности канатов спаренная работа кранов и без траверсы, при этом постоянное горизонтальное положение должен сохранять груз.

Таблица 4.2. Размеры пластинчатых двурогих крюков грузоподъемностью 80—320 т

Грузоподъемность крюка, т	Размеры крюка, мм							Масса крюка кг
	A	B	B ₁	H	h ₁	h ₂	d	
80	1250	270	170	1170	375	575	150	1060
100	1300	270	170	1300	425	625	160	1230
125	1400	300	200	1410	450	690	180	1680
160	1500	320	220	1545	495	750	200	2150
200	1800	320	220	1830	620	865	220	3170
250	2000	345	245	2080	675	1025	250	4200
320	2250	360	260	2330	805	1075	300	5600

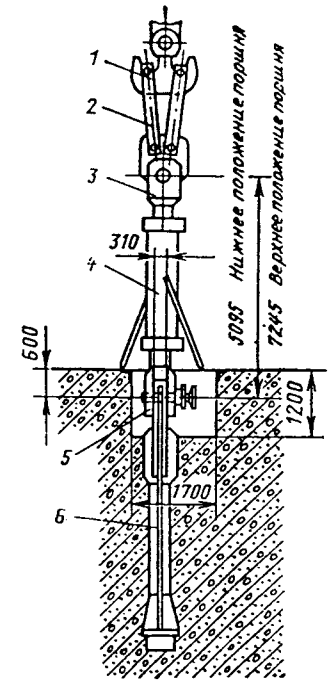


Рис. 4.6. Установка унифицированного гидродинамометра

Испытания кранов большой грузоподъемности на гидроэлектрических станциях обычно производится с помощью переносного гидродинамометра. При этом испытание под нагрузкой механизмов передвижения не производится. Краны грузоподъемностью менее 80 т испытываются контрольным грузом.

На рис. 4.6 показана установка унифицированного гидродинамометра ДГ-630 (Новокраматорский машиностроительный завод), имеющая следующие характеристики:

Нагрузка динамического испытания, т	88—550
Максимальное рабочее давление, МПа	25
Хор поршня, мм:	
полный	2150
рабочий	2000

Рабочая жидкость Масло индустриальное 30
 Рабочий объем масла в системе, м³ 0,75
 Масса установки, т 18

Давление в гидродинамометре, соответствующее необходимому усилию, создается ручным поршневым насосом производительностью 6,1 л/мин при низком давлении и 0,25 л/мин при высоком давлении. Усилие на рукоятке насоса составляет 200 Н.

Гидродинамометр 4 крепится нижней петлей 5 цилиндра к анкеру 6, заделанному в основание ГЭС. Верхняя петля 3 на штоке поршня с помощью переходных звеньев 2 крепится к петле или крюку 1 крана. При динамическом испытании барабан грузоподъемного механизма должен

провернуться не менее чем на один полный оборот. При проведении статического испытания крана с помощью насоса 7 и блока клапанов создается необходимое давление, соответствующее нагрузке, равной 1,25 номинальной. Под испытательной нагрузкой кран находится 10 мин.

При динамическом испытании шток устанавливается в крайнее нижнее положение и с помощью насоса и блока клапанов создается установочное давление, которое уточняется по инструкциям завода-изготовителя (табл. 4.3). Включается механизм подъема и с помощью блока клапанов в цилиндре поддерживается давление, соответствующее динамической нагрузке, равной 1,1 номинальной. За рабочий ход штока 2 м барабан механизма подъема делает более одного оборота, поэтому все звенья этого механизма будут испытаны.

Таблица 4.3. Давление и нагрузка в цилиндре гидродинамометра при испытании кранов

Грузоподъемность крана, т	Давление, соответствующее номинальной грузоподъемности, МПа	Установочное давление в цилиндре, МПа	Статическое испытание		Динамическое испытание	
			Давление, МПа	Нагрузка, кН	Давление, МПа	Нагрузка, кН
80	3,2	2,6	4,25	1000	3,7	880
100	4	3	5	1250	4,5	1100
125	5	4	6,5	1560	5,5	1375
160	6,4	5,2	8,5	2000	6,9	1760
200	8	6,5	10	2500	9	2200
250	10,5	8	13	3125	11,5	2750
320	13,2	10,5	17	4000	14,4	3520
400	16,5	13	20,5	5000	18	4400
500	20,5	16	25	6250	22,5	5500

Таблица 4.5. Параметры электрических канатных талей грузоподъемностью 0,5—5 т

Тип тали	Грузоподъемность, т	Высота подъема, м	Размеры, мм						Скорость, м/мин		
			b	H	H ₁	L	L ₁	l	l ₁	подъема	передвижения
ТЭС50—СН1	0,5	3	450	470	2400	560	735	310	310	8	20; 32
ТЭ130—611	1	4	325	530	3400	656	790	330	360		
ТЭ100—621		9			8400	870		440			
ТЭ200—611	2	3	370	680	2500	800	900	400	450	8	40
ТЭ200—621		6			5500	1020		500			
ТЭ320—611	3,2	3	390	800	2700	915	1055	480	500	8	20; 32
ТЭ320—621		6			5700	1145		600			
ТЭ500—611	5	3	400	840	2700	1040	1150	530	600	8	20; 32
ТЭ500—621		6			5700	1240		630			

Таблица 4.4. Параметры однобалочных ручных кранов грузоподъемностью 0,5—5 т

Грузоподъемность крана, т	Пролет L _к , м	H	h	l	Номер профиля пути (по ГОСТ 19425—74*)
0,5	3,6—9,3 10,2—11,4	690 730	220 280	150	18м; 24м; 30м
1	3,6—6,6 7,2—11,4	690 780	220 280	150	18м; 24м; 30м
2	3,6—7,2 8,1—11,4	1020 1080	280 340	200	24м; 30м; 36м; 45м
3,2	3,6—5,7 6,6—9,3 10,2—11,4	1020 1080 1110	280 340 400	200	24м; 30м; 36м; 45м
5	3,6—5,7 6,6—9,3 10,2—10,8	1240 1270 1316	340 400 440	220	30м; 36м; 45м

4.3. ПОДЪЕМНЫЕ СРЕДСТВА МАЛОЙ МЕХАНИЗАЦИИ

Подвесные однобалочные мостовые краны общего назначения грузоподъемностью 0,5—5 т (ГОСТ 7413—80) имеют ручные приводы механизмов подъема и передвижения. Они могут эксплуатироваться при температуре окружающей среды от —40 до +40 °С. Тяговое усилие на цепи механизма передвижения крана не превышает 245 Н. Краны грузоподъемностью 0,5 т с несущей балкой общей длиной не более 6,5 м могут изготавливаться без привода механизма передвижения. Высота подъема крана 3, 6, 9 и 12 м. Механизм подъема снабжен грузовым тормозом. Для крайних положений грузовой тележки на мосту имеются тупиковые упоры.

Размеры крана принимаются следующими:

Пролет L _к , м	3	4,5	6	7,5	9
Длина L, м	3,6; 4,2	5,1; 5,7	6,6; 7,2	8,1; 8,7; 9,3	10,2; 10,8; 11,4
Ширина B, м	1,3	1,3	1,8	1,8	2,1

грузоподъемностью 0,5—5 т

Мощность электродвигателя, кВт	Номер профиля пути (по ГОСТ 19425—74*)	Наименьший радиус пути, м	Масса тали, кг	Скорость, м/мин	
				подъема	передвижения
0,75	0,12	18м; 24м	0,5	100	8
1,7	0,18	18м; 24м; 30м; 36м	1	190	
3	0,4	24м; 30м; 36м		1	210
3	0,37		300		
5	0,6	30м; 36м; 45м	1,5	330	8
				495	
7,5	1,2	30м; 36м; 45м	2	535	8
				775	
				825	

Для крана грузоподъемностью 5 т наибольшая длина составляет 10,8 м.

Основные размеры кранов даны на рис. 4.7 и в табл. 4.4.

Электрические тали грузоподъемностью от 0,5 до 5 т (ГОСТ 22584—77) перемещаются по монорельсу (рис. 4.8, табл. 4.5).

При монтаже и капитальных ремонтах оборудования ГЭС находят применение передвижные грузоподъемные средства: автомобильные, пневмоколесные и гусеничные краны.

Автомобильные краны отечественной промышленностью выпускаются следующих типов:

Тип	Грузоподъемность, т	Вылет стрелы, м
К-4в	4	2,5—5,5
КС-1562	4	3,5—10
КС-2561	6,3	3,3—11
КС-3562	10	1,8—10
К-162	16	3,9—6

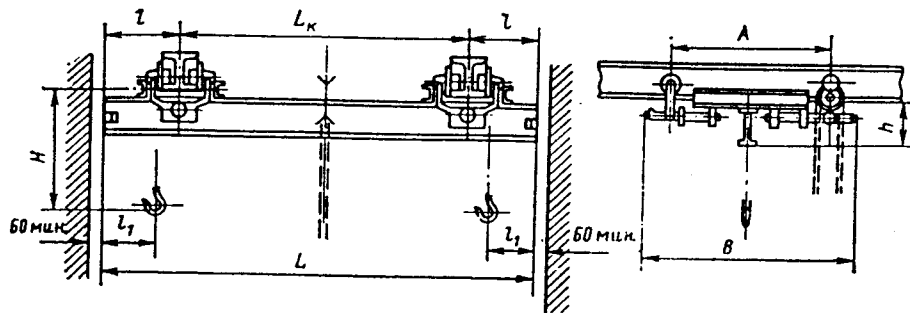
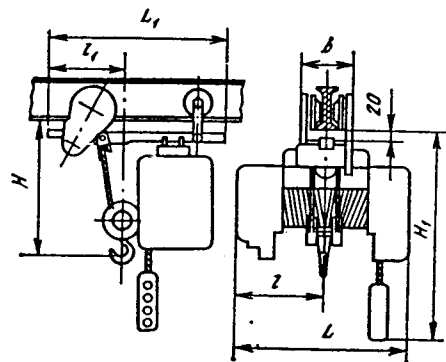


Рис. 4.7. Однобалочный ручной кран грузоподъемностью 0,5—5 т



Пневмоколесные краны выпускаются грузоподъемностью 16, 25, 40 и 63 т со стрелой длиной 8—38 м.

Гусеничные краны выпускаются двух типов: Э-2508 грузоподъемностью до 60 т и КС-8161 грузоподъемностью до 100 т.

Длина стрелы этих кранов 15, 30, 40 м, наименьшая длина стрелы крана КС-8161 20 м.

Рис. 4.8. Электрическая таль грузоподъемностью 0,5—5 т

Раздел 2

ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Глава 6

МАСЛЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО ГИДРОАГРЕГАТОВ И ТРАНСФОРМАТОРНАЯ МАСТЕРСКАЯ

6.1. НАЗНАЧЕНИЕ МАСЛЯНОГО ХОЗЯЙСТВА. СОРТА МАСЕЛ

Масляное хозяйство на гидроэлектростанциях предназначено для снабжения и обслуживания маслом турбин, генераторов, трансформаторов, масляных выключателей и другого оборудования.

Станционное масляное хозяйство должно обеспечивать: прием, очистку и сушку свежего масла; хранение запаса чистого масла; прием, очистку, сушку и частичное восстановление масла, бывшего в употреблении; сбор отработанного масла и его отpravку; заполнение оборудования чистым маслом и периодическую доливку его; де-

газацию масла; контроль за качеством и химическим составом масла; мойку тары из-под масла и смазочных материалов; восстановление адсорбентов и сушку фильтровальной бумаги.

Для выполнения перечисленных функций станционное масляное хозяйство (СМХ) должно включать: склад масла (баковые помещения); аппаратную с комплектом стационарно установленного оборудования (маслоочистительные машины, насосы, фильтры, устройства для регенерации и дегазации масла, арматура и трубопроводы); маслохимическую лабораторию; транспортные и грузоподъемные средства (ручные тележки, электрокары, электро-

тали); кладовую для инвентаря с комнатой мастера; верстак с комплектом инструментов; шкаф с набором аппаратуры (манометры и т. д.); тарную и моечную; установку для восстановления адсорбентов; шкаф для сушки фильтровальной бумаги.

При наличии в энергосистеме центрального масляного хозяйства (ЦМХ) или имеющегося в каскаде склада масла в стационарном масляном хозяйстве вновь проектируемой ГЭС можно предусматривать маслохимическую лабораторию, регенерационную установку, установку для вакуумирования и дегазации масел, а также установку для восстановления адсорбента.

Масляное хозяйство должно быть рассчитано на хранение и обработку разных сортов масла с учетом их разной эксплуатационной готовности.

Поступающее с заводов смазочное масло, соответствующее по качеству требованиям ГОСТ, называется свежим сырым маслом. Масло, бывшее в употреблении, но восстановленное до соответствующих норм ГОСТ, называется регенерированным маслом. Свежее и регенерированное масло, не содержащее влаги и механических примесей и отвечающее ГОСТ, называется чистым сухим маслом.

Масло, залитое в оборудование, называется эксплуатационным, а масло, хотя бы по одному показателю не соответствующее эксплуатационным нормам, называется отработанным маслом.

В случае применения нового сорта масла, отличного от использовавшегося ранее и не допускающего смешивания со старым, баки следует опорожнить, вычистить и вытереть насухо, аппаратуру и соответствующие трубопроводы промыть и ополоснуть вновь заливаемым маслом.

На ГЭС находит применение масло в основном сортах, перечисленных ниже.

Турбинное масло марок Тп-3 и Тп-46 применяется для заливки системы регулирования гидротурбин, а также для смазки подшипников и подшипников гидротурбин и гидротурбин. К турбинному маслу предъявляются высокие требования. Оно должно содержать присадки, улучшающие антиокислительные, демультирующие, противокоррозионные и противопенные свойства. Во время работы в системе смазки при повышенной температуре (до 80 °С) масло постоянно соприкасается с воздухом, поэтому выбирается масло, которое не окисляется. Масло должно быстро отделяться от воды, случайно попадающей в систему смазки.

Чистое сухое масло по своим физико-химическим показателям должно соответствовать требованиям ГОСТ 9972—74, в частности температура вспышки должна быть не ниже 186 °С.

Компрессорное масло марок К-12 и К-19 по своим физико-химическим свойствам должно соответствовать требованиям ГОСТ 1861—73. Оно применяется для смазки воздушных компрессоров высокого и низкого давлений. При работе компрессора масло нагревается до высокой температуры (160 °С) и подвергается высокому давлению (до 23 МПа), поэтому оно должно быть очень устойчивым против окисления и иметь высокую температуру вспышки — не ниже 216 °С.

Индустриальное масло применяется для смазки подшипников скольжения электродвигателей, насосов, мостовых кранов, лебедок, металлообрабатывающих станков и т. п. По своим физико-химическим свойствам индустриальное масло должно соответствовать требованиям ГОСТ 20799—75.

Индустриальное масло взрывобезопасно, температура вспышки выше 250 °С.

Консистентная смазка имеет универсальное назначение, например солидол и консистин применяются для смазки шарниров, подшипников качения. Консервационная смазка используется для антикоррозийной защиты металла. Смазку можно применять и при низкой температуре — до -50 °С.

Смазки эти не пожароопасны и взрывобезопасны, температура вспышки выше 200 °С.

Рабочие жидкости для гидросистем. В гидроприводах плоских и сегментных затворов водоприемников и водосбросов в северных районах в качестве рабочей жидкости применяется масло типа ВМГЗ, которое обладает хорошими антиокислительными, антикоррозионными, противопенными свойствами. Это масло работает при высоких рабочих давлениях (до 20—25 МПа). Наилучший температурный режим его работы находится в широких пределах — от -40 и до +20 °С, при которых его вязкость мало изменяется, что обеспечивает надежную работу перекачивающих насосов и гидроприводов затворов.

В диапазоне рабочих температур от -20 °С до +50 °С лучше применять веретенное масло, вязкость которого в этом диапазоне температуры меняется меньше.

Изоляционное масло. Основными достоинствами масла являются устойчивость против окисления, отсутствие механических примесей и воды. Для заливки масла в трансформаторы, масляные выключатели и другое высоковольтное оборудование в условиях умеренного климата используется трансформаторное масло марки ТК.

Для электротехнического оборудования, устанавливаемого в северных районах с суровым климатом, применяется специальное арктическое масло марки АТМ-65. Это масло и при низкой температуре обладает хорошими диэлектрическими свойствами, температура застывания масла -65 °С.

Таблица 5.1. Масла и смазки, используемые при эксплуатации энергетического оборудования

Марка масла или смазки	Обозначение нормативного документа	Вид оборудования
Смазочные масла		
Турбинное Т-22	ГОСТ 32—74	Смазочные системы гидротурбин и генераторов, системы регулирования гидротурбин, компрессоры, нагнетатели
Турбинное Тп-22	Ст. СЭВ 2880—81	То же
Турбинное Тп-30	ГОСТ 9972—74	»
Турбинное Т-30	ГОСТ 32—74	»
Компрессорное К-12, К-19	ГОСТ 1861—73	Компрессоры, нагнетатели, дымососы
МГ15В	ТУ 38-101479-74	Компрессоры
Индустриальное	ГОСТ 20799—75	Гидроподъемники Подшипники насосов, электродвигателей, мостовых кранов, лебедки, металлообрабатывающие станки
Изоляционные масла		
Трансформаторное Арктическое АТМ-65	ГОСТ 982—80 ТУ 38.101-169—71	Трансформаторы
Смазки пластичные, антифрикционные		
Солидол Ж	ГОСТ 1033—79	Грузоподъемные механизмы, дистанционные приводы и т. д.
Солидол С	ГОСТ 4366—76	То же
Литол-24	ГОСТ 21150—75	»
Графитная УССА	ГОСТ 3333—80	»
ГОИ-54п	ГОСТ 3276—74	Механизмы маслonaпорных установок гидротурбин
ЦИАТИМ-201	ГОСТ 6267—74	Компрессоры, нагнетатели, вентиляторы, подъемники, насосы
Униол-1	ТУ 38.УССР-201-150-78	Арматура трубопроводная
Лимол	ТУ 38.УССР-201148-81	То же

Для кабелей высокого и низкого давлений применяются масла марок С-220 и МН-4. Масло этих марок характеризуется высокой вязкостью и хорошими диэлектрическими свойствами.

Масла и смазки, используемые при эксплуатации энергетического оборудования, приведены в табл. 5.1.

При консервации оборудования используются масла и смазки следующих марок: К-17 (ГОСТ 10877—76*), ПВК (ГОСТ 19537—82), НГ-203 (ГОСТ 12328—77*), НГ-208 (ГОСТ 22523—77*), АМС (ГОСТ 2712—75).

5.2. РАСХОД, ОБЪЕМ И СРОК СЛУЖБЫ МАСЛА

Расход и объем масла. В процессе эксплуатации масло в системах и оборудовании частично расходуется в результате испарений его с поверхности негерметизированных емкостей, утечки через неплотности в аппаратах и соединениях трубо-

проводов, удаления из масла выделяющейся воды и грязи, взятия проб. Потери масла в процессе эксплуатации пополняются доливкой чистого сухого масла, а для трансформаторов — и дегазированного.

Наибольшее количество масла теряется в агрегатах действующих ГЭС через неплотности, особенно через уплотнения цапф лопастей рабочего колеса поворотно-лопастных гидротурбин.

Количество масла, расходуемое ежегодно на доливку, составляет для агрегатов с радиально-осевыми турбинами от 4 до 10 %, а с поворотно-лопастными 14—15 % общей емкости масляной системы агрегата. В настоящее время освоена новая оригинальная конструкция корпуса рабочего колеса, так называемая безмасляная, что позволило снизить протечки масла в несколько раз.

Количество масла, заливаемого в маслonaполненные узлы оборудования, и расход его в процессе эксплуатации определяются их проектами и инструкциями.

Таблица 5.2. Количество масла в системе регулирования турбины

Узлы турбины	Количество масла в узлах турбины, м ³									
	радиально-осевой с рабочим колесом диаметром, м				поворотно-лопастной с рабочим колесом диаметром, м					
	4	4,5	6	7,5	5	6	7,5	8,5	10	
Масловоздушный котел	2	2,8	5,6	7	3,2	8	8	14,4	12	
Сливной бак	2,8	2,8	5,6	7	3,2	6,4	8	12,8	12,8	
Трубопроводы, сервомоторы направляющего аппарата	5,2	8,4	8,8	8	—	—	—	—	—	
Сервомоторы, трубопроводы и маслоприемник	—	—	—	—	4,6	10	11	12,8	25,2	
Всего	10	15	20	22	11	24,4	27	40	50	

Ориентировочно количество заливаемого масла можно определить по табл. 5.2—5.4, а также графикам на рис. 5.1 и 5.2.

Таблица 5.3. Количество масла в системе смазки некоторых гидроагрегатов, м³

Мощность гидроагрегата, МВт	Частота вращения, мин	Нагрузка на подшипник, кН	Количество масла, м ³	
			р под пятнике и подшипнике генератора	в подшипнике турбины
9,3	93,7	3 500	6	—
27,2	150	5 350	5	1,3
46,5	136,4	6 500	7	—
88	136,4	5 520	10,5	—
113	125	15 850	11	1,3
138	75	26 200	29	2
178	71,5	27 000	23	—
205	214,3	7 250	13,7	—
256	200	8 000	13,7	—
342	125	20 000	12	—
500	93,8	14 000	25	—
720	142,8	20 000	25	—

Таблица 5.4. Расход смазки в подшипниках в зависимости от диаметра вала

Диаметр вала, мм	Расход, г/ч	
	масла	консистентной смазки
10—15	1,5	0,5
25—50	2,5	0,9
50—75	3,3	1,2
75—100	4,5	2

В картеры компрессоров, применяемых на ГЭС, заливается компрессорное масло в объеме от 15 до 35 л и его максимальный расход составляет примерно 0,01 л/ч.

В подшипники скольжения, применяемые в насосах, электродвигателях и других механизмах гидроэлектростанций, заливается от 0,1 до 5 л масла, срок его службы около 2—4 мес, в подшипниках качения — до 12 мес.

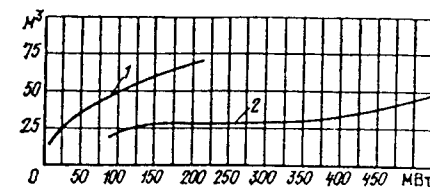


Рис. 5.1. Зависимость количества заливаемого в гидроагрегат масла, м³, от мощности, МВт, и типа турбины:

1 — поворотно-лопастные турбины; 2 — радиально-осевые турбины

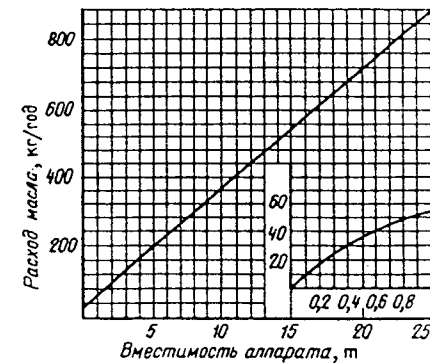


Рис. 5.2. Годовой расход масла в электрических аппаратах с учетом восстановления масла

Расход смазки в подшипниках в зависимости от диаметра вала можно определить по табл. 5.4, расход масла в электрических аппаратах (с учетом восполнения масла) — по рис. 5.2.

Срок службы масла определяется его качеством и температурным режимом работы оборудования. Гарантийный срок хранения масла составляет 5 лет со дня изготовления. По истечении гарантийного срока хранения масло перед употреблением должно быть проверено на соответствие требованиям ГОСТ. Для обеспечения длительной работы масляных систем необходимо вести постоянный контроль за их состоянием, перед заливкой масла в оборудование тщательно очищать и промывать системы, своевременно удалять из масла воду и механические примеси. В системе регулирования турбины срок эксплуатации масла в среднем составляет 1,5—2 года, но при правильной его эксплуатации может превысить и 10 лет. В системе смазки гидроагрегата срок службы масла значительно меньше. В некоторых подшипниках масло приходится менять после 500—1000 ч работы. Для увеличения срока службы масла к нему добавляют присадки.

5.3. ОБРАБОТКА МАСЛА

Очистка масла. Прием в слив свежего масла в баки производится непосредственно из железнодорожных цистерн, автоцистерн и бочек самотеком или с помощью насосов. Свежее масло подлежит очистке.

Значительную часть механических примесей, воды и продуктов старения масла можно удалить после продолжительного отстаивания масла в баках. Скорость осаждения посторонних примесей в масле зависит от удельного веса, формы и размера частиц, а также от удельного веса и вязкости масла.

Скорость осаждения частиц примесей, м/с, можно определить по формуле Стокса

$$C = k \frac{d^2 (\gamma_ч - \gamma_м)}{\nu}$$

где d — диаметр частиц, м; $\gamma_ч$ — плотность частиц, Н/м³; $\gamma_м$ — плотность масла, Н/м³; ν — кинематическая вязкость масла, Н·с/м²; k — эмпирическая постоянная (для частиц шаровидной формы $k = 2,25$).

Отстой масла желательно производить при температуре не выше 80 °С. На рис. 5.3 приведены кривые, показывающие процесс распределения механических примесей в масле у дна бака в зависимости от времени отстаивания. Отстаивание масла, даже с подогревом для ускорения процесса, происходит очень медленно и не всегда обеспечивает надлежащую степень очистки, но все же весьма полезно, так

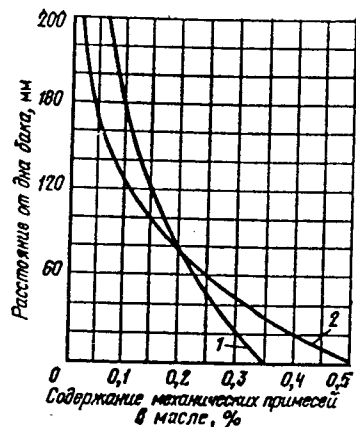


Рис. 5.3. Распределение механических примесей в масле при отстаивании
1 — через 6 ч; 2 — через 8 ч

как значительно сокращает и удешевляет окончательную очистку масла специальными установками, фильтр-прессами или центрифугами. Обычно применяются отстойники вместимостью до 500 л.

В фильтр-прессах очистка производится пропусканием масла под давлением 0,4—0,7 МПа через фильтровальную бумагу, сукно или холст. Масло фильтруют при температуре 70—80 °С.

Отделение из масла механических примесей и воды осуществляется также в центрифуге (барабана-сепараторе) под действием центробежной силы двумя способами:

очисткой (пурификацией), при которой непрерывно происходит отбор из барабана-сепаратора очищенного масла и удаление из него воды с примесями; этот способ применяется в тех случаях, когда масло содержит более 0,1 % воды и прочих примесей;

осветлением (кларификацией), при котором отделяемые от масла примеси остаются в барабана-сепараторе и их удаление производится периодически; этот способ применяется для малозагрязненного масла при содержании воды в нем менее 0,1 %.

Широкое применение при обработке масла находят цеолитовые установки. Сушка масла в них осуществляется путем фильтрации масла через молекулярные сита — искусственные цеолиты, в которых производится адсорбция воды. Цеолиты загружают в адсорберы, и при температуре 20 °С через них прогоняют масло. За один цикл содержание воды снижается с 0,01 % до 0,001 %, т. е. в 10 раз. Производительность такой установки около 2,5 м³/ч. Расход цеолита на сушку 1 т масла составляет 2 кг. Сушка масла с

помощью цеолитов ориентировочно в 4—5 раз дешевле, чем в сепараторе. Перед обработкой масла в цеолитовой установке его желательно пропустить через сетчатый фильтр для предварительной очистки масла от механических примесей.

Очистку масла любым из способов рационально производить путем перекачки масла из одного бака в другой через маслоочистительную аппаратуру. Очистка масла в одном баке требует большего времени и дает худшие результаты. Турбинное масло достаточно пропустить через очистные установки 1—2 раза. Для ускорения сушки масла применяют вакуум-сепараторы, в которых очистка масла производится при пониженном давлении.

Для обработки смазочного, турбинного и изоляционного трансформаторного ма-

сла масла хозяйство необходимо оснастить соответствующим оборудованием (табл. 5.5).

Очистку масла обычно производят в масляном хозяйстве, но возможна очистка масла и поузловая вблизи оборудования. Поэтому маслоочистительное оборудование должно быть как стационарным, так и передвижным.

Хранение масла производится, как правило, в металлических баках, предназначенных для установки как внутри помещений, так и на открытом воздухе или под землей. В обоснованных случаях возможно применение железобетонных емкостей, облицованных изнутри сталью, а также аварийных емкостей, установленных в бетонном массиве и обработанных эпоксидным составом.

Таблица 5.5. Технические характеристики маслоочистительного оборудования

Оборудование	Тип, марка	Подача, м ³ /ч	Давление, МПа	Мощность, кВт
Маслоочистительная установка комплектно с сепаратором, фильтр-прессом, масляными насосами, вакуум-насосом, электроподогревателем и вакуумным бачком	ПСМ1-3000	3	—	44,6
Маслоочистительная машина комплектно с сепаратором, электроподогревателем и насосами	СМ1-3000	3	—	44,5
Фильтр-пресс комплектно с насосом и фильтром	ФП2-3000	3	—	17
Установка передвижная вакуумной обработки и азотирования трансформаторного масла	УВМ-1	2	—	100
Установка передвижная для осушки воздуха	«Суховой-СВ-3/50»	0,05	—	42
Установка для низкотемпературной обработки изоляции силовых трансформаторов*	«Иней-1»	—	—	350
Регенерационная установка комплектно с насосом и электроподогревателем	—	1,4	1,6	14,5
Передвижная цеолитовая установка для сушки трансформаторного масла	МОО2	2,5	—	50
Вакуум-насос с электродвигателем**	НВ3-50Д	3,5	—	7,5
Насос шестеренчатый с электродвигателем	Ш40-6	18	0,4	5
Насос шестеренчатый с электродвигателем	Ш8-25-5,8/2,5	5,8	0,25	2,2
Насос центробежный с электродвигателем	2КМ-66	10	0,22	2,2
Маслонасос ручной	БКФ-2	1,2	0,3	—
Нагреватель масла электрический с насосом	ЭНМ-80	3	—	82,4
Нагреватель мала электрический	ТЭН-140Б13/1,25И220	—	—	1,25
Фильтр механический	ФГН-30М	30	—	—

* Остаточное давление 13,3 Па.

** Вакуум 0,65 Па.

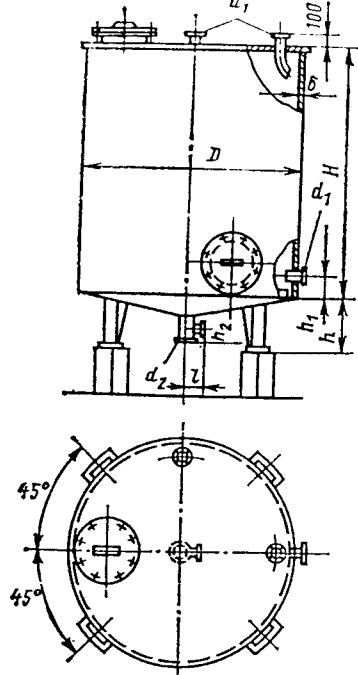


Рис. 5.4. Вертикальный цилиндрический бак, устанавливаемый внутри помещения

Необходимо предусматривать отдельные баки для свежего, чистого и эксплуатационного турбинного масла. Вместимость каждого бака должна быть не менее 110 % полного объема масла данной марки, заливаемого в один гидроагрегат.

Для изоляционного трансформаторного масла предусматриваются также три бака, вместимость не менее 110 % рабочего объема наиболее крупного трансформатора.

Для масляных выключателей и маслонаполненных кабелей предусматриваются два бака для чистого и эксплуатационного изоляционного масла.

Для повышения маневренности при обработке масла целесообразно предусматривать дополнительные баки меньшей вместимости для введения порционной очистки масла.

При доставке масла на ГЭС железнодорожным транспортом вместимость баков для свежего турбинного и трансформаторного масел должна соответствовать вместимости железнодорожной цистерны.

На ГЭС, обслуживаемых центральным масляным хозяйством энергосистемы или каскада, предусматриваются баки только для доливки турбинного и трансформаторного масла. Вместимость этих баков должна обеспечить 45-дневный запас турбинно-

го масла на доливку емкостей всех гидроагрегатов и 10 % вместимости самого крупного трансформатора.

В зданиях ГЭС подземного типа размещают лишь доливной и эксплуатационные баки масляного хозяйства. Вместимость доливного бака принимается из расчета 45-дневного запаса масла на доливку всех гидроагрегатов, а вместимость эксплуатационного бака должна быть не меньше максимальной вместимости маслонаполненного узла гидроагрегата.

Конструктивно баки, как правило, выполняются цилиндрическими вертикального или горизонтального исполнения, в отдельных случаях, если это оправдывается компоновкой, баки могут быть прямоугольными.

Конструкция цилиндрических баков приведена на рис. 5.4—5.6, размеры — в табл. 5.6—5.8.

Все баки имеют лазы. Внутри баков во избежание скопления осадков не должно быть выступающих частей по высоте баков. Чтобы исключить вспенивание масла при наполнении баков, внутри него к трубопроводу присоединяют изогнутый патрубок, направляющий струю масла вдоль стенки бака.

При наружной установке баков необходимо предусматривать их обогрев. Для

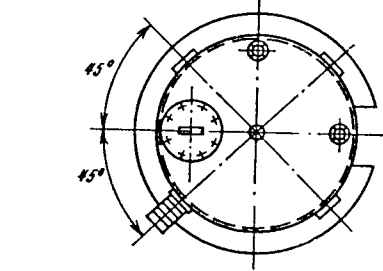
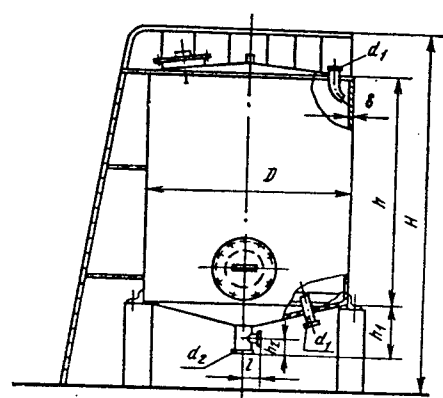


Рис. 5.5. Вертикальный цилиндрический бак, устанавливаемый вне помещения

Таблица 5.6. Размеры и масса вертикальных цилиндрических баков, устанавливаемых внутри помещений

Вместимость бака, м³	Размеры, мм									Масса, кг
	D	h	H	h₁	h₂	d₁	d₂	l	δ	
1	1000	270	1700	170	70	40	40	63	4	275
2	1200	300	1800	300	90	40	100	250	3	420
3	1200	335	2800	180	90	40	100	250	3	480
5	1600	335	2500	250	90	40	100	250	3	568
6	2000	335	1900	190	90	70	150	300	3	594
8	2000	335	2600	260	90	70	150	300	3	687
10	2200	405	2200	270	90	70	100	300	4	1025
12	2200	405	3200	320	90	70	100	300	4	1116
16	2200	300	4200	300	120	70	100	300	4	1460
20	2800	405	3300	330	90	70	100	300	4	1678
25	3250	450	3000	150	100	70	100	300	4	1835
30	3100	450	4400	330	140	80	100	300	4	2100
35	3250	450	4500	250	100	70	200	300	4	2253
40	3550	450	4000	350	120	70	200	300	4	2935
45	326С	300	5450	300	120	70	100	300	4	2710
50	3900	300	4200	300	150	70	100	300	6	3800
60	3900	300	5100	300	120	70	100	300	6	4056
65	3900	300	5404	300	140	65	100	300	6	4550
75	3900	300	6254	300	140	65	100	300	6	5050

Таблица 5.7. Размеры и масса вертикальных цилиндрических баков, устанавливаемых вне помещения

Вместимость бака, м³	Размеры, мм										Масса без лестницы, кг
	D	h	H	h₁	h₂	d₁	d₂	d₃	l	δ	
5	2000	1600	3800	332	100	70	200	40	300	4	570
8	2000	2600	4800	332	100	70	200	40	300	4	770
10	2000	3200	5400	332	100	70	200	40	300	4	890
12	2500	2600	4800	612	100	70	200	40	300	4	1040
16	2500	3300	5500	612	100	70	200	40	300	4	1210
20	2500	4100	6300	612	100	70	200	40	300	4	1410
25	3000	3600	5800	685	100	70	300	70	350	4	1650
30	3000	4300	6500	685	100	70	300	70	350	4	1865
40	3250	5000	7200	780	100	70	300	70	350	4	2305
50	3250	6100	8300	780	100	70	300	70	350	4	2655
60	3900	5100	7300	852	100	70	300	70	350	5	3670
80	3900	6800	9000	852	100	70	300	70	350	5	4500

Таблица 5.8. Размеры и масса горизонтальных цилиндрических баков, устанавливаемых под землей

Вместимость бака, м³	Размеры, мм								Масса без лестницы, кг
	D	A	B	B	d	d₁	d₂	δ	
6	1600	3160	80	1100	100	40	70	5	1000
8	1600	4160	80	1100	70	40	70	5	1260
10	1600	5160	80	1100	70	40	70	5	1516
12	2200	4440	100	1350	70	40	70	5	1500
16	2200	4440	100	1350	70	40	70	5	1875
20	2200	5490	100	1350	70	40	70	5	2243
25	2500	5350	120	1350	70	40	150	6	2953
30	2500	6370	120	1350	70	40	150	6	3434
40	2500	8410	120	1350	70	40	150	6	4290
50	2500	10450	120	1350	70	40	150	6	5236
80	3900	7000	150	1350	70	40	100	6	6830

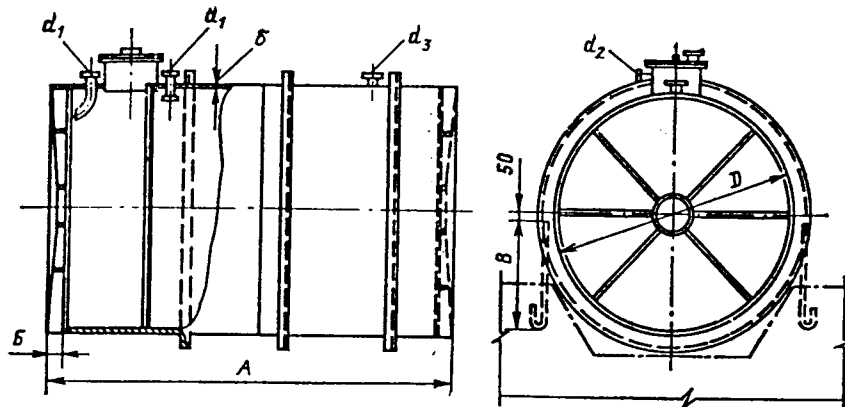


Рис. 5.6. Горизонтальный цилиндрический бак, устанавливаемый под землей

турбинного масла минимальная расчетная температура наружного воздуха, при которой нужен подогрев, -10°C , для трансформаторного масла -25°C . При установке баков в местности с более низкой температурой поверхность баков покрывают тепловой изоляцией.

Уровень масла в баке определяется визуально по маслостеклу, изготовленному из полупрозрачной негорючей пластмассы, или с помощью другого уровнемера. Для удобства эксплуатации на баках устанавливают реле уровня, сигнализирующие о переполнении или минимальном уровне масла в баке.

Измерение уровня масла в баках рекомендуется также осуществлять уровнемерами с сигнализацией граничных уровней (см. § 9.4).

Маслопроводы для подачи и слива масла из маслонаполненных узлов оборудования, как правило, должны быть стационарными. Пример схемы маслопроводов показан на рис. 5.7.

Для каждого вида масла (чистого, эксплуатационного) и сорта масла (турбинное, трансформаторное) необходимо предусматривать отдельные трубопроводы. Маслопроводы прокладываются с уклоном в сторону их опорожнения.

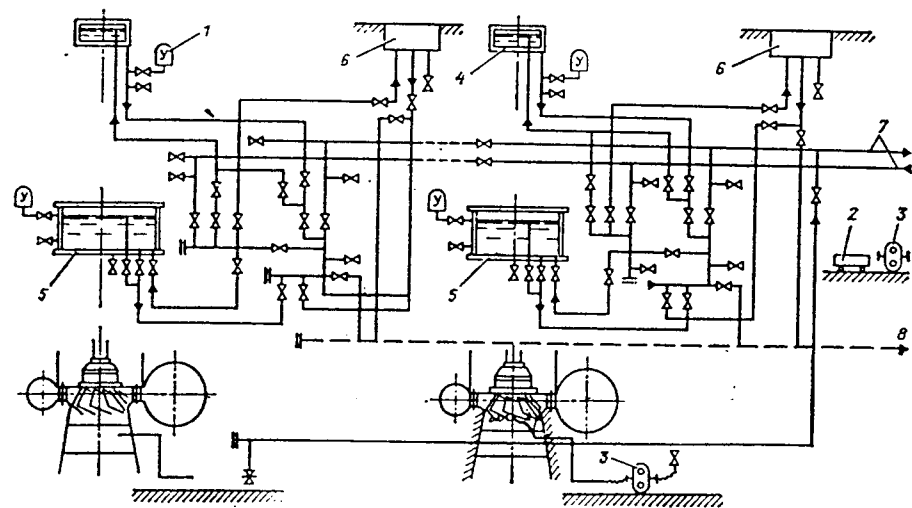


Рис. 5.7. Схема маслопроводов для подачи масла в гидроагрегат:

1 — указатель уровня; 2 — фильтр-пресс; 3 — насос; 4 — ванна подшипника; 5 — ванна подпятника; 6 — бак МНУ; 7 — в баковое помещение и аппаратуру турбинного масла; 8 — в бак аварийного слива масла

Таблица 5.9. Рекомендуемая скорость перекачки масла в трубах

Вязкость масла, $1 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$	Скорость, м/с	
	в трубах всасывающих и безнапорных	в напорных трубах
1—10	1,3	2,5
11—28	1,3	2
29—74	1,2	1,5
75—111	1,1	1,2

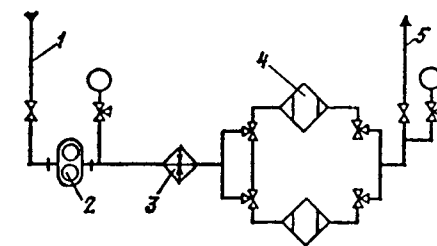


Рис. 5.8. Схема установки для регенерации масла с применением адсорберов:

1 — вход масла на регенерацию; 2 — насос; 3 — маслоподогреватель; 4 — адсорбер; 5 — в бак регенерированного масла

Соединение труб рекомендуется производить сваркой, монтажные участки собирать на фланцах, арматуру применять фланцевую. Трубы для масла применяют стальные бесшовные. В качестве запорной арматуры на маслопроводах используют пробковые сальниковые краны и задвижки. Уплотнение сальников в арматуре и прокладке во фланцевом соединении должны быть из маслостойкой резины или паронита. Муфтовые соединения в трубах и арматуре применять не рекомендуется, так как при этом на маслопроводах не обеспечивается герметичность. Диаметр трубопроводов следует принимать равным 50—80 мм; рекомендуемая скорость перекачки масла различной вязкости в трубах приведена в табл. 5.9.

Маслопроводы, проходящие вне зданий, прокладывают ниже глубины промерзания грунта или в утепленных каналах с уклоном примерно 0,005 в сторону опорожнения. Для предотвращения попадания влаги в маслопроводы, проходящие вне зданий, их целесообразно заполнять маслом под небольшим давлением.

Аппаратная масляного хозяйства состоит из основного маслоочистительного оборудования и распределительных сборок, позволяющих выполнять все операции с маслами и раздачу масел потребителям. Для каждого сорта масла предусматриваются по два коллектора: напорный и сливной, к ним подключаются баки, при-

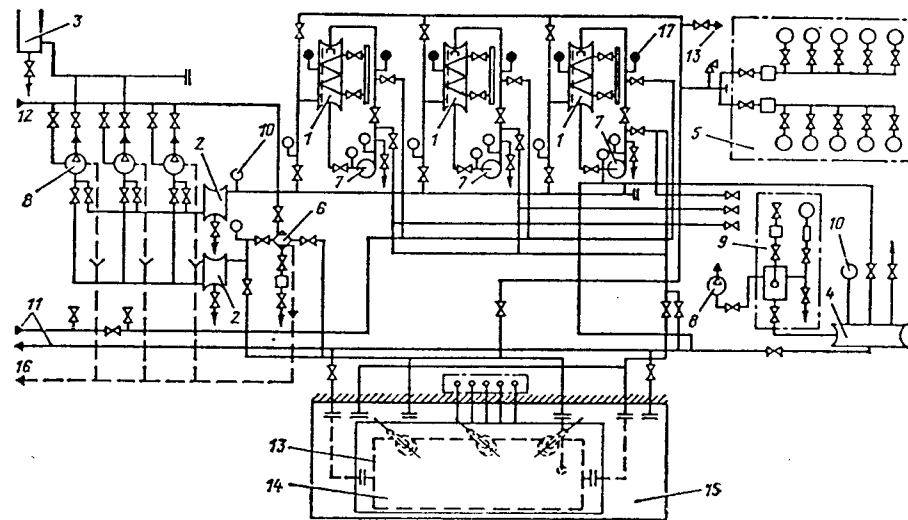


Рис. 5.9. Схема вакуумной установки для сушки трансформаторного масла:

1 — бак дегазационный; 2 — бак буферный для улавливания масла; 3 — бак расширительный для улавливания масла; 4 — бак для слива масла; 5 — азотная установка; 6 — конденсатор; 7 — насос; 8 — вакуум-насос; 9 — прибор для определения объемного содержания воздуха в масле; 10 — в кукуметр; 11 — в баковое помещение и аппаратуру трансформаторного масла; 12 — подвод технической воды; 13 — трансформатор; 14 — сушильная камера; 15 — трансформаторная мастерская; 16 — слив технической воды; 17 — электротермометр

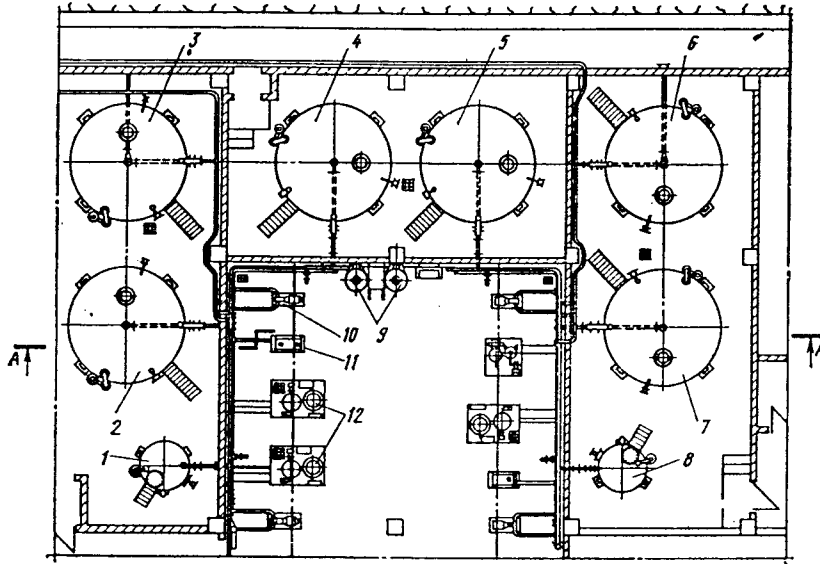
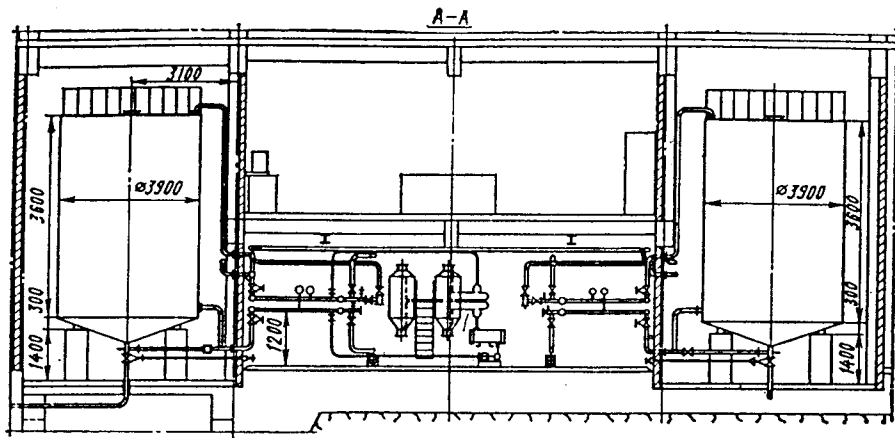


Рис. 5.10. Станционное масляное хозяйство:

1 — бак порционной очистки трансформаторного масла; 2 — бак эксплуатационного трансформаторного масла; 3 — бак отработанного трансформаторного масла; 4 — бак чистого трансформаторного масла; 5 — бак чистого турбинного масла; 6 — бак отработанного турбинного масла; 7 — бак эксплуатационного турбинного масла; 8 — бак порционной очистки турбинного масла; 9 — дегазационная установка; 10 — насос; 11 — фильтр-пресс; 12 — маслоочистительная установка

емные колонки (штуцерная), маслоочистительная аппаратура, насосы и трубопроводы приема и выдачи масла потребителям. Оба коллектора разделены на две секции для чистого и грязного масла. Кроме стационарно установленного оборудования к коллекторам возможно подключение и передвижного оборудования.

Продолжительность подготовки масла, а следовательно, и выбор подачи маслоочистительной аппаратуры определяется продолжительностью ремонта оборудова-

ния. В среднем ремонт гидроагрегата составляет 20—22 дня, трансформатора — 20—25 дней. Продолжительность подготовки масла, ч, можно определить по формуле

$$t = 1,3 \frac{Vm}{q}$$

где V — объем масла, залитого в гидроагрегат или трансформатор, л; m — число циклов при очистке; q — производительность маслоочистительного оборудования л/ч;

1,3 — коэффициент, учитывающий время, необходимое для смены бумаги в фильтр-прессе, для очистки барабанов-сепараторов, и т. д.

Наибольший объем масла, залитого в гидроагрегат, не превышает 100 м³, а в трансформатор — 120 м³. В этом случае максимальная продолжительность работы маслоочистительной аппаратуры при двухсменной работе составит для турбинного масла около 11 дней, для трансформаторного масла — около 13 дней.

Таким образом, для обработки масла каждой марки на ГЭС достаточно установки одной машины с подачей 3 м³/ч.

Регенерацию отработанного масла можно производить силикагелем, цеолитом или алюмогелем, более глубокая регенерация (по схеме кислота—земля и др.) практически не требуется. Схема установки для регенерации масла показана на рис. 5.8. Она состоит из двух адсорберов, насоса и подогревателя. Обработке адсор-

бентами может подвергаться эксплуатационное масло как в баках, так и непосредственно в оборудовании.

Силикагель и алюмогель, использованные в адсорберах, могут быть восстановлены для повторного применения продувкой их воздухом, нагретым до 200 °С. Сорбционные свойства цеолита восстанавливаются при его продувке воздухом, нагретым до 300—400 °С.

Установка для вакуум-сушки и дегазации масла. Заводы — изготовители трансформаторов предъявляют повышенные требования к маслу, в частности к его диэлектрическим свойствам. В связи с этим масло должно быть исключительно чистым, т. е. влагосодержание должно быть не более 0,001 % первоначального объема, газосодержание не более 0,1 %. Заливка масла в бак трансформатора должна производиться с интенсивностью не более 3 т/ч. Для трансформаторов напряжением 110—150 кВ остаточное давление при этом

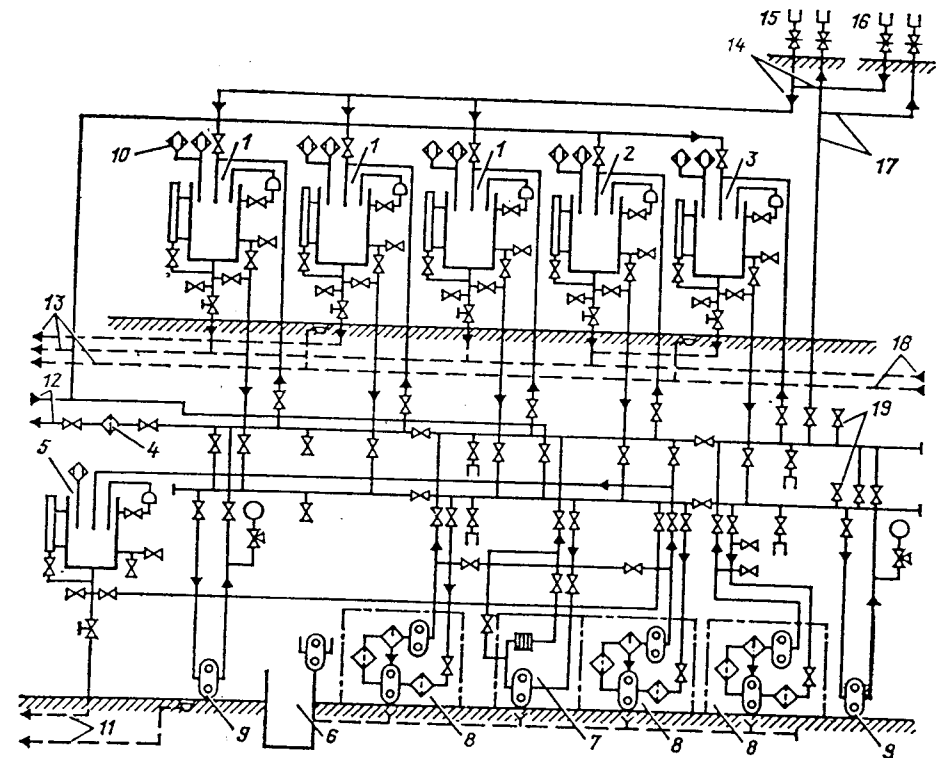


Рис. 5.11. Принципиальная схема турбинного масляного хозяйства:

1 — бак чистого масла; 2 — бак эксплуатационного масла; 3 — бак отработанного масла; 4 — фильтр; 5 — бак порционной очистки масла; 6 — бак сбора протечек; 7 — фильтр-пресс; 8 — машина маслоочистительная; 9 — насос; 10 — фильтр для осушки воздуха; 11, 13 — баки аварийного слива масла; 12 — маслопроводы для обслуживания гидроагрегатов; 14 — трубопроводы приема свежего масла; 15 — монтажная площадка; 16 — трансформаторная мастерская; 17 — трубопроводы очистки масла; 18 — слив из баков и трапов трансформаторного масла; 19 — выпуск воздуха

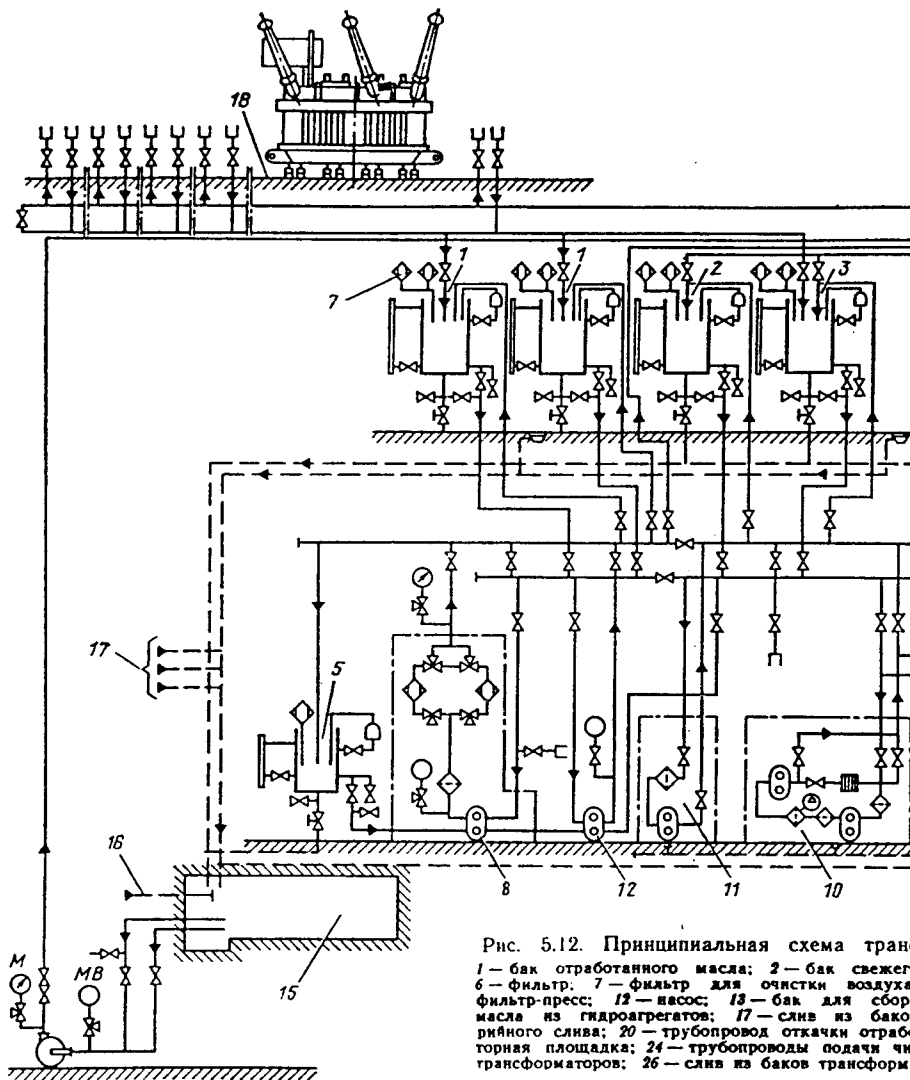


Рис. 5.12. Принципиальная схема трансформаторного масляного хозяйства:
 1 — бак отработанного масла; 2 — бак свежего масла; 3 — бак эксплуатационного масла; 4 — бак чистого масла; 5 — бак порционной очистки масла; 6 — фильтр; 7 — фильтр для очистки воздуха; 8 — регенерационная установка; 9 — цеолитовая установка; 10 — маслоочистительная установка; 11 — протечек; 12 — насос; 13 — бак для сбора масла из гидроагрегатов; 14 — выпуск воздуха; 15 — бак аварийного слива масла; 16 — трубопровод аварийного слива турбинного масла; 17 — слив из баков трансформаторной площадки; 18 — слив из баков трансформаторной площадки; 19 — трубопровод откачки масла из баков трансформаторной площадки; 20 — трубопровод откачки масла из баков трансформаторной площадки; 21 — монтажная площадка; 22 — в помещение дегазации масла; 23 — трансформаторного масла; 24 — трубопроводы приема свежего масла и слива эксплуатационного масла из трансформаторного масла; 25 — слив из баков трансформаторного масла.

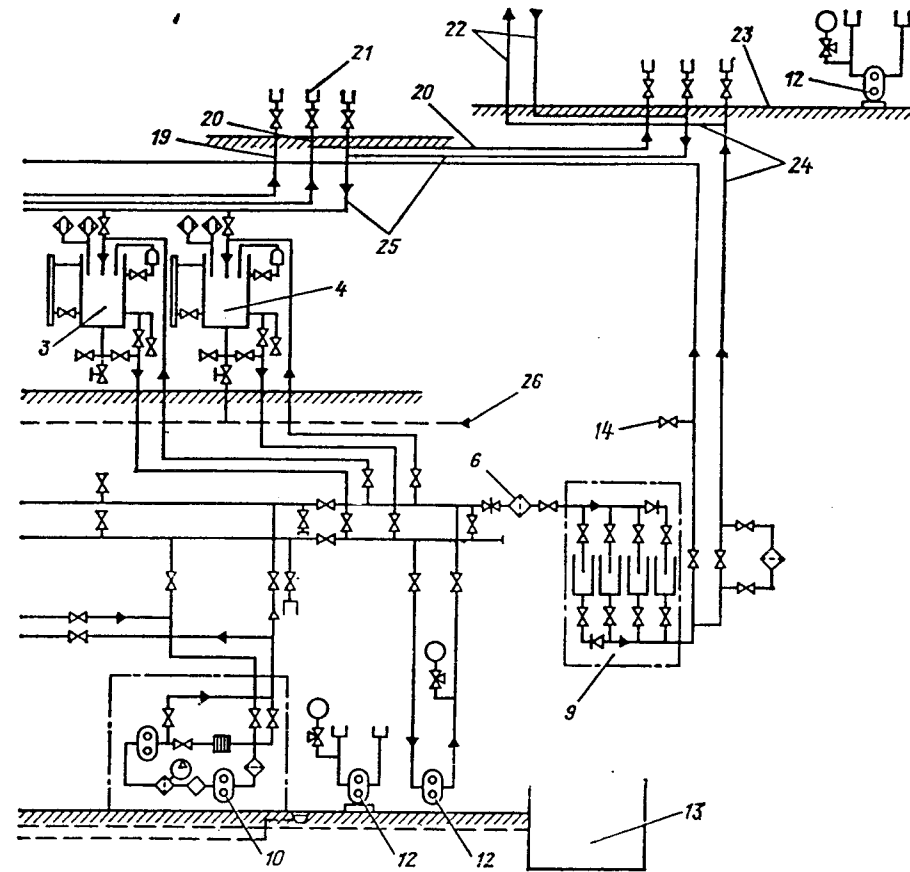
не должно превышать 52,8 кПа, для трансформаторов напряжением 220—500 кВ — 1,3 кПа.

Сушку и дегазацию масла производят путем глубокого вакуумирования масла.

В первой ступени установки для сушки трансформаторного масла (рис. 5.9) осуществляется сушка и частичная дегазация, а во второй — окончательная дегазация масла.

Масло в дегазационных баках, находясь под вакуумом, расплывается и стекает тонкой пленкой (0,15—0,2 мм), обеспечивается наиболее полное удаление

паров воды из воздуха. Процесс сушки и дегазации протекает в дегазационных баках при температуре 60—70 °С. Для улавливания легких фракций масла, испаряющихся при такой температуре, необходимо производить их последующее охлаждение, для чего через конденсатор пропускается холодная вода и охлажденные фракции задерживаются в буферных емкостях. Для повышения стабильности осушенное и дегазированное масло насыщают азотом, который подается в связующую магистраль от установки под избыточным давлением из азотного баллона.



форматного масляного хозяйства:

1 — бак отработанного масла; 2 — бак свежего масла; 3 — бак эксплуатационного масла; 4 — бак чистого масла; 5 — бак порционной очистки масла; 6 — фильтр; 7 — фильтр для очистки воздуха; 8 — регенерационная установка; 9 — цеолитовая установка; 10 — маслоочистительная установка; 11 — протечек; 12 — насос; 13 — бак для сбора масла из гидроагрегатов; 14 — выпуск воздуха; 15 — бак аварийного слива масла; 16 — трубопровод аварийного слива турбинного масла; 17 — слив из баков трансформаторной площадки; 18 — слив из баков трансформаторной площадки; 19 — трубопровод откачки масла из баков трансформаторной площадки; 20 — трубопровод откачки масла из баков трансформаторной площадки; 21 — монтажная площадка; 22 — в помещение дегазации масла; 23 — трансформаторного масла; 24 — трубопроводы приема свежего масла и слива эксплуатационного масла из трансформаторного масла; 25 — слив из баков трансформаторного масла.

5.4. ТРАНСФОРМАТОРНАЯ МАСТЕРСКАЯ

Для монтажа и ремонта главных трансформаторов на некоторых гидроэлектростанциях, где невозможно использование для этой цели монтажной площадки, предусматривается создание трансформаторной мастерской. Обычно она располагается на уровне трансформаторной площадки, что позволяет по рельсовым путям передвигать трансформаторы с этой площадки в трансформаторную мастерскую и обратно.

Целесообразно трансформаторную мастерскую располагать вблизи монтажной площадки ГЭС, связав их между собой рельсовыми путями, по которым также возможна перекатка трансформаторов.

В трансформаторной мастерской предусматривается установка мостового электрического крана, грузоподъемность и высотное положение которого должны обеспечить подъем верхней части бака (колокола). В случае крайне редкой необходимости подъема магнитопровода желательнее использовать кран мазшала, если трансформатор для этой операции можно

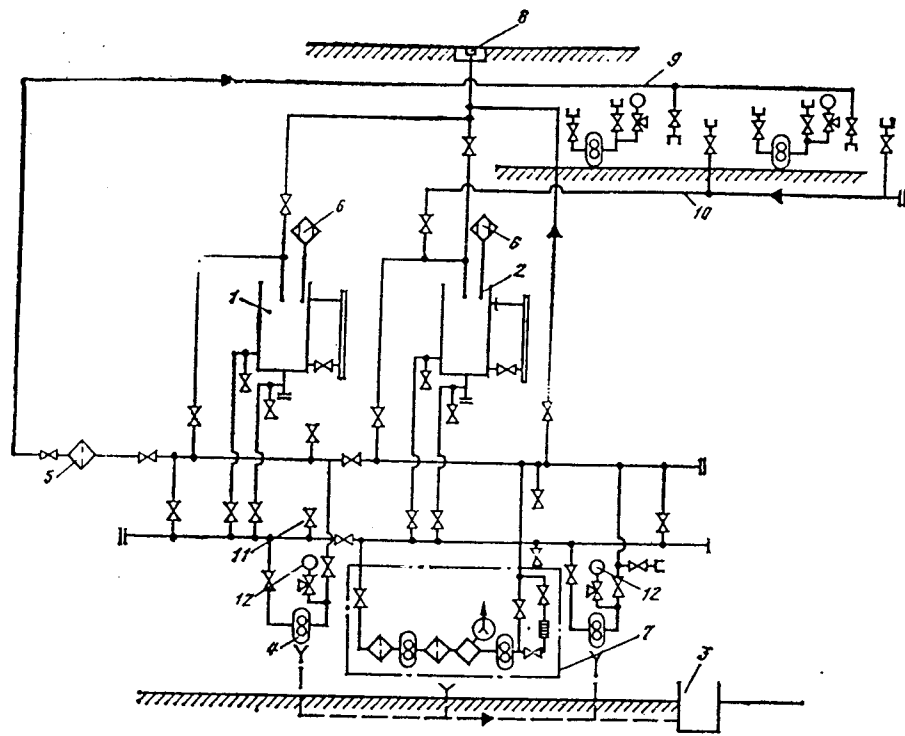


Рис. 5.13. Принципиальная схема масляного хозяйства гидроприемников:

1 — бак эксплуатационного масла; 2 — бак отработанного масла; 3 — бак для сбора протечек; 4 — шестеренный насос; 5 — фильтр; 6 — фильтр сушки воздуха; 7 — установка маслоочистительная; 8 — прием эксплуатационного и откачка отработанного масла; 9 — напорный трубопровод; 10 — сливной трубопровод; 11 — выпуск воздуха; 12 — манометр

передвигать в зоне его действия. На ряде ГЭС, расположенных в отдаленных районах страны, при трансформаторной мастерской предусматривается сооружение сушильной камеры, размеры которой позволяют поместить в нее трансформатор с высоковольтным вводом. На многих ГЭС сушка масла и обмоток трансформатора успешно осуществляется с помощью передвижных установок типа «Суховой» и «Иней», что позволяет отказаться от сооружения дорогостоящих сушильных камер.

Для дегазации масла перед заливкой его в трансформатор предусматривается специальная стационарная установка или используется передвижная установка для вакуумной обработки и азотирования трансформаторного масла типа УВМ-1 подачей 3 м³/ч. Кроме того, в трансформаторной мастерской устанавливаются передвижные маслоочистительные установки (центрифуга, фильтр-пресс, цеолитовая установка), маслонасосы, вакуум-насосы и другое оборудование.

В помещении трансформаторной мастерской подводятся маслопроводы транс-

форматорного масла из стационарного масляного хозяйства. Здесь следует также предусматривать размещение двух дополнительных операционных баков вместимостью по 5—10 м³. Эти баки используются для промежуточного хранения масла при его дегазации.

Трансформаторная мастерская должна иметь уклон пола для стока случайных протечек масла через трап в подземный бак-уловитель. В полу необходимо предусматривать анкеры, которые используются для крепления лебедок и полиспастов при перекатке трансформаторов.

5.5. КОМПОНОВКА ПОМЕЩЕНИЙ МАСЛЯНОГО ХОЗЯЙСТВА

Масляное хозяйство обычно размещается в здании ГЭС, в блоке монтажной площадки. Для ГЭС и ГАЭС в южных районах страны, а также расположенных в узких створах, оправдана компоновка отдельного здания масляного хозяйства с открытым маслохранилищем. Масляное хо-

зяйство подземных ГЭС должно располагаться в помещениях на поверхности земли.

Размещение помещений станционного масляного хозяйства над и под трансформаторами, кабельными сооружениями и другими пожаро- и взрывоопасными помещениями не допускается.

В баковых помещениях допускается размещать в одном изолированном отсеке масляные баки общей вместимостью до 150 м³.

Пример компоновки станционного масляного хозяйства приведен на рис. 5.10. Принципиальные схемы масляного хозяйства приведены на рис. 5.11—5.13.

Баковые помещения должны быть отделены друг от друга и от соседних помещений несгораемыми стенами и перекрытиями с пределом огнестойкости не менее 2,5 ч. Из каждого помещения маслоскладов предусматриваются выходы непосредственно наружу или на лестничные клетки через тамбур.

Из помещений площадью менее 100 м² может быть один выход, из помещений с площадью более 100 м² — не менее двух. Высота порога в маслоскладе должна быть не менее 15 см и обеспечивать удержание полного объема масла, разлившегося при повреждении одного из баков.

Двери должны открываться наружу и быть несгораемыми с пределом огнестойкости 1,5 ч.

Каждое баковое помещение, а также помещения регенерации масла и аппаратные должны быть оборудованы приточно-вытяжной вентиляцией, обеспечивающей не менее чем трехкратный обмен воздуха за 1 ч. Масляное хозяйство в качестве пожарной защиты оборудуется внутренними пожарными кранами и первичными средствами пожаротушения (огнетушителями), а баковые помещения площадью более 500 м² — установками автоматического пожаротушения распыленной водой.

Расходные баки закрытых маслоскладов должны иметь закрытые аварийные сливы. Вместимость резервуара аварийного слива должна быть не менее 30 % суммарного объема всех расходных баков, расположенных в одном отсеке, но не меньше вместимости наибольшего бака.

При наличии нескольких отсеков предусматривается один аварийный резервуар.

Соединительные аварийные трубопроводы должны быть снабжены устройством (гидрозатвором), препятствующим возможности распространения огня.

Дренаж аппаратной должен быть выполнен с уклоном пола, поддонов под оборудованием и дренажных канавок вдоль стен помещения. Полы в баковых помещениях аппаратной, регенерационной, моечной тары и в бытовых следует выполнять из керамической плитки.

Маслохимическая лаборатория должна обеспечивать периодические анализы турбинного, изоляционного и смазочного масел. Лаборатория оснащается набором оборудования, приборами, посудой и реактивами, которые размещаются в следующих помещениях: аналитической (с окислительной); весовой; термической; моечной; кладовой.

Аналитическая комната должна быть светлой, и площадь ее определяется из расчета 10—12 м² на одно рабочее место, а с учетом необходимого места под оборудованием комната в сумме должна иметь площадь, равную 30—35 м². В ней размещаются: вытяжные шкафы; лабораторные столы для аналитических и титровальных работ; установки для окисления масла и перегонки воды; шкафы для хранения химической посуды и материалов; мебель для персонала; огнетушитель, ящик с песком и асбестовое покрытие.

В термической комнате площадью 20—25 м² размещаются: вытяжной шкаф; верстак под железным колпаком с тягой для установки муфельных и тигельных печей; термостаты; установки для измерения пробивного напряжения масла; стеклотурбинный верстак; мебель для персонала; огнетушитель, ящик с песком и асбестовое одеяло.

Весовая комната площадью 5—6 м² оснащается аналитическими, техническими и торговыми весами.

Моечная комната площадью 8—10 м² оснащается моечными столами, термостатом, раковинной.

Кладовая для маслохимической лаборатории рекомендуется площадью 10—15 м².

Глава 6

ПНЕВМАТИЧЕСКОЕ ХОЗЯЙСТВО

6.1. ПОТРЕБИТЕЛИ СЖАТОГО ВОЗДУХА

Сжатый воздух на ГЭС и ГАЭС получил широкое распространение благодаря большому удобству его использования, легкости аккумуляции, транспортабельности по трубам к потребителям.

Воздух представляет собой смесь газов, состоящую у поверхности земли в основном из азота (около 79 % по объему, или 76,8 % по массе) и кислорода (соответственно 21, или 23,2 %). В атмосферном воздухе может содержаться некоторое количество углекислого газа (до 0,03 %) и других газов (до 1 %). Обычно в воз-

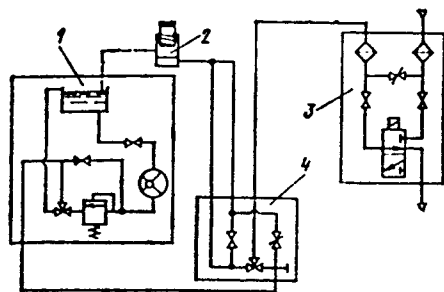


Рис. 6.1. Схема тормозного устройства гидроагрегата:

1 — насосная установка для подъема ротора на тормозах; 2 — тормоза (условно показан только один); 3 — шкаф аппаратуры торможения; 4 — промежуточный узел

духе содержится до 4 % водяного пара, а также пыль и микроорганизмы.

Физические свойства воздуха: молекулярная масса $M = 28,96$; газовая постоянная $R = 29,27$; температура кипения при 0,1 МПа равна -193°C , критическая температура $-140,7^{\circ}\text{C}$, критическое давление 3,72 МПа.

Давление воздуха измеряется в мегавасках (МПа). 1 кг/см^2 равен 0,0980665 МПа, т. е. 1 МПа равен примерно 10 кг/см². В настоящей главе давление (при отсутствии оговорок) указывается абсолютное. За единицу количества воздуха принимается 1 м³ воздуха, приведенного к условиям по ГОСТ 2939—63 при температуре 20 °С и номинальном атмосферном давлении 760 мм рт. ст. (0,1 МПа).

За единицу подачи компрессора и расхода воздуха принимается 1 м³/мин воздуха, приведенного к тем же условиям.

Потребителями сжатого воздуха на ГЭС и ГАЭС являются различные механизмы и устройства, работающие при давлении от 0,4 до 6,4 МПа.

При рабочем давлении от 0,4 до 0,9 МПа действуют пневматические инструменты различного назначения, пескоструйные и окрашивающие устройства, система торможения ротора гидроагрегата при остановке, пневмогидравлические приборы, система создания льдины перед затворами водосбросов плотины. В некоторых случаях сжатый воздух при давлении 0,9 МПа применяется для пневматических уплотнений турбины, системы отжатия воды из камеры рабочего колеса турбины при переводе гидроагрегата на работу в режиме синхронного компенсатора. Для гидроагрегатов ГАЭС отжатие воды осуществляется также перед пуском в насосном режиме.

При рабочем давлении от 2,1 до 4,1 МПа работают выключатели и разъемные аппараты высокого напряжения. При ра-

бочем давлении от 4,1 до 6,4 МПа работают гидроаккумуляторы маслянапорных установок системы регулирования гидроагрегатов и в некоторых случаях системы отжатия воды из камеры рабочего колеса при переводе гидроагрегата в компенсаторный режим или пуске агрегата ГАЭС в насосный режим, а также пневматические уплотнения затворов.

Тормозные устройства гидроагрегатов предусматриваются в конструкции генератора (двигателя-генератора). Они включают в себя тормозной диск, укрепленный под ротором, поршневые тормоза, опирающиеся на фундамент, шкаф с аппаратурой торможения и промежуточный узел. Схема тормозного устройства показана на рис. 6.1.

Тормозные устройства предназначаются для сокращения продолжительности цикла остановки гидроагрегата и продолжительности его вращения с малой частотой при недостаточной смазке подпятника и подшипников. Поршневые тормоза одновременно являются гидравлическими домкратами для периодического подъема ротора при ремонте гидроагрегата.

Расход воздуха на один цикл торможения зависит от числа установленных тормозов. Ориентировочный расход при числе тормозов до 24 равен 500 л, свыше 32 тормозов — 700 л; уточненный расход определяется проектом генератора.

Пневматические инструменты применяются при производстве ремонтных работ на агрегатах и гидротехнических сооружениях. Параметры инструментов приведены в табл. 6.1.

Сжатый воздух также применяется для пескоструйной очистки металлоконструкций и каменных облицовок зданий, барботажной очистки подводных сооружений, цементации, окрасочных работ и т. п.

В зависимости от числа установленных гидроагрегатов и состава прочего оборудования одновременно в работе могут находиться от 2 до 10 потребителей.

Ориентировочно расход воздуха, м³/мин, можно принимать:

При числе агрегатов:	
2—4	5
5—8	10
9—12	15
13—15	20

Уточненный расход определяется проектом.

Система создания льдины служит защитой от передачи давления льда на оперативные затворы водосбросов гидротехнических сооружений.

Температура воды на глубине нескольких метров всегда выше 0 °С, поэтому, если осуществить ее перемешивание с поверхностным слоем, можно обеспечить таяние образовавшейся ледяной пленки или предотвратить ее образование. Пузырьки

Таблица 6.1. Параметры пневматических инструментов

Наименование	Тип	Техническая характеристика	Рабочее давление, МПа	Расход воздуха, м ³ /мин	Масса, кг
Машина ручная сверлильная пневматическая	ИП-1019	Диаметр сверла 12 мм	0,6	0,9	1,7
	ИП-1020	То же	0,6	0,9	1,7
	ИП-1024	Диаметр сверла 13 мм	0,6	1	2,8
	ИП-1016А	То же 32 мм	0,6	1,95	8,3
	ИП-1103А	То же	0,6	2,0	7,5
То же угловая	ИП-1023	То же 25 мм	0,6	1,2	5,3
То же по железобетону		Глубина сверления 220 мм			
Машина ручная шлифовальная пневматическая	ИП-2009А	Диаметр круга 63 мм	0,6	0,9	1,9
	ИП-2203	То же 125 мм	0,6	1,6	7,5
	ИП-2015	То же 150 мм	0,6	1,2	3,5
Гайковерт ручной пневматический ударный реверсивный прямой	ИП-3112А	Диаметр заворачиваемой резьбы 14 мм	0,6	0,6	2,2
	ИП-3131А	То же 18 мм	0,6	0,7	2,7
Ножницы ручные пневматические ножевые	ИП-3114	То же 20 мм	0,6	0,9	4,5
	ИП-3105А	То же 36 мм	0,6	1,05	9,2
	ИП-3115	То же 52 мм	0,6	1,6	14,5
	ИП-5401А	Толщина разрезаемого металла 2,5 мм, скорость резания 2 м/мин	0,5	0,8	2,9
	То же вырубные	ИП-5502	Толщина разрезаемого металла 2,5 мм, скорость резания 1,2 м/мин	0,5	0,9
Молоток рубильный пневматический виброзащитный	ИП-4119	Энергия удара 12,5 Дж, частота ударов 38 Гц	0,5	2,5	5,5
Лом ручной пневматический	ИП-4604	Энергия удара 90 Дж, частота ударов 13 Гц	0,5	1,8	18
	ИП-4607	Энергия удара 90 Дж, частота ударов 10 Гц	0,5	1,6	18
Пневмопробойник	ИП-4603	Диаметр пробиваемых скважин без расширителя 130 мм, с расширителем 200 мм	0,6	4,5	90

сжатого воздуха, выпущенного в воду через сопла на глубине 3—10 м, поднимаясь на поверхность, образуют мощный поток сравнительно теплой воды. Создающаяся при этом циркуляция от одного сопла защищает от замерзания площадь на поверхности диаметром от 3 до 6 м. Размер этой площади зависит от наличия и скорости течения воды, глубины погружения сопла и расхода воздуха. Расход на одно сопло обычно 0,05—0,06 м³/мин. Расстояние между соплами принимается не более 3 м, поэтому расчетный расход воздуха на 1 м защищаемого фронта рекомендуется 0,02—0,03 м³/мин.

Заглубление сопел должно быть 3—4 м под минимальный уровень воды в зимнее время, однако при максимальном уровне заглубление не должно быть больше 10—12 м. В случае необходимости для обеспечения указанных требований сопла следует закладывать в бетон на разных уровнях или устанавливать их на специальной раме с подъемным приспособлением.

Пневмогидравлическая аппаратура работает на принципе измерения давления сжатого воздуха в импульсной трубке, опущенной в воду. По этой трубке пропускается сжатый воздух в небольшом количестве и после вытеснения воды из трубки в ней устанавливается давление, равное давлению вытесненного столба воды. При изменении уровня давление соответственно меняется.

На пневмогидравлическом принципе могут работать как манометрические приборы, так и дифманометры. Импульсная трубка опускается в воду на глубину не менее 1 м с учетом максимально возможных колебаний уровня. Конец трубки рекомендуется выполнять в виде воронки с диаметром на выходе 80 мм и высотой 100 мм.

Расход воздуха, подаваемого в каждую импульсную трубку, ориентировочно равен 15 л/ч, давление в импульсной трубке должно несколько превышать максимальное давление столба измеряемой жид-

кости. Для регулирования расхода сжатого воздуха устанавливается специальный игольчатый клапан.

Отжатие воды из камеры рабочего колеса агрегата ГЭС или ГАЭС необходимо в тех случаях, когда гидроагрегат переводится на работу в компенсаторный режим, а также при пуске агрегата ГАЭС в насосный режим.

Впуск сжатого воздуха осуществляется через крышку турбины или через конус отсасывающей трубы. На впускном трубопроводе устанавливается быстродействующий запорный орган.

Порядок перевода гидроагрегатов в компенсаторный режим задается для каждого конкретного объекта соответствующей энергосистемой. Должны быть заданы временной интервал перевода и общее число одновременно работающих в этом режиме гидроагрегатов, продолжительность работы.

Впуск сжатого воздуха начинается после закрытия направляющего аппарата и прекращается после отжатия воды до минимального уровня. По мере подъема уровня воды вследствие утечек воздуха периодически, при достижении максимально допустимого уровня, кратковременно осуществляется выпуск воздуха из воздухоприемника либо включается специальный компрессор низкого давления или воздухоудовка. После отжатия воды до минимального уровня выпуск воздуха снова прекращается.

Ориентировочный заполняемый сжатым воздухом объем камеры рабочего колеса для гидроагрегатов разного типа и диаметра приводится в табл. 6.2.

Гидроаккумуляторы МНУ используются в системе управления и регулирования гидромашин ГЭС и ГАЭС, а также управления предтурбинными затворами. Давление в гидроаккумуляторах равно 4,1 МПа (ГОСТ 8339—84). Сжатый воздух здесь занимает 70—80 % общего объема. Для крупных гидроагрегатов, например для гидроагрегатов Саяно-Шушенской ГЭС, применено повышенное давление (6,4 МПа).

Ориентировочный объем сжатого воздуха в гидроаккумуляторах разного типа приводится в табл. 6.3.

Выключатели и разъединители высокого напряжения используют сжатый воздух для гашения дуги, возникающей между контактными поверхностями в момент разрыва электрической цепи (воздушные выключатели), и для пневматического привода контактов отделителя при включении и отключении. В некоторых конструкциях воздушных выключателей сжатый воздух используется также для вентиляции внутренних полостей в целях предупреждения конденсации влаги, снижающей уровень изоляции.

Номинальное давление воздушных выключателей, выпускаемых в СССР, равно 2,1; 2,7 и 4,1 МПа. Масляные выключа-

Таблица 6.2. Ориентировочный объем сжатого воздуха в камере рабочего колеса при отжатии воды

Диаметр рабочего колеса турбины D, м	Объем сжатого воздуха в камере рабочего колеса турбины V _к , м ³	
	ПЛ	РО
3,5	48	52
3,75	56	61
4	68	74
4,25	82	88
4,5	97	105
4,75	114	123
5	133	144
5,3	160	172
5,6	187	202
6	230	250
6,3	266	288
6,7	320	346
7,1	380	412
7,5	450	486
8	545	590
8,5	654	707
9	776	840
9,5	913	—
10	1065	—
10,6	1270	—

Примечание. Ориентировочный объем указан для уровня отжатия воды, равного 0,4 D_г; для ПЛ турбин — от оси поворота лопасти, для РО турбин — от нижней плоскости обода рабочего колеса.

Таблица 6.3. Объем воздуха в гидроаккумуляторах МНУ

Тип МНУ	Вместимость, м ³		Объем сжатого воздуха в гидроаккумуляторе, м ³
	гидроаккумулятора	маслобака МНУ	
МНУ 1,6/1-40-2,5-2	1,6	2,5	51
МНУ 2,5/1-40-4-2	2,5	4,0	80
МНУ 4/1-40-4-2	4	4	128
МНУ 6,3/1-40-8-2	6,3	8	202
МНУ 8/1-40-8-2	8	8	256
МНУ 10/1-40-12,5-2	10	12,5	320
МНУ 12,5/1-40-12,5-2	12,5	12,5	400
МНУ 16/1-40-16-2	16	16	512
МНУ 16/2-40-16-2	16	16	512
МНУ 20/2-40-16-2	20	16	640
МНУ 25/2-40-25-2	25	25	800
МНУ 30/2-40-25-2	30	25	960
МНУ 16/1-40-20-3	16	20	512
МНУ 16/2-40-20-3	16	20	512
МНУ 20/2-40-20-3	20	20	640
МНУ 25/2-40-32-3	25	32	800
МНУ 30/2-40-32-3	30	32	960
МНУ 36/2-40-32-3	36	32	1152

Примечание. Объем воздуха указан при номинальном давлении в МНУ 4,1 МПа, при объеме масла в гидроаккумуляторе, равном 20% его объема.

Таблица 6.4. Характеристика воздушных выключателей

Тип выключателя	Номинальное давление сжатого воздуха, МПа	Расход воздуха				
		на включение, м ³	на отключение, м ³	на цикл автоматического повторного включения, м ³	вентиляционно, м ³ /ч	на утечки, м ³ /ч
ВВУ-35А-40/2000, ВВУ-35А-40/3150	2	—	4	7,4	1	0,45
ВВЭ-110Б-16/1600, ВВБМ-110Б-31,5/2000	2	—	4,5	7,8	1	0,45
ВВУ-110Б-40/2000	2	—	8,4	15	1,5	0,72
ВВБК-110Б-50/3150	4	—	10,5	20	1	0,48
ВВБТ-110Б-31,5/1600	2	—	4,5	7,8	1	0,48
ВВБ-220Б-31,5/2000, ВВБТ-220Б-31,5/1600	2	—	9	15,6	1,5	0,75
ВВБК-220Б-56/3150	4	—	22,5	40	1,2	0,8
ВВД-220Б-31,5/2000	2	—	9	15	1,5	0,75
ВВДМ-330Б-40/3200	4	—	24	42	3,3	2
ВВД-330Б-31,5/3200	2	—	18	32	3	1,5
ВВБК-330Б-40/3200	4	—	16,5	30	1,2	0,75
ВВБТ-400Б-31,5/1600	2	—	18	32	3	1,5
ВВБ-500А-35,5/2000	2	—	27	50	4,5	2,25
ВВБК-500-50/3200	4	—	36	72	2,4	1,5
ВВБ-750-40/3200	2,6	—	42	78	6	2,7
ВНВ-220-63/3150	4	1,37	12,3	17	1	2
ВНВ-330-40/3200, ВНВ-500-40/3250	4	1,4	20	32	1	2
ВНВ-500-63/4000, ВНВ-330-63/3200	4	2,25	25,4	46,5	1	2,5
ВНВ-750-40/3200	4	2,1	32,5	54	1	2
ВНВ-1150-40/4000	4	4,8	65	112	3	4

тели и разъединители с пневматическим приводом работают при давлении 2,1 МПа.

Сжатый воздух, подаваемый к выключателям и разъединителям, должен быть чистым и сухим. Осушка воздуха в отечественных компрессорных установках обычно производится термодинамическим способом, для чего предусматриваются два значения давления: повышенное, при котором работают компрессоры и воздухоприемники, и рабочее для воздухоприемной сети и аппаратов.

Параметры выключателей приводятся в табл. 6.4. В этой таблице все данные относятся к трем полюсам.

6.2. СХЕМЫ ПНЕВМАТИЧЕСКОГО ХОЗЯЙСТВА

На ГЭС и ГАЭС в составе пневматического хозяйства могут создаваться независимые системы: низкого давления 0,9 МПа; среднего давления 4,2—6,4 МПа; высокого давления 23,1 МПа.

При проектировании схем пневматического хозяйства необходимо учитывать следующие соображения.

Оперативными потребителями, не допускающими даже кратковременного пе-

рерыва в воздухообеспечении, являются система торможения гидроагрегата, а также электрические воздушные и маломасляные выключатели высокого напряжения.

Остальные потребители, как правило, допускают кратковременный перерыв воздухообеспечения на период плановых и аварийных ремонтов оборудования пневматического хозяйства.

При выборе компрессорного оборудования принимается во внимание возможность длительного выхода из строя или отключения для ремонта одного из компрессоров каждого типа, т. е. однотипных компрессоров на объекте должно быть не менее двух. Рекомендуется также предусматривать резервирование компрессоров разных систем с одинаковым давлением.

Воздухообеспечение каждого из видов потребителей, как правило, должно осуществляться от самостоятельных воздухоприемников и магистралей. Исключением являются пневматические уплотнения, которые целесообразно в зависимости от необходимого давления питать от системы зарядки гидроаккумуляторов или от системы торможения гидроагрегата.

Управление компрессорными установками для поддержания заданного уровня

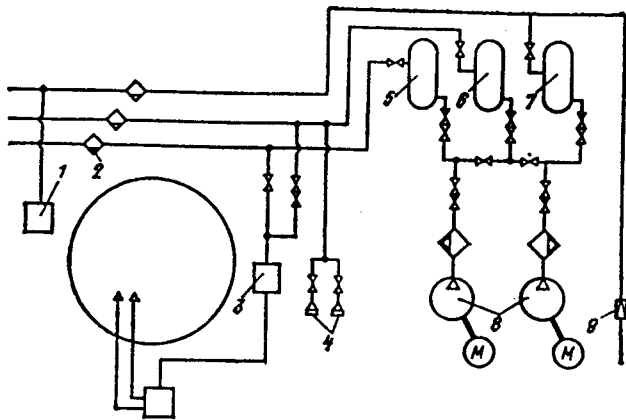


Рис. 6.2. Схема пневматического хозяйства для торможения, технических нужд и пневмогидравлической аппаратуры

давления в воздухохраниках принимается полностью автоматическим. При неисправностях включается сигнализация и при необходимости производится аварийная остановка компрессора.

При выборе компрессорных агрегатов предпочтение отдается машинам с воздушным охлаждением, автоматизировать которые проще. При водяном охлаждении подаваемая вода не должна содержать растительные и механические примеси более 40 мг/л, а общая жесткость воды не допускается более 7 моль/л. Температура воды, отводимой от компрессора, должна быть не более 40 °С.

На нагнетательном воздухопроводе каждого компрессора устанавливается обратный и запорный клапаны для отключения его от сети при ремонте. На каждой ступени сжатия компрессора должен устанавливаться предохранительный клапан.

Воздухохраники оснащаются предохранительными клапанами, манометрами и устройствами для периодической продувки конденсата. Предусматриваются также запорные клапаны для отключения от сети при осмотрах и ремонтах каждого воздухохраника или группы воздухохраников, соединенных последовательно.

При отключении одного или группы воздухохраников должно обеспечиваться бесперебойное воздуходобывание потребителей по обходной линии. На соединительных воздухопроводах между линиями устанавливаются по два запорных клапана последовательно, что обеспечивает отключение для ремонта одного из них, не нарушая работы системы по параллельной линии.

Воздухохраники, работающие под давлением, меньшим чем давление питающего их источника, должны иметь на подводящем воздухопроводе автоматическое

редуцирующее устройство с манометром и предохранительным клапаном.

Каждый компрессорный агрегат оснащается контрольно-измерительными приборами для каждой ступени давления. Компрессорные установки по мере необходимости оснащаются дополнительными приборами, необходимыми для автоматизации их работы: электроконтактными манометрами для включения и отключения рабочих и резервных компрессоров по давлению в воздухохраниках; электроконтактными термометрами для аварийной остановки компрессорного агрегата при перегреве сжатого воздуха в нагнетательном воздухопроводе.

Магистральные воздухопроводы для обслуживания выключателей высокого напряжения электрического распределительного устройства должны быть двойными либо выполнены по кольцевой схеме с секционными запорными клапанами. Для резервирования системы торможения гидроагрегатов предусматривается дублирующее питание сжатым воздухом от магистрали технических нужд или другого подобного источника.

Для остальных потребителей сжатого воздуха достаточно иметь один магистральный трубопровод, так как необходимость его внепланового ремонта маловероятна, а потребители допускают кратковременное отключение от питающей магистрали.

Компрессорная установка низкого давления бывает объединенной для всех потребителей или состоит из двух установок — одной в здании ГЭС и второй в помещении на гребне плотин.

На рис. 6.2 изображена схема пневматического хозяйства низкого давления с объединенной компрессорной установкой для обслуживания пневматических инстру-

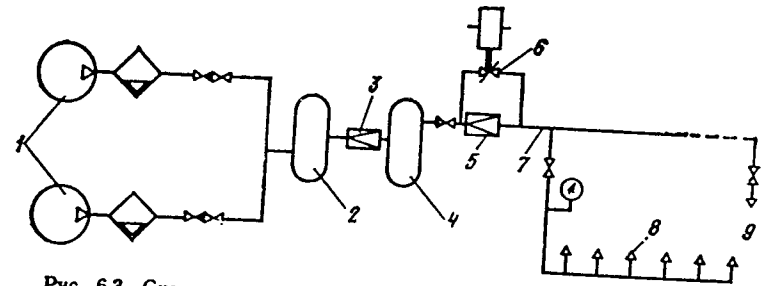


Рис. 6.3. Схема пневматического хозяйства для создания полынью

ментов и прочих технических нужд, системы торможения и пневмогидравлической аппаратуры.

Компрессоры 8 автоматически поддерживают заданное давление в следующих воздухохраниках: для торможения 5, обслуживания пневматических инструментов 6 и пневмогидравлической аппаратуры 7. От каждого воздухохраника протянут магистральный воздухопровод ко всем потребителям: к щитам торможения 3, к отводам 4 для подключения инструментов, к пневмогидравлической аппаратуре 1. На каждой магистрали предусмотрен сборник конденсата 2. К щиту торможения предусмотрен дублирующий отвод от магистрали технических нужд, снабженный обратным клапаном. На отводе от магистрали для обслуживания пневмогидравлической аппаратуры, установленной в неотопляемых местах, предусмотрен редукционный клапан 9, обеспечивающий термодинамическую осушку подводящего сжатого воздуха.

На рис. 6.3 показана схема пневматического хозяйства, обслуживающего систему создания полынью.

Компрессоры агрегата 1 автоматически поддерживают заданное давление 0,9—0,7 МПа в воздухохранике 2. Из воздухохраника 2 воздух поступает при сниженном давлении 0,4—0,35 МПа через редукционный клапан 3 в воздухохраник 4, а из последнего — в магистральный воздухопровод 7 через соленоидный клапан 6 (режим «обдув»), или через байпас с редукционным клапаном 5, снижающим давление до 0,15—0,2 МПа (режим «пауза»). Управление соленоидным клапаном, определяющим режим подачи воздуха в магистраль, производится автоматически по заданной программе. По воздухопроводу 7 подается сжатый воздух к соплам 8. Кран 9 предназначен для периодического спуска конденсата из трубопроводов.

В объединенной компрессорной установке среднего давления устанавливаются

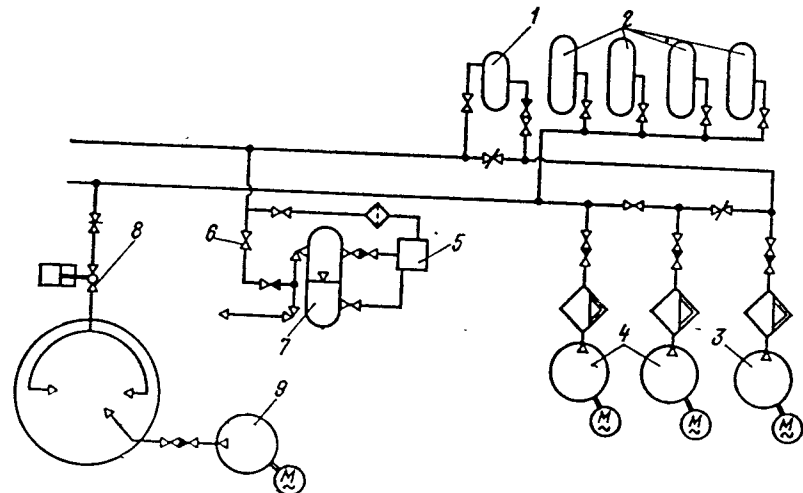


Рис. 6.4. Схема пневматического хозяйства для зарядки маслонапорных установок и для компенсаторного режима

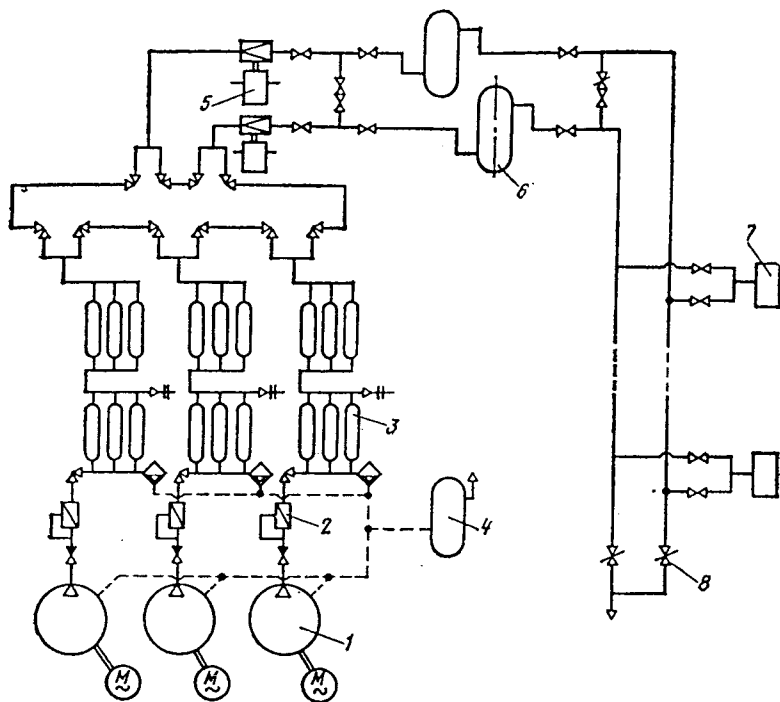


Рис. 6.5. Схема пневматического хозяйства для воздушных выключателей

воздухосборники для каждого вида потребителей, компрессорные агрегаты общие.

На рис. 6.4 показан пример схемы пневматического хозяйства среднего давления, обслуживающего гидроаккумуляторы и систему отжатия воды из камер рабочих колес.

Компрессоры 3 автоматически поддерживают заданное давление в воздухосборнике 1 для обслуживания гидроаккумуляторов 7, а компрессоры 4 поддерживают давление в воздухосборниках 2 для системы отжатия. Первоначальное заполнение гидроаккумулятора производится вручную, открытием запорного клапана 6. Периодическая подзарядка осуществляется автоматическим устройством 5.

Впуск воздуха в камеру рабочего колеса для первоначального отжатия воды осуществляется открытием автоматического крана 8 при закрытом направляющем аппарате гидроагрегата. После отжатия воды до заданного нижнего уровня командой от измерительного устройства кран закрывается. По мере подъема уровня воды в камере из-за утечек воздуха устройство автоматически включает воздухоподводящую 9, отжимающую воду до нижнего уровня, после чего она отключается.

Выбор наиболее рационального давления сжатого воздуха для системы отжатия

воды производится при проектировании конкретного объекта на основании технико-экономического анализа. Здесь необходимо учесть стоимость оборудования, располагаемое место для его установки, затраты на обслуживание, ремонт и эксплуатацию, а также расход электроэнергии на работу компрессоров и воздухоподводящих устройств. Большое значение имеет задаваемый энергосистемой интервал в переводе в компенсаторный режим (с отжатием воды) между разными агрегатами.

Компрессорные установки высокого давления применяются на ГЭС и ГАЭС для обслуживания электрических выключателей высокого напряжения с рабочим давлением 2,7 МПа и выше. В некоторых случаях они могут потребоваться и для давления 2,1 МПа, если необходим воздух с высокой степенью осушки.

В тех случаях, когда термодинамическая осушка сжатого воздуха недостаточна для обеспечения надежной работы воздушных выключателей, допускается применение физико-химических влагопоглотителей. Такие влагопоглотители могут устанавливаться между компрессорами и воздухосборниками или на отводе к каждому выключателю.

Установка блоков осушки сжатого воздуха в компрессорных станциях в со-

ответствии с указанием Минэнерго СССР обязательна для обслуживания выключателей серии ВНВ.

Комплектно с выключателями некоторых указанных типов поставляются блоки осушки со следующими параметрами:

Пропускная способность, м³/ч . . . 400
 Давление осушаемого воздуха, МПа До 20
 Точка росы осушенного воздуха, °С —65

Каждый блок имеет два адсорбера, один из которых периодически переводится в режим регенерации — осушки увлажнившегося адсорбента. Один блок осушки обеспечивает работу двух компрессоров типа ВШВ-2,3/230. Блоки осушки могут полностью отключаться при отсутствии необходимости в них в некоторые периоды года.

Компрессорная установка типа ВШВ-2,3/230 выпускается отечественной промышленностью комплектно с воздухосборниками (шесть баллонов вместимостью по 0,5 м³), соединительными трубопроводами и трубопроводной арматурой, перепускным клапаном с электромагнитным приводом, контрольно-измерительными приборами, шкафом автоматики и др.

Компрессорный агрегат подачи 2,3 м³/мин с рабочим давлением 23,1 МПа имеет воздушное охлаждение, привод от асинхронного электродвигателя, комплект водомаслоотделителей и приспособлен для полной автоматизации работы.

Схема пневматического хозяйства с типовой компрессорной установкой с тремя компрессорными агрегатами ВШВ-2,3/230 представлена на рис. 6.5.

Компрессоры 1 автоматически выключаются при снижении давления в баллонах 3 и отключаются после восстановления номинального давления. Воздух подается через клапаны постоянного давления 2. Рабочие и резервный компрессоры могут включаться одновременно (режим неяркого резерва) или по ступеням давления.

Перепускные клапаны с электромагнитными приводами 5 открываются при заданном снижении давления в буферных воздухосборниках 6 и закрываются после восстановления давления до номинального. При отклонениях давления от заданных параметров в сети повышенного или рабочего давления, а также при неисправности компрессора включается сигнализация. Воздухосборник 4 используется как сборник конденсата при продувке компрессора и баллонов. К шкафу управления 7 каждым воздушным выключателем сделан отвод от каждой магистрали. Магистрали снабжаются продувочными клапанами 8.

6.3. РАСЧЕТЫ ДЛЯ ВЫБОРА ОБОРУДОВАНИЯ

Система торможения. Вместимость воздухосборника, питающего эту систему, рекомендуется рассчитывать на двукратный

цикл торможения всех агрегатов, соединенных в один электрический блок. При этом учитывается, что начало торможения происходит при давлении включения компрессора около 0,8 МПа, а в конце торможения давление не снижается ниже 0,7 МПа.

Вместимость воздухосборника, м³, определяется по формуле

$$V_a = \frac{2q_1 z}{10(p_1 - p_2)}, \quad (6.1)$$

где q_1 — расход воздуха на одно торможение, м³; z — число агрегатов, включенных в электрический блок; p_1 — давление, при котором включается компрессор, МПа; p_2 — минимально допустимое давление, МПа.

Подача компрессоров определяется воздушоснабжением прочих потребителей сжатого воздуха низкого давления.

Воздухоснабжение пневматических инструментов. Подача компрессоров Q_k , м³/мин, определяется расходом воздуха на одну временную работу расчетного числа инструментов определенного типа по формуле

$$Q_k = q_1 z_1 + q_2 z_2 + \dots + q_n z_n, \quad (6.2)$$

где q_1, q_n — расход воздуха на работу инструментов определенного типа, м³/мин; z_1, \dots, z_n — число инструментов данного типа, работающих одновременно.

Вместимость воздухосборника, питаемого поршневыми компрессорами для хорошего выравнивания давления сжатого воздуха, поступающего к инструментам, рекомендуется определять по следующей эмпирической зависимости:

$$V_a = 1,6\sqrt{Q_k}. \quad (6.3)$$

где Q_k — подача компрессоров, работающих одновременно на данный воздухосборник, м³/мин.

Воздухоснабжение системы создания польных. Подачу компрессоров в этом случае рекомендуется определять по следующей формуле:

$$Q_k = q_n L, \quad (6.4)$$

где Q_k — подача рабочих компрессоров, м³/мин; q_n — удельный расход воздуха на 1 м по фронту польных, м³/мин; L — длина фронта польных, м.

Независимо от числа установленных рабочих компрессоров предусматривается один резервный компрессор.

Вместимость воздухосборников этой установки принимается равной не менее минутной производительности рабочих компрессоров.

Воздухоснабжение пневмогидравлической аппаратуры. Вместимость воздухосборника, м³, определяется по формуле

$$V_a = \frac{q_1 z t}{10(p_1 - p_2)}, \quad (6.5)$$

где q — расход воздуха на один датчик давления, м³/ч; z — число датчиков; t — интервал времени между отключением и включением компрессора, равный 2—3 ч; p_1 — номинальное давление в воздухооборнике, МПа; p_2 — давление включения компрессора, МПа.

Подача компрессора определяется воздухооборником прочих потребителей сжатого воздуха низкого давления.

Система отжатия воды из камеры рабочего колеса*. Вместимость воздухооборника, необходимую для одного цикла отжатия, ориентировочно можно определить по формуле

$$V_n = (V_k + V_n + V_{ср.в}) \cdot \sqrt[1.4]{\frac{p_k}{0,1 + \Delta p_p}} \quad (6.6)$$

где V_k — объем сжатого воздуха в камере, м³; V_n — объем воздуха, унесенный в процессе сжатия, м³ [см. формулу (6.7)]; $V_{ср.в}$ — объем воздуха, идущий на срыв вакуума, м³ [см. формулу (6.8)]; p_k — давление в камере в конце отжатия, МПа; Δp_p — перепад давления, используемый в воздухооборниках в процессе отжатия, МПа.

Для радиально-осевых турбин

$$V_n = 1,4 \cdot 10^{-4} D_{об}^2 t n H_{об}; \quad (6.7)$$

для поворотно-лопастных и диагональных турбин

$$V_n = 4,6 \cdot 10^{-3} D_1^2 H_d n. \quad (6.7a)$$

где $D_{об}$ — внутренний диаметр обода рабочего колеса, м; $H_{об}$ — высота обода рабочего колеса, м; t — продолжительность отжатия принимается обычно равной 60 с; n — частота вращения гидроагрегата, об/мин; D_1 — номинальный диаметр рабочего колеса, м; H_d — высота лопастной системы, м;

$$V_{ср.в} = \frac{0,3V_{кв}}{10p_k} \quad (6.8)$$

Здесь $V_{кв}$ — объем части камеры рабочего колеса, расположенной выше оси поворота лопастей, м³.

Подача воздухоудувки, м³/мин, необходимая для восполнения утечек воздуха из камеры рабочего колеса, определяется по формуле

$$Q_k = q_{ут} + \frac{V_{к1} p_k}{0,1 t_2} \quad (6.9)$$

где $q_{ут}$ — утечки воздуха при отжатом уровне воды в камере, м³/мин [см. формулу (6.10)]; $V_{к1}$ — объем части камеры рабочего колеса, находящейся между уров-

* Расходы сжатого воздуха для первоначального отжатия, а также для поддержания отжатого уровня воды должны определяться при проектировании гидромашин с учетом опыта эксплуатации аналогичных машин.

нями подкачки, м³; t_2 — продолжительность работы воздухоудувки, принимается от 1 до 2 ч;

$$q_{ут} = 0,4 D_1 \sqrt{10(p_k - p_n)} \quad (6.10)$$

где p_n — атмосферное давление, равное 0,1 МПа.

Диаметр трубопровода, м, впуска воздуха можно определить по формуле

$$d_{тр} = 2 \sqrt{\frac{V_k + V_n}{\pi t U_{ср}}}, \quad (6.11)$$

где t — продолжительность подачи сжатого воздуха, с; $U_{ср}$ — средняя скорость воздуха в трубопроводе, м/с. Здесь t принимается для радиально-осевых турбин 60 с, для ПЛ, Пр и ПЛД турбин с шестью и более лопастями от 60 до 120 с, с числом лопастей менее шести от 120 до 180 с; $U_{ср} = 120$ м/с при давлении в воздухооборнике 0,9 МПа; при 4,1 МПа — 150 м/с.

Подачу компрессора, м³/мин, при схеме с использованием воздухооборников не только для первоначального отжатия, но и последующего восполнения утечек воздуха определяют по формуле

$$Q_k = V_n \frac{0,1 + \Delta p_p}{p_n t_1} + q_{ут} z, \quad (6.12)$$

где t_1 — продолжительность зарядки воздухооборника до номинального давления, мин; z — число агрегатов, работающих с отжатием воды одновременно.

В Гидропроекте для предварительного определения V_n , Q_k и Q_n применяют формулы:

$$V_n = \frac{V_k p_k \alpha_n \alpha_t \alpha_{ад}}{p_n} \quad (6.13)$$

где p_n — номинальное давление в воздухооборнике, МПа; α_n — коэффициент холостого выброса воздуха в атмосферу; α_t — коэффициент соотношения температур в воздухооборниках и камере рабочего колеса; α_n — коэффициент использования p_n ; $\alpha_{ад}$ — коэффициент адиабатичности. Коэффициенты определяются по табл. 6.5;

$$Q_k = \frac{1,09 V_k p_k \alpha_n z}{0,1 t_1} \quad (6.14)$$

Таблица 6.5. Значения коэффициентов для определения вместимости воздухооборника

p_n , МПа	α_n	α_t		$\alpha_{ад}$		α_n	
		для блочной схемы	для центральнованной схемы	при p_k , МПа		при p_k , МПа	
				0,14	0,22	0,14	0,22
0,9	1,4	1,0	1,2	1,23	1,27	1,51	1,78
4,1	1,1	1,1	1,2	1,14	1,15	1,25	1,28

где время t_1 рекомендуется принимать примерно 60 мин;

$$Q_n \geq 0,3 D_1 + 0,0033 V_k \quad (6.15)$$

Рекомендуемые диаметры магистральных воздухопроводов можно ориентировочно определить по табл. 6.6.

Воздухоснабжение гидроаккумуляторов МНУ. Подача рабочего компрессора, м³/мин, определяется по формуле

$$Q_k = \frac{V_n p_n}{6t} \quad (6.16)$$

где V_n — объем сжатого воздуха в гидроаккумуляторе, м³; p_n — номинальное давление в гидроаккумуляторе, МПа; t — продолжительность зарядки до номинального давления обычно принимается не более 4 ч.

Кроме рабочих компрессоров предусматривается установка одного резервного компрессора.

Вместимость воздухооборника рекомендуется принимать равной значению подачи рабочего компрессора за 1 мин.

Воздухоснабжение воздушных выключателей. Вместимость воздухооборников повышенного давления, м³, рассчитывается по двум формулам:

$$V_n = \frac{(q + q_n) t_1 p_n}{p_1 - p_2} \quad (6.17)$$

$$V_n = \frac{[K + (q + q_n) t_2] p_n}{p_2 - p_3} \quad (6.18)$$

где q — расход воздуха на вентиляцию и утечки всех выключателей в сети, м³/ч; q_n — расход воздуха на утечки из воздухооборников, м³/ч; t_1 — время между остановкой и очередным пуском компрессора, ч; $p_2 = 0,1$ МПа — атмосферное давление; p_1 — номинальное давление в воздухооборниках, МПа; p_2 — давление включения компрессоров, МПа; K — расход воздуха на работу выключателей в аварийном режиме, м³; t_2 — продолжительность восстановления напряжения в сети собственных нужд, принимается обычно 0,5 ч; p_3 — давление, минимально допустимое в воздухооборниках, МПа.

Минимальное давление в воздухооборниках допускается в зависимости от типа компрессорных агрегатов: для ВШ-3/40 и АВШ-1,5/45 — на 25—30 % выше номинального давления в выключателях, для ВШВ-2,3/230 — на 80 % выше номинального давления в выключателях.

Принимается наибольшая вместимость воздухооборников.

Суммарную подачу рабочих компрессоров, м³/мин, рассчитывают по формуле

$$Q_k = \frac{(q + q_n) (t_1 + t_2)}{60 t_3} \quad (6.19)$$

где t_3 — продолжительность непрерывной работы компрессоров, принимается 0,5 ч для ВШ-3/40 и АВШ-1,5/45, 1,5 ч для ВШВ-2,3/230.

Полученное значение подачи проверяют по формуле

$$t_4 = \frac{K + (q + q_n) (t_1 + t_2)}{60 Q_k - (q + q_n)} \quad (6.20)$$

где t_4 — продолжительность восстановления давления в системе после аварийного режима, принимается равным 2—2,5 ч.

В том случае, если t_4 превышает указанную продолжительность, суммарную подачу компрессоров, полученную по формуле (6.19), соответственно увеличивают.

При любом числе рабочих компрессоров устанавливается один резервный компрессор.

6.4. ОБОРУДОВАНИЕ ПНЕВМАТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Компрессорные агрегаты. В пневматическом хозяйстве ГЭС применяются компрессорные агрегаты общего назначения следующих типов: поршневые, винтовые, ротационные.

В табл. 6.7 даны основные параметры наиболее распространенных компрессорных агрегатов.

Воздухооборники общего назначения на рабочее (избыточное) давление 0,8 МПа (рис. 6.6) изготавливаются по ОС 26-01—87 (Минхиммаш СССР). Основные

Таблица 6.6. Ориентировочные диаметры магистральных воздухопроводов для системы режима синхронного компенсатора

Диаметр рабочего колеса D_1 , м, турбины		Внутренний диаметр магистрального воздухопровода $d_{тр}$, мм, при p_n , МПа	
ПЛ	РО	0,9	4,1
5	4,5	200	150
5,5	5	200	150
6	5,5	200	150
6,5	6	200	150
7	6,5	250	150
7,5	7	250	150
8	7,5	250	150
8,5	8	250	150
9	8,5	300	200
9,5	—	300	200
10	—	300	200
10,5	—	300	200

Таблица 6.10. Параметры запорной трубопроводной арматуры, применяемой в пневматическом хозяйстве

Тип запорной арматуры	Параметры арматуры					Тип запорной арматуры	Параметры арматуры				
	D_y , мм	P_y , МПа	(избыточное)	Строительная длина, мм	Вылет штока, мм		Масса, кг	D_y , мм	P_y , МПа	(избыточное)	Строительная длина, мм
Клапан 15 _к , 18 _к муфтовый	15	1,6	90	110	0,7	Клапан 15 _с , 27 _с фланцевый	15	6,4	175	224	10,17
	20	1,6	100	110	0,9		20	6,4	190	246	14,43
	25	1,6	120	132	1,4		25	6,4	200	265	17,27
	32	1,6	140	132	2,1		32	6,4	210	335	24,7
	40	1,6	170	164	3,7		40	6,4	225	377	29
Клапан 15 _с , 18 _с фланцевый	40	2,5	200	296	15	Задвижка 15, 6 _ж	50	1	180	350	18,4
	50	2,5	230	296	17		80	1	210	440	29
	65	2,5	290	391	33,4		100	1	230	523	39,5
	80	2,5	310	391	37		125	1	255	635	58,4
	100	2,5	350	426	53		150	1	280	720	77
Клапан 15 _с , 22 _с фланцевый	40	4	200	295	15,5	Задвижка ЗКЛПЭ-4	50	4	250	1045	164
	50	4	230	295	17,4		80	4	310	1125	178
	65	4	290	400	33,5		100	4	350	1166	208
	80	4	310	400	36		150	4	450	1294	255
	100	4	350	440	50		300	4	750	1670	715
Клапан 15 _ж , 22 _ж фланцевый	40	4	200	295	15	Задвижка 30, 76 _ж	50	6,4	250	480	39
	50	4	230	295	16,5		80	6,4	310	547	65
	65	4	290	400	33,5		100	6,4	350	720	111
	80	4	310	400	36		150	6,4	450	892	209
	100	4	350	440	50		200	6,4	550	1092	323
						250/200	6,4	650	1092	359	

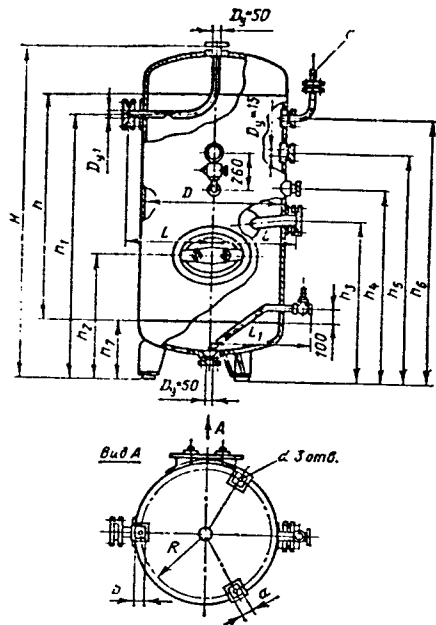


Рис. 6.6. Воздухосборник общего назначения на давление 0,8 МПа

размеры и масса воздухосборников даны в табл. 6.8.

Воздухосборники наружной установки в зависимости от средней температуры наиболее холодной пятидневки в районе эксплуатации изготавливаются из следующих материалов:

- при температуре до -20°C — ВСтЗсп4, ВСтЗсп4, ВСтЗсп5, ВСтЗсп5;
- при температуре до -40°C — из стали 20К по ГОСТ 5520—79, 09Г2С, 10Г2С1;

Таблица 6.9. Параметры воздухосборников на давление 4 МПа (избыточное)

Вместимость воздухосборника, м ³	Исполнение	Размеры, мм			Масса, т
		H	h	h ₁	
16,5	Вертикальное (см. рис. 6.7)	6160	2010	1250	18,5
12,5	То же	4770	2300	1500	15,7
12,5	Горизонтальное (см. рис. 6.8)	4700	2100	1200	15

при температуре до -70°C — из стали 09Г2С, 10Г2С1.

Условия работы воздухосборников указываются в заказе.

Размеры фланцев в воздухосборниках принимаются по ГОСТ 12820—80* на условное давление $P_y = 1$ МПа (избыточное).

Срок службы воздухосборника не менее 10 лет, а при наличии Знака качества не менее 12 лет.

В табл. 6.9 и на рис. 6.7 приводятся параметры вертикального воздухосборника на давление 4,0 МПа (избыточное), изготавливаемого по специальным техническим условиям. Воздухосборник вместимостью 12,5 м³ может заказываться как в вертикальном, так и в горизонтальном (рис. 6.8) исполнении.

Трубопроводная арматура принимается в зависимости от рабочего давления и температуры в воздухопроводах.

Запорные клапаны устанавливаются, как правило, фланцевые: для давления до 2,5 МПа — из ковкого чугуна, для давления 4,1 и 6,4 МПа — стальные прямооткрытые. Для более высокого давления (до 32 МПа) при диаметре условного прохода 10—15 мм применяются также стальные, но угловые запорные клапаны. При диаметре более 50 мм рекомендуется применять задвижки. На водогазопроводных трубах при давлении до 1,7 МПа допу-

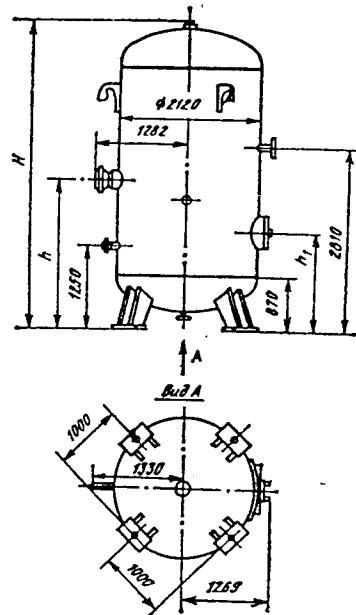


Рис. 6.7. Вертикальный воздухосборник на давление 4 МПа

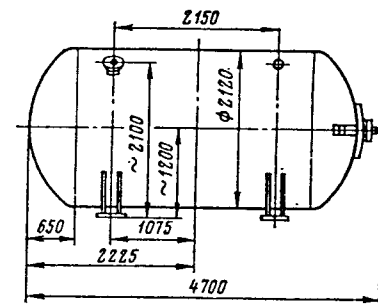


Рис. 6.8. Горизонтальный воздухосборник на давление 4 МПа

скается установка муфтовых запорных клапанов из ковкого чугуна.

Обратные клапаны применяются подъемного типа и устанавливаются на горизонтальных участках трубопроводов.

Прокладки во фланцевых соединениях рекомендуются паронитовые, являющиеся хорошим уплотнением как при высокой, так и при низкой температуре.

В табл. 6.10 приведены основные параметры запорной трубопроводной арматуры, применяемой в пневматическом хозяйстве. При выборе арматуры должны также учитываться температурные условия их работы: при температуре окружающей среды ниже -40°C должна устанавливаться арматура из нержавеющей стали независимо от рабочего давления.

В табл. 6.11 даются ориентировочные нормы герметичности затворов запорной арматуры.

В табл. 6.12 и 6.13 приводятся сортаменты стальных труб, применяемых в пневматическом хозяйстве, с учетом ограничительного сортамента, действующего в системе Минэнерго СССР.

Нормы герметичности затворов запорной трубопроводной арматуры по III классу указаны ниже:

Таблица 6.11. Нормы герметичности затворов запорной трубопроводной арматуры по I классу

D _y , мм	Пропуск воздуха, см ³ /мин, при условном давлении P _y , МПа (избыточное)				D _y , мм	Пропуск воздуха, см ³ /мин, при условном давлении P _y , МПа (избыточное)			
	1	4	6,4	200		1	4	6,4	200
Запорные клапаны:					Задвижки:				
6	0,15	0,4	0,8	2	100	30	100	150	—
10	0,3	1	1,5	4,5	125	40	130	220	—
15	0,4	2	3	9	150	55	180	300	—
20	0,7	2,5	4	12	200	80	270	450	—
25	1,0	3	6	20	250	120	400	650	—
32	1,5	6	8	30	300	160	550	900	—
40	2	7	13	35					
50	3	10	17	55					
65	4	15	25	70					
80	6	20	35	100					

Таблица 6.12. Размеры и масса стальных бесшовных (ГОСТ 8732—78 и ГОСТ 8734—75) и электросварных труб (ГОСТ 10704—76), применяемых в пневматическом хозяйстве

Диаметр условного прохода D _y , мм	Наружный диаметр, мм	Масса, кг		Диаметр условного прохода D _y , мм	Наружный диаметр, мм	Масса, кг	
		s, мм	Масса, кг			s, мм	Масса, кг
20	25	2	1,13	100	108	2,5	6,5
		2,2	1,24			2,8	7,26
		2,5	1,39			3	7,77
		2,8	1,53			3,2	8,27
25	32	2	1,48	125	133	3	9,62
		2,2	1,62			3,2	10,24
		2,5	1,82			3,5	11,18
		2,8	2,02			3,8	12,11
32	38	2,2	1,94	150	159	3	11,54
		2,5	2,19			3,2	12,13
		2,8	2,43			3,5	13,42
		3	2,59			3,8	14,52
40	45	2,2	2,32	200	219	4,5	23,8
		2,5	2,62			5	26,39
		2,8	2,91			5,5	28,96
		3	3,11			6	31,53
50	60	2,2	3,14	250	273	4,5	29,8
		2,5	3,55			5	33,05
		2,8	3,95			5,5	36,28
		3	4,22			6	39,51
65	76	2,5	4,53	300	325	5,5	43,34
		2,8	5,06			6	47,2
		3	5,4			7	54,9
		3,2	5,74			8	62,54
80	89	2,5	5,33				
		2,8	5,95				
		3	6,36				
		3,2	6,77				

Таблица 6.13. Размеры и масса стальных водогазопроводных труб (ГОСТ 3262—75)

Диаметр условного прохода D _y , мм	Наружный диаметр D _n , мм	Диаметр дюймовой трубной резьбы	Легкие трубы		Обыкновенные трубы		Усиленные трубы	
			s, мм	масса, кг/м	s, мм	масса, кг/м	s, мм	масса, кг/м
8	13,5	1/4	2	0,57	2,2	0,61	2,8	0,74
10	17,0	3/8	2	0,74	2,2	0,80	2,8	0,98
15	21,3	1/2	2,5	1,16	2,8	1,28	3,2	1,43
20	26,8	3/4	2,5	1,50	2,8	1,66	3,2	1,86
25	33,5	1	2,8	2,12	3,2	2,39	4	2,91
32	42,3	1 1/4	2,8	2,73	3,2	3,09	4	3,78
40	48	1 1/2	3	3,33	3,5	3,84	4	4,34
50	60	2	3	4,22	3,5	4,88	4,5	6,16

Для запорных клапанов:

D _y , мм	6	10	15	20	25	32	42	50	65	80
пропуск воды, см ³ /мин	0,01	0,02	0,03	0,04	0,06	0,09	0,1	0,2	0,3	0,4

Для задвижек:

D _y , мм	100	125	150	200	250	300
пропуск воды, см ³ /мин	1,6	2,2	3	4,5	6,5	8

6.5. КОМПОНОВКИ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК

Компрессорные установки каждой ГЭС и ГАЭС должны соответствовать «Правилам устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов» [16], а также «Правилам устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» [17]. Эти правила утверждены Госгортехнадзором СССР и периодически уточняются.

В соответствии с решением Минэнерго СССР (1975 г.) указанные правила конкретизированы:

допускается установка воздухоборников в специально выделенных помещениях ГЭС, стены и перекрытия которых обладают достаточной расчетной прочностью, исключающей их разрушение при аварии воздухоборника; температура здесь должна быть не выше, чем в компрессорной; разрешается располагать в зданиях ГЭС стационарные автоматизированные компрессорные установки, работающие в прерывистом режиме, но в изолированных специально выделенных помещениях, отделенных от смежных помещений надежными железобетонными стенами и перекрытиями, рассчитанными на невозможность их разрушения в случае аварии; предел огнестойкости стен и перекрытий как помещений для воздухоборников, так и компрессорных должен быть не менее 1,5 ч.

Компрессорные установки на ГЭС, как правило, размещаются на самом нижнем этаже блока монтажной площадки. Над бытовыми, конторскими и подсобными помещениями размещать их запрещается.

Полы в помещении компрессорной должны быть ровными с нескольких поверхностей. Окраска стен и потолков рекомендуется масляной краской. Двери и окна открываются обязательно наружу.

Компрессорные агрегаты устанавливаются на железобетонные фундаменты, размеры которых указываются заводом-изготовителем оборудования. Фундаменты отделяются от смежных строительных конструкций во избежание передачи на них недопустимых вибраций. Глубина заложения фундамента при установке его на грунте должна быть не менее глубины промерзания.

Проходы в помещении компрессорной установки должны быть не менее 1,5 м, а расстояние между оборудованием и стенами или выступающими колоннами — не менее 1 м. Каналы и проемы закрываются заподлицо с полом съемными плитами. Предусматривается ограждение проемов, углублений и переходов перилами высотой 1 м.

Для обслуживания составных частей компрессорных установок, расположенных на высоте более 1,8 м от уровня пола, предусматриваются стационарные, съемные или откидные площадки или лестницы. Они не должны мешать монтажу и ремонтным работам. Все движущиеся, вращающиеся и токоведущие части компрессорного оборудования ограждаются.

Поверхности, подверженные нагреванию, при температуре свыше 45 °С (кроме цилиндров компрессоров объемного сжатия и корпусов компрессоров динамического сжатия) теплоизолируются или ограждаются во избежание ожогов обслуживающего персонала.

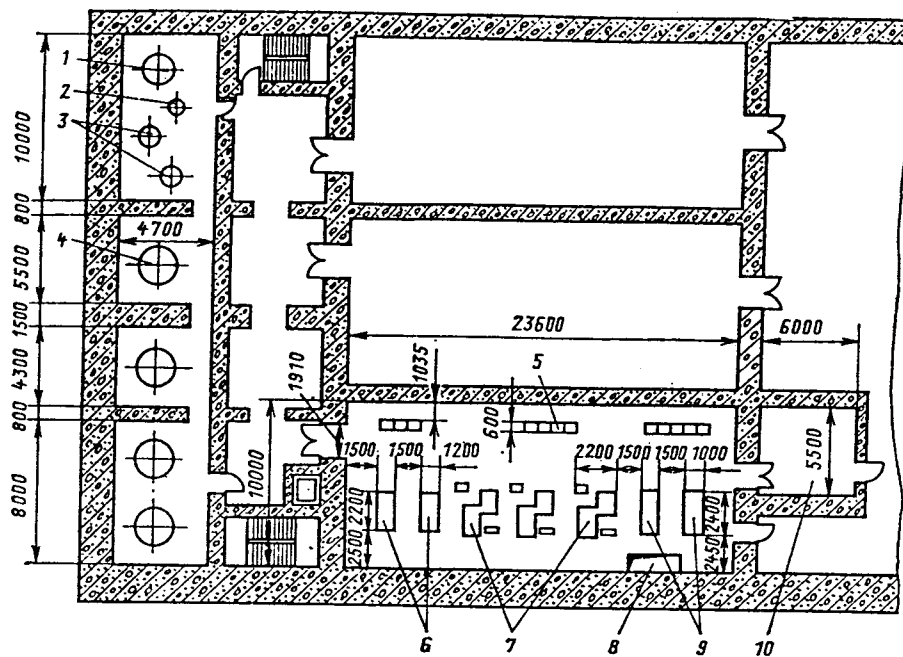


Рис. 6.9. Компонка компрессорного оборудования в здании ГЭС

Компрессорное оборудование снабжается устройствами для разгрузки при пуске и остановке приводного двигателя.

Горизонтально расположенные участки воздухопроводов, присоединяющихся к компрессорному оборудованию, должны иметь уклон не менее 1:300 в сторону от компрессоров.

В помещении компрессорной необходимо иметь площадку для проведения ремонтов оборудования, грузоподъемные устройства и средства механизации. Рекомендуется также предусматривать шумоизолированное помещение площадью 6—8 м² для слесарных и наладочных работ по арматуре и приборам.

Воздушные компрессоры с подачей более 10 м³/мин должны быть снабжены концевыми холодильниками. Все компрессоры должны иметь водомаслоотделители с автоматической продувкой. Трубопроводы продувки как компрессоров, так и воздухооборнников должны отводиться в маслоуловители во избежание загрязнения помещения и прилегающей территории.

Забор воздуха компрессорами выполняется, как правило, снаружи помещений на высоте не менее 3 м от земли. Наружный воздух прохладнее, и это повышает эффективность компрессорных агрегатов. Для компрессоров с подачей до 10 м³/мин, имеющих свои фильтры, допускается заби-

рать воздух непосредственно из помещения компрессорной. Воздушные фильтры для очистки всасываемого воздуха от пыли устанавливаются в доступных для обслуживания местах. Они должны быть защищены от попадания атмосферных осадков и не должны вибрировать при работе компрессоров. Забор воздуха предпочтителен с теневой стороны здания.

Трубопроводы, присоединенные к компрессорному агрегату, снабжаются компенсирующими устройствами. Участок между всасывающим коллектором компрессорной и каждым компрессором оборудуется гибкой вставкой. Остальные воздухопроводы — к теплообменнику, водомаслоотделителям и т. п. также должны иметь достаточную гибкость, компенсирующую вибрацию.

Компрессорные агрегаты для ГЭС и ГАЭС предпочтительны с воздушным охлаждением, однако подача таких компрессоров обычно не превышает 5 м³/мин. При водяном охлаждении слив воды может быть осуществлен в нижний бьеф только при установке компрессоров выше максимального его уровня. В других случаях вода отводится в дренажную систему ГЭС во избежание подпора при остановленном компрессоре.

Воздухооборники устанавливаются на фундаментах, рассчитанные на нагрузку от массы воздухооборника и массы воды в

нем при гидравлическом испытании. Воздухооборники должны ограждаться на расстоянии не менее 2 м в сторону прохода или прохода людей. Расстояние между смежными воздухооборниками принимается не менее 1,5 м, а до стены — не менее 1 м.

Каждый воздухооборник имеет рабочий манометр диаметром не менее 150 мм с приспособлением для периодического присоединения второго контрольного манометра, а также предохранительный клапан. Пропускная способность этого клапана должна предотвращать возможность повышения давления над рабочим более чем на 15% для давления от 0,4 до 6,1 МПа и на 10% при давлении свыше 6,1 МПа.

К одному воздухооборнику разрешается подключать несколько компрессоров с установкой на каждом подводе обратного клапана и запорной арматуры.

Воздухопроводы, как правило, изготавливаются из стальных труб, свариваемых на прямых участках. В некоторых случаях разрешается применение труб из меди и латуни.

Разборные фланцевые соединения устанавливаются только у арматуры, а также на участках, подлежащих периодической разборке для очистки от отложений, между компрессорами и воздухооборниками. Для вологазопроводных труб могут применяться муфтовые соединения. Для импульсных трубок малого диаметра предпочтительны штуцерно-торцевые соединения.

Воздухопроводы прокладываются с учетом возможности их свободных температурных деформаций, предотвращения расстройки соединений и недопустимости передачи дополнительных усилий на соединенные с ними компрессоры и другие аппараты. На длинных участках воздухопроводов, прокладываемых в помещениях со стабильной температурой, через 70—80 м устанавливаются температурные компенсаторы. При прокладке вне отапливаемых помещений компенсаторы устанавливаются через 40—50 м. Учитывается также возможность самокомпенсации отдельных участков трубопроводов.

Воздухопроводы прокладываются с уклоном не менее 0,003 по направлению к месту расположения продувочных клапанов. Они не должны иметь глухих отводов и заглушенных штуцеров, способствующих скоплению и самовоспламенению масляных отложений.

На рис. 6.9 показан пример компоновки компрессорного оборудования в помещениях под монтажной площадкой здания ГЭС. Здесь расположены: два компрессора 6 типа КСЭ-5м для обслуживания системы торможения агрегатов, технических нужд и пневмогидравлической аппаратуры; три компрессора 7 типа 302ВП-5/70 для зарядки гидроаккумуля-

торов МНУ и обслуживания системы отжатия воды из камеры рабочего колеса; два компрессора 9 типа ВШВ-2,3/230 для обслуживания воздушных выключателей ОРУ 220 кВ; шкафы управления 5. Помещение компрессорной обслуживается повесной кран-балкой грузоподъемностью 2 т. К компрессорной примыкает небольшая ремонтная мастерская 10. В прямойке 8 располагаются глушители выхлопов компрессоров.

Воздухооборники расположены в помещении под шандорохранилищем, имеющим мощные железобетонные стены и перекрытие. Для доставки оборудования перекрытие сделано стъемным. Здесь располагаются четыре воздухооборника 4 вместимостью по 25 м³ на давление 6,4 МПа для системы отжатия воды; один воздухооборник 1 вместимостью 8 м³ на давление 4,1 МПа для подзарядки гидроаккумуляторов, два воздухооборника 3 вместимостью по 4 м³ на давление 9 МПа для технических нужд и системы торможения и один воздухооборник 2 вместимостью 0,5 м³ на давление 9 МПа для обслуживания пневмогидравлической аппаратуры.

Баллонные установки для обслуживания воздушных выключателей располага-

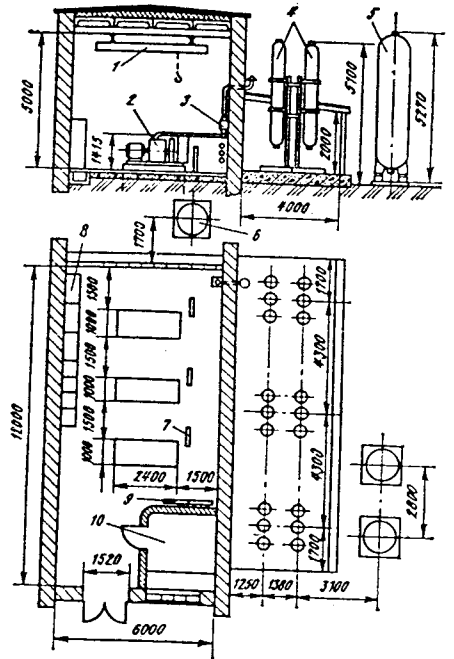


Рис. 6.10. Компонка компрессорного оборудования в отдельном здании на территории ОРУ

гаются на территории ОРУ 220 кВ, при-
мыкающей к зданию ГЭС (на рис. 6.9
не показаны).

На рис. 6.10 представлена типовая
компоновка компрессорного оборудования
для обслуживания воздушных выключате-
лей ОРУ, расположенная в отдельном зда-
нии. Здесь размещаются три компрес-
со-ра 2 типа ВШВ-2,3/230, электрические шка-
фы управления 8, шиты 7 и 9 с маномет-
рами и распределительная трубопроводная
сборка. Помещение компрессорной обслу-
живается подвесной кран-балкой 1 грузо-
подъемностью 2 т. Имеется мастерская 10.

Воздухосборники — баллоны высокого
давления 4 располагаются за стеной ком-
прессорной на отдельных фундаментах.
Нижние части баллонов заключены в утеп-
ленную камеру.

Рядом с баллонами установлены два
воздухосборника 5 вместимостью по 3,2 м³
на рабочее давление и один такой же
воздухосборник 6, используемый в каче-
стве маслоуловителя при периодической
продувке компрессоров и баллонов. Этот
воздухосборник постоянно сообщен с ат-
мосферой.

Помещение компрессорной и камера
под баллонами обогреваются в зимнее
время электронагревателями, которые автоматиче-
ски поддерживают здесь заданную тем-
пературу. Для оттаивания перед выпуском
скопившегося конденсата в днищах воз-
духосборников встроены электронагрева-
тели.

Забор воздуха компрессорами произво-
дится снаружи через групповой висцино-
вый фильтр 3.

Глава 7

ТЕХНИЧЕСКОЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ

7.1. ПОТРЕБИТЕЛИ ОХЛАЖДАЮЩЕЙ ВОДЫ

Потребителями системы технического
водоснабжения (ТВС) на ГЭС и ГАЭС
являются следующие устройства агрегата
и общестанционного оборудования:

в гидромашине — водоснабжение для
смазки подшипников, лабиринтных и дру-
гих уплотнений, охладители масла в ван-
нах подшипников с масляной смазкой, а
также в системах регулирования;

в гидрогенераторе (двигателе-генера-
торе) — охладители масла в системах
смазки подпятников и подшипников, воз-
духоохладители, теплообменники системы
внутриприводного жидкостного охла-
ждения статора и ротора, а также системы
охлаждения тиристорных выпрямителей;

в трансформаторе — маслоохладители;
в компрессорном агрегате — промежу-
точные и конечные охладители;

в насосном агрегате — водоснабжение
подшипников с обрезненными вклады-
шами;

в другом технологическом оборудова-
нии.

Подшипники гидромашин с
обрезненными вкладышами или с покры-
тием из металлопластмассового материала
требуют для смазки и охлаждения непре-
рывной подачи воды. Даже кратковремен-
ное прекращение смазки может привести
к повреждению вкладышей. Подача воды
для подшипников определяется техниче-
скими условиями на гидроагрегат.

Ориентировочную подачу воды, л/с,
для предварительных стадий проектирова-
ния можно определять по формуле

$$Q = (0,7 \div 1) D_n \quad (7.1)$$

где D_n — диаметр турбинного вала, м.

92

Диаметр трубопровода, подводящего
воду к подшипнику, мм, ориентировочно
принимается равным

$$d_{тр} = (2,5 \div 3) \sqrt{d_n} \quad (7.2)$$

где d_n — диаметр турбинного вала, мм.

Фильтры тонкой очистки воды на тру-
бопроводах подачи воды к подшипнику,
вся трубопроводная арматура и контроль-
но-измерительные приборы поставляются
турбинным заводом в комплекте с рабо-
чими механизмами. Как правило, подача
воды здесь осуществляется по отдельным
водозаборам непосредственно из спираль-
ной камеры; из системы технического во-
доснабжения производится только резер-
вирование.

В тех случаях, когда давление воды в
спиральной камере ниже или выше допу-
стимого для питания подшипников, основ-
ное водоснабжение осуществляется из си-
стемы технического водоснабжения, резер-
вирование — из системы противопожарно-
го водоснабжения ГЭС или ГАЭС.

Воздухоохладители предназна-
чаются для охлаждения воздуха, цирку-
лирующего в замкнутых системах охла-
ждения электрических машин (см. подроб-
нее Т.1, гл. 15).

Действие воздухоохладителя основано
на принципе теплопередачи между охла-
ждающей водой, протекающей по трубкам,
и горячим воздухом, их обтекающим.

На рис. 7.1 показан серийный возду-
хоохладитель, применяемый для электриче-
ских машин в СССР, в табл. 7.1 приво-
дятся параметры воздухоохладителей раз-
ных типов. В таблице тепловой поток ука-
зан для разности температур входящей
в воздухоохладитель охлаждающей воды и
охлажденного воздуха, равной 10 °С. Если
разность температур равна 15 °С, то теп-

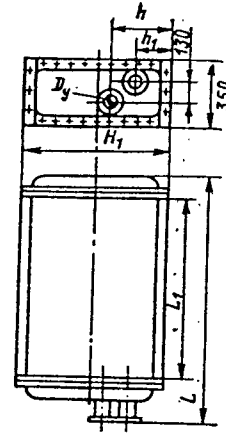


Рис. 7.1. Воздухо-
охладитель серии
ВО

ловой поток увеличивается в 1,25 раза.
Расход охлаждающей воды указан при
температуре 30 °С. Наибольшее рабочее
давление воды в воздухоохладителе допу-
скается 350 кПа.

Воздухоохладители располагаются по
внешней стороне корпуса статора, напро-
тив окон для пропуска нагретого воздуха.
Тип и число применяемых воздухоохлади-
телей зависят от отводимых потерь (теп-
лового потока), размера электрической
машины и расчетной температуры охла-
ждающей воды.

Необходимую подачу воды к возду-
хоохладителям гидрогенератора задает за-
вод-изготовитель на основании теплового
расчета. Ориентировочно подачу можно
определить по формуле, принятой в Гид-
ропроект:

$$Q_{во} = \frac{0,86 P_n (1 - \eta_r)}{\Delta t} \quad (7.3)$$

где $Q_{во}$ — подача воды к воздухоохладите-
лю, м³/ч; P_n — номинальная мощность гид-
рогенератора, кВт; η_r — КПД гидрогенера-
тора при номинальной нагрузке; Δt — тем-
пературный перепад охлаждающей воды на
входе и выходе воздухоохладителя, реко-
мендуется принимать $\Delta t = 5$ °С при рас-
четной температуре на входе до 20 °С.

В зависимости от расчетной темпера-
туры охлаждающей воды подача меняется
следующим образом:

Температура воды, °С *30 25 20 15 10 5
Подача воды, % . . . 140 115 100 85 78 70

Следует отметить, что при сезонном
снижении температуры воды ее подачу
необходимо уменьшать во избежание от-
потевания воздухоохладителей. Подачу
воды можно также снижать при умень-
шении нагрузки генератора ниже расчет-
ного значения:

Нагрузка, % 100 75 50 Холостой
ход
Подача воды, % . . 100 82 70 60

Учитывая изложенное, целесообразно
предусматривать автоматическое регулиро-
вание подачи воды к воздухоохладителям.

Маслоохладители подпятни-
ка, как правило, располагаются непосред-
ственно в его масляной ванне, в зоне цирку-
ляции масла. Число маслоохладителей и
подача охлаждающей воды зависят от от-
водимых потерь на трение в подпятнике.
Необходимую подачу воды к маслоохла-
дителям определяют заводы-изготовители
гидрогенераторов на основании тепловых
расчетов. Ориентировочно подачу можно
определить по формуле, рекомендуемой
Гидропроектom:

$$Q_{мо} = \frac{8,6 \cdot 10^{-7} A G_{ос}^{3/2} n^{3/2}}{\Delta t} \quad (7.4)$$

Таблица 7.1. Параметры воздухоохладителей разных типов

Тип воздухоохладителя	Тепловой поток, кВт		Расход воды, м ³ /ч		Гидравлическое сопротивление, кПа		Размеры воздухоохладителя, мм						Масса, кг
	мини-мальный	максимальный	мини-мальный	максимальный	мини-мальное	максимальное	L	L ₁	H ₁	h	h ₁	D _y	
ВО-76/1010-58	52	76	10,5	28,8	21	81,2	1390	1010	950	295	150	80	450
ВО-115/1510-59	78	115	15,7	43,1	24	77	1890	1510	950	385	200	100	724
ВО-158/1510-60	108	158	21,6	59,3	24	77	1890	1510	1250	385	200	100	724
ВО-146/1510-71	—	146	—	70	—	31	1890	1510	1250	385	200	100	655
ВО-204/2010-70	133	204	32	60	42	96	2390	2010	1250	385	200	100	782
ВО-165/2000-68	109	165	15,7	43,1	38	136	2580	2200	950	385	200	100	638
ВО-194/2510-61	133	194	31,3	86	34	89	2890	2510	950	385	200	100	727
ВО-267/2510-62	184	267	43,1	118,2	34	89	2890	2510	1250	385	200	100	934

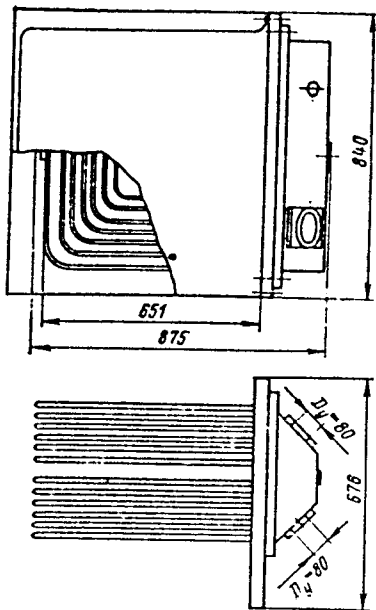


Рис. 7.2. Секция маслоохладителя подпятника

где $Q_{\text{но}}$ — подача воды к маслоохладителю, $\text{м}^3/\text{ч}$; A — коэффициент, $A = 5$ для зонтичного генератора и 3,5 для подвешенного генератора; $G_{\text{ос}}$ — расчетная нагрузка на подпятник, t ; n — номинальная частота вращения вала, $\text{об}/\text{мин}$; Δt — температурный перепад охлаждающей воды на входе и выходе из маслоохладителя, обычно принимается 1,5—2°C.

На рис. 7.2 даны габариты секции двухходового маслоохладителя, установленного в ванне подпятника гидрогенератора мощностью 640 МВт. Такой маслоохладитель рассчитан на отвод 150 кВт тепловых потерь при расходе охлаждающей воды 65 $\text{м}^3/\text{ч}$ с начальной температурой 16°C и ее нагреве на 2°C. Всего в ванне подпятника установлено 20 секций, соединенных последовательно по 5 секций в 4 параллельные группы. Гидравлическое сопротивление каждой группы при расходе 65 $\text{м}^3/\text{ч}$ с учетом соединительных патрубков равно 0,2 МПа. Максимальное рабочее давление воды в маслоохладителях допускается 0,4 МПа. Масса маслоохладителя (без воды) 223 кг.

Маслоохладители подпятника располагаются в их масляных ваннах и соединяются последовательно в две группы. Подача охлаждающей воды здесь ориентировочно принимается равной 30—35% подачи к маслоохладителям подшипника.

На рис. 7.3 даны габариты секции одноходового маслоохладителя, установленного в ванне подшипника гидрогенератора мощностью 640 МВт. Маслоохладитель рассчитан на отвод 40 кВт тепловых потерь при расходе охлаждающей воды 20 $\text{м}^3/\text{ч}$ с начальной температурой 16°C и ее нагреве на 2°C.

Всего в ванне подшипника установлено шесть секций, соединенных последовательно по три секции в две параллельные группы. Гидравлическое сопротивление каждой группы при расходе 20 $\text{м}^3/\text{ч}$ (с учетом соединительных патрубков) равно 0,01 МПа. Максимальное рабочее давление воды в маслоохладителях допускается 0,34 МПа. Масса одной секции (без воды) 60 кг.

Теплообменники для системы внутрипроводникового жидкостного охлаждения электрических машин применяются на наиболее мощных вертикальных, а также некоторых капсульных агрегатах.

Число теплообменников определяется отводимыми потерями с учетом температуры охлаждающей воды. Устанавливаются они вне электрической машины и связаны с охлаждаемыми элементами трубопроводами из нержавеющей стали и диэлектрическими шлангами для циркуляции теплоносителя — обессоленной воды.

На рис. 7.4 указаны размеры водо-водяного теплообменника типа ВВТ-100. Этот теплообменник при расчетной температуре охлаждающей воды 33°C и подаче 400 $\text{м}^3/\text{ч}$ отводит теплоту, эквивалентную 3000 кВт потерь. Гидравлическое сопротивление при такой подаче не превышает 0,03 МПа, а максимальное давление допускается 1,6 МПа. Масса теплообменника (без воды) 2675 кг.

Маслоохладители трансформаторов с водяной системой охлаждения — выносные, связанные с баком трансформатора трубопроводами для циркуляции теплоносителя — трансформаторного масла. Давление технической воды в корпусе маслоохладителя должно быть всегда

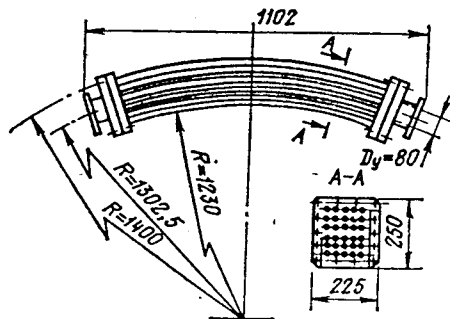


Рис. 7.3. Секция маслоохладителя подшипника

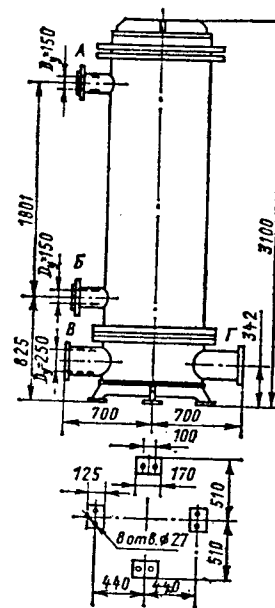


Рис. 7.4. Теплообменник ВВТ-100:

А — выход дистиллированной воды; Б — вход дистиллированной воды; В — вход охлаждающей воды; Г — выход охлаждающей воды

меньше давления масла, даже при отключенных циркуляционных масляных насосах. Это требование объясняется недопустимостью попадания воды в масло при любых повреждениях.

Число устанавливаемых маслоохладителей и подача охлаждающей воды для них зависят от мощности трансформатора, температуры окружающего воздуха в районе установки и температуры охлаждающей воды. Изменение подачи воды при сезонных изменениях ее температуры, а также сезонных изменениях температуры окружающего воздуха обычно осуществляется включением в работу того или иного числа маслоохладителей.

Расчетное число маслоохладителей и подача охлаждающей воды при максимальной ее температуре задаются в технической документации на трансформатор. Ориентировочно можно принимать на предварительных стадиях проектирования подачу равной 0,7—0,8 $\text{м}^3/\text{ч}$ на 1 МВ·А

мощности при температуре охлаждающей воды 25°C.

На рис. 7.5 приводятся размеры серийного маслоохладителя типа МО-53-4, применяемого в системах охлаждения крупных трансформаторов. Поверхность охлаждения маслоохладителя равна 53 м^2 , он рассчитан на отвод 1000 кВт тепловых потерь при подаче охлаждающей воды 72 $\text{м}^3/\text{ч}$ и превышении температуры масла над температурой воды на 40°C. Гидравлическое сопротивление маслоохладителя при расходе 72 $\text{м}^3/\text{ч}$ равно 0,01 МПа. Предельное рабочее давление 0,2 МПа.

В межтрубном пространстве маслоохладителя МО-53-4 циркулирует трансформаторное масло с температурой до 95°C и подачей 100 $\text{м}^3/\text{ч}$. Рабочее давление здесь допускается до 0,4 МПа. Для измерения температуры и давления на каждом патрубке подачи масла и воды предусмотрены манометр и ртутный термометр. Для очистки маслоохладителя имеется открывающаяся крышка на петлях. Предусмотрен также выем всей трубной системы. Масса маслоохладителя (без масла и воды) 1547 кг.

Компрессорные агрегаты с подачей более 10 $\text{м}^3/\text{мин}$, как правило, имеют водяное охлаждение рубашек цилиндров, промежуточных и конечного холодильников, а в некоторых случаях и маслоохладителей. Расход охлаждающей воды для компрессоров разного типа указан в табл. 6.5.

При остановленном компрессоре охлаждающая вода из его рубашек должна сливаться во избежание просачивания в цилиндры компрессора через микротрещины, что при последующем пуске вызовет гидроудар. По этой причине слив воды может производиться непосредственно в нижний бьеф только в тех случаях, когда компрессор устанавливается выше максимального его уровня. В остальных случаях слив должен производиться в дренажную систему ГЭС или ГАЭС.

7.2. ВЫБОР СПОСОБА И СХЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Вода в системе технического водоснабжения должна быть неагрессивной по от-

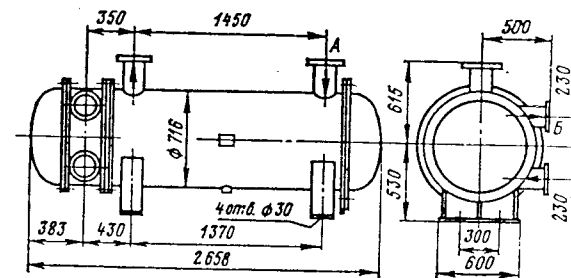


Рис. 7.5. Маслоохладитель МО53-4:

А — вход и выход масла, $D_y = 150$; Б — вход и выход охлаждающей воды, $D_y = 150$

ношению к материалам, из которых изготовлены охладители, трубопроводы, фильтры и прочие элементы системы. В ней не должно быть большого количества взвешенных частиц, особенно с абразивными свойствами. Температура воды на входе не должна превышать 30 °С.

В системах технического водоснабжения ГЭС и ГАЭС, как правило, используется речная вода из верхнего или нижнего бьефа ГЭС. В тех случаях, когда в речной воде имеется большое количество наносов, требуется создание специальных отстойников либо осуществление забора воды из гидроклонов, уравнительных резервуаров, артезианских скважин или других источников. При наличии в воде микроорганизмов типа дрейссены принимаются меры для борьбы с обрастанием внутренней поверхности трубопроводов и других элементов системы технического водоснабжения.

Водоприемники, выходящие непосредственно в верхний или нижний бьеф, располагаются ниже минимальных уровней воды, в местах и на уровнях, не подверженных закупорке шугой или льдом. Они оснащаются сороудерживающими решетками, препятствующими попаданию в трубопроводы плавающего мусора. Скорость воды в решетках рекомендуется принимать в пределах 0,25—0,5 м/с. Предусматриваются приспособления для установки плоских затворов или заглушек при возникновении необходимости ремонта первых задвижек на трубопроводах в помещениях. Для удобства водолазных работ при установке заглушек и очистке решеток предусматриваются скоб-трапы.

Водозаборы в спиральных камерах, туннелях или подводящих трубопроводах турбин должны располагаться доступно для обслуживания после их осушения, т. е. на высоте 1—1,5 м от пола. Устройство водозаборов из самых верхних или нижних точек водоподводящего тракта недопустимо в связи с большей вероятностью в этом случае засорения их плавающим мусором или влекомыми по дну наносами.

При заборе воды из нижнего бьефа ГЭС, когда вода при выходе из отсасывающих труб с большой скоростью взрывается, должна предусматриваться возможность удаления воздуха из системы, например путем установки деаэраторов.

Оборудование системы технического водоснабжения должно иметь достаточные резервы, обеспечивающие расчетную подачу воды для всех потребителей при выходе из работы или отключении для ремонта любого из основных элементов системы. В частности, предусматривается не менее двух независимых водозаборов с учетом полного засорения одного из них.

В зависимости от напора на ГЭС и ГАЭС применяются следующие системы

технического водоснабжения технологического оборудования:

самотечная — при напорах 10—60 м, с забором воды из верхнего бьефа;

насосная — при напорах ниже 15 и выше 200 м, с забором воды из нижнего бьефа;

эжекторная — при напорах 50—250 м, с забором воды из верхнего и нижнего бьефов.

При напорах 60—150 м может применяться самотечная система с рабочим давлением, допускаемым охладительным устройством агрегатов. Иногда при этих напорах целесообразно выполнять водозаборы из разгруженной полости под крышковой радиально-осевой турбины.

Для ГАЭС при больших колебаниях уровня верхнего бьефа, как правило, применяется насосная система с забором воды из нижнего бьефа.

При напорах, близких к 10 м, для охладительных устройств, расположенных выше уровня воды в верхнем бьефе, применяется самотечно-сифонная система со специальными устройствами (насосными или эжекторными) для зарядки сифона.

Схема технического водоснабжения может быть: поагрегатная, групповая (на электрический блок или другую группу агрегатов) и общестанционная.

При числе агрегатов на ГЭС или ГАЭС не свыше шести и суммарном расходе охлаждающей воды 2,5—3 тыс. м³/ч, особенно при насосной системе технического водоснабжения, целесообразна общестанционная схема. Для агрегатов большой мощности с расходом воды на охлаждение каждого агрегата свыше 1,5 тыс. м³/ч при самотечной и эжекторной системах технического водоснабжения отдают предпочтение агрегатной системе с взаимным резервированием от других агрегатов электрического блока.

Выбор способа и схемы технического водоснабжения для каждого конкретного объекта осуществляется на основании технико-экономического сравнения вариантов с учетом следующих факторов:

надежности эксплуатации и эксплуатационных расходов на ремонт и обслуживание системы;

стоимости оборудования и его монтажа;

наличия свободных площадей для размещения оборудования и стоимости здания дополнительных помещений;

стоимости электроэнергии для электродвигателей насосов или стоимости потерянной выработки электроэнергии от использования воды из верхнего бьефа для работы эжекторов.

При выборе оборудования расчетный расход технической воды принимается равным сумме расходов всех потребителей

при работе всех агрегатов ГЭС и ГАЭС с полной нагрузкой при максимальной температуре воды в водохранилище на глубине водозаборов.

Для уменьшения расхода охлаждающей воды в периоды года, когда ее температура значительно снижается, целесообразно предусматривать для гидроэлектростанций с напором свыше 20 м последовательное соединение нескольких охладителей, а также возможность автоматического регулирования подачи воды к воздухоохладителю при изменениях нагрузки гидроагрегата.

Если максимальная температура воды на уровне водозаборов технического водоснабжения не превышает 15—18 °С, рекомендуется для ГЭС и ГАЭС вторичное использование воды; охлажденной генератор, например для охлаждения главных трансформаторов.

На ряде высоконапорных ГЭС успешно эксплуатируется система технического водоснабжения с водозаборами из разгруженной полости между рабочим колесом радиально-осевой гидротурбины и ее крышкой. Здесь обычно давление, допустимое для охладительных устройств гидроагрегата, не превышает 0,3—0,4 МПа. Однако для работы агрегатов с такими водозаборами в компенсаторном режиме должна иметься дублирующая система питания, рассчитанная на соответствующий уменьшенный расход охлаждающей воды. Переключение источников питания должно производиться автоматически.

Подача воды к воздухоохладителю вертикального гидрогенератора или двигателя-генератора, как правило, осуществляется по замкнутому кольцевому или граничной формы трубопроводу. Этот трубопровод устанавливается либо в бетонном фундаменте гидрогенератора ниже патрубков воздухоохладителя, либо открыто, с наружной стороны вентиляционного кожуха. Подвод воды к замкнутому трубопроводу для уменьшения гидравлического сопротивления часто осуществляется в двух или более точках. От трубопровода делаются отводы, снабженные задвижками для отключения при ремонте одного воздухоохладителя без нарушения работы остальных. Слив нагретой в воздухоохладителях воды производится по аналогичному трубопроводу в нижний бьеф.

К остальным охладительным устройствам охлаждающая вода подается по отдельным параллельным трубопроводам, снабженным устройствами для отключения и регулирования расхода. Расположение сливных трубопроводов в целях уменьшения коррозии должно быть таким, чтобы охладительные устройства оставались заполненными водой даже при остановленном агрегате и отключенной подаче воды. Для этого рекомендуется располагать сливные трубопроводы выше теплообменных

аппаратов или устраивать специальные петли («утки»). В верхней точке каждой петли или на высокорасположенном сливном трубопроводе в этом случае предусматривается вантуз для срыва вакуума в системе.

Для самотечно-сифонной системы технического водоснабжения, где вакуум в сливной ветви используется для повышения располагаемого напора, вместо устройства петлей с вантузами предусматривается отклонение циркуляции охлаждающей воды задвижками на сливных ветвях, без отключения при остановке агрегата самих водозаборов.

Сливные трубопроводы выводятся ниже минимального уровня нижнего бьефа, с учетом возможной глубины промерзания воды. Вывод этих трубопроводов в отводящий тракт гидротурбины не допускается, так как пульсирующее здесь давление может вызвать самопроизвольное изменение расхода охлаждающей воды. По этой же причине также не рекомендуется отводить в отсасывающую трубу воду в системе водоснабжения турбинного подшипника.

В тех случаях, когда сливные трубопроводы технического водоснабжения проходят через помещения, расположенные ниже максимального эксплуатационного уровня нижнего бьефа, на выходе каждой трубы в нижний бьеф следует предусматривать фланец и возможность установки заглушки при возникновении необходимости ремонта трубопровода в помещении. Для водолазов, устанавливающих заглушки, необходимо предусматривать скобы на бетонной стене.

На всех трубопроводах, соединенных непосредственно с верхним и нижним бьефами, независимо от рабочего давления первые задвижки в помещении должны быть стальными. При таких задвижках вероятность появления трещин в корпусах меньше.

Автоматизация системы технического водоснабжения должна быть предусмотрена для каждого агрегата ГЭС и ГАЭС независимо от их мощности. Автоматизации подлежат следующие операции:

включение рабочих насосов технического водоснабжения или открытие задвижек с дистанционным приводом на самотечных и эжекторных водозаборах при пуске агрегатов;

включение резервных насосов или водозаборов при отказе основных устройств с одновременным включением сигнализации;

отключение насосов и водозаборов при остановке агрегата;

включение подачи воды к маслоохладителям подшипника и подшипника генератора и к подшипнику турбины перед пуском агрегата; контроль поступления воды к этим объектам; отключение подачи воды после остановки агрегата;

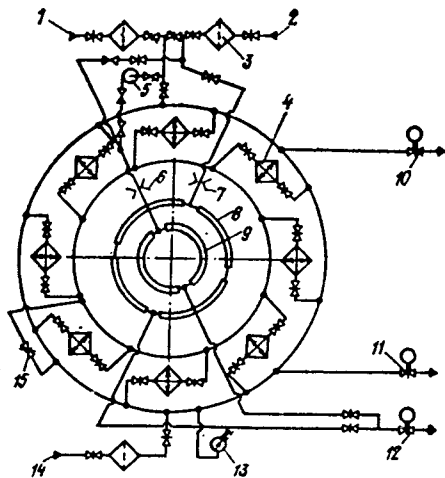


Рис. 7.6. Схема самотечного технического водоснабжения

включение подачи воды к воздухоохладителям электрической машины перед набором нагрузки; отключение после остановки агрегата;

включение подачи воды к теплообменникам внутрипроводникового жидкостного охлаждения активных частей электрической машины перед пуском агрегата; отключение после остановки агрегата;

включение подачи воды к теплообменникам выпрямителей системы возбуждения электрической машины перед включением возбуждения; отключение подачи воды после отключения возбуждения.

В системе охлаждения главных трансформаторов автоматизация подлежит процессу подачи воды к маслоохладителям после включения трансформатора в сеть с предварительным включением циркуляционных маслонасосов и при температуре масла не ниже 15°C. Подача воды прекращается после отключения трансформатора от сети или снижения температуры масла до 15°C. Таким образом предотвращается замерзание воды в маслоохладителях в зимнее время переохлажденным маслом.

На рис. 7.6 показана агрегатная схема самотечного технического водоснабжения гидроагрегата мощностью 107 МВт, работающего при колебаниях напора брутто от 10,5 до 19,5 м. Общий расход воды на охлаждение агрегата составляет около 850 м³/ч. Водозаборы 1 и 14 осуществлены из спиральной камеры самостоятельно для питания воздухоохладителей 4 и маслоохладителей подпятника 8 и подшипника 9 генератора. Третий водозабор 2 является резервным для обеих систем. Каждый водозабор снабжен сетчатым фильтром 3 и задвижками для его отключения на ремонт при работающем гидроагрегате. На трубопроводе водоснабжения подпятника, расположенного несколько выше минимального уровня верхнего бьефа, установлен насос 5 для зарядки сифона при пуске гидроагрегата. На сливных ветвях от каждого потребителя технической воды установлены задвижки 10, 11 и 12 с электроприводами. В системе имеются также задвижки для отключения любого воздухоохладителя для ремонта при работающем гидроагрегате. Контроль расхода воды на охлаждение осуществляется дифманометрами, подключенными к измерительным шайбам 6 и 7 на трубопроводах питания подпятника и подшипника. Задвижка 15 открывается только при промывке трубопроводов.

Работа системы автоматизирована: при подаче импульса на пуск гидроагрегата открывается задвижка 12 на сливном трубопроводе от маслоохладителей подпятника и подшипника и включается насос 5. После появления потока охлаждающей воды дифманометры разрешают пуск агрегата и отключают насос.

Перед включением агрегата под нагрузку открывается одна из задвижек 10 или 11, при нагревании воздуха до 40°C открывается вторая задвижка. После остановки гидроагрегата задвижки 10, 11 и 12 закрываются. При снижении подачи охлаждающей воды на маслоохладители ниже допустимой нормы дифманометрами включается предупредительная сигнализация. При понижении давления воды в напорном трубопроводе питания воздухоохладителей электроконтактный манометр 13 также включает сигнализацию.

На рис. 7.7 показана агрегатная схема эжекторного технического водоснабжения гидроагрегата мощностью 640 МВт, работающего при колебаниях напора от 175 до 220 м. Общий расход воды на охлаждение одного гидроагрегата составляет 2600 м³/ч при температуре воды 16°C. Водозаборы осуществлены из нижнего бьефа ГЭС через деаэратеры 7; питание эжекторов 6 и 23 осуществляется из спиральных камер турбин по трубопроводам с задвижками 8 и 22. Эжекторы регулируемые, подача каждого до 2000 м³/ч. Эжектор 23 подает воду через фильтр 21 к воздухоохладителям генератора 20. Второй такой же эжектор 6 обеспечивает водоснабжение через фильтр 4 маслоохладителей подпятника 15, генераторного подшипника 14, теплообменников внутрипроводникового охлаждения статора генератора 9, подшипника турбины 3.

Вода, охлаждающая теплообменник статора, поступает к маслоохладителям 9 главных трансформаторов, охладителям выпрямителей 27, корпусам аппаратов генераторного комплекса 17 и кондиционеру 11.

Вода, охлаждающая теплообменник статора, поступает к маслоохладителям 9 главных трансформаторов, охладителям выпрямителей 27, корпусам аппаратов генераторного комплекса 17 и кондиционеру 11.

Вода, охлаждающая теплообменник статора, поступает к маслоохладителям 9 главных трансформаторов, охладителям выпрямителей 27, корпусам аппаратов генераторного комплекса 17 и кондиционеру 11.

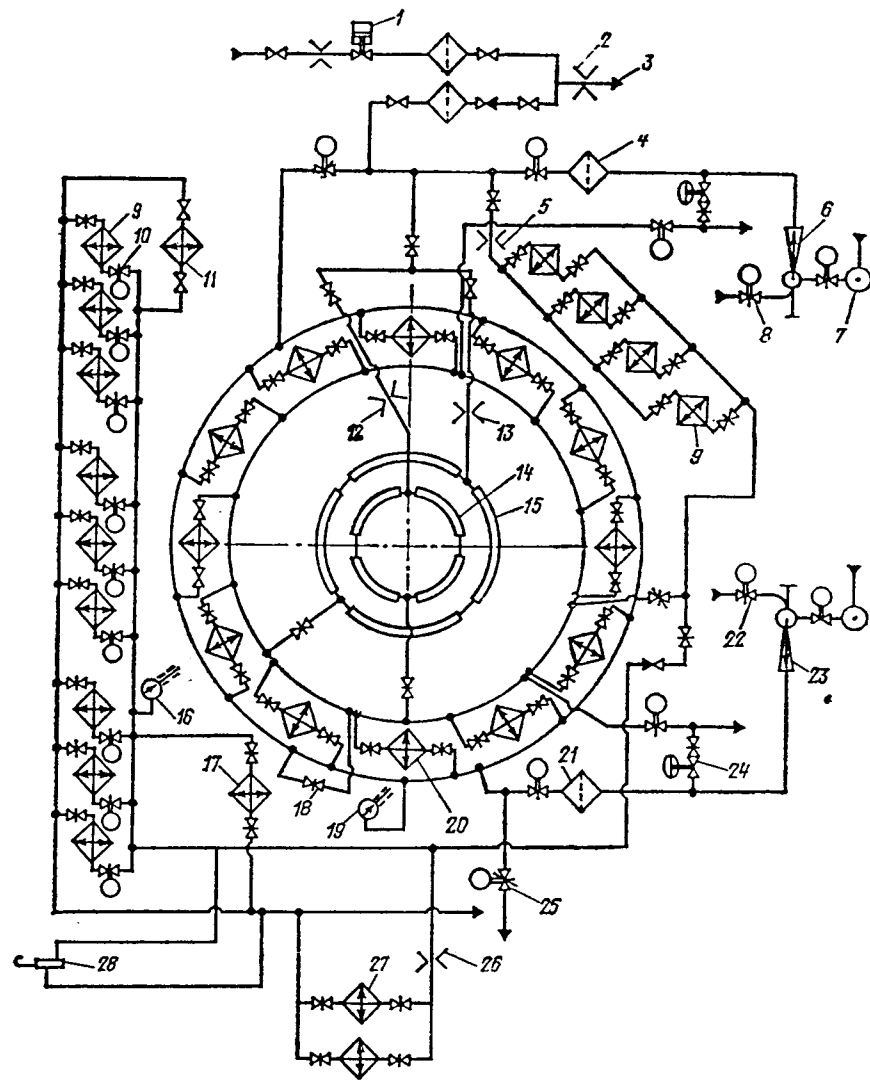


Рис. 7.7. Схема эжекторного технического водоснабжения

Контроль за поступлением охлаждающей воды к охлаждающим устройствам осуществляют дифманометры-расходомеры, подключенные к измерительным шайбам 2, 5, 12, 13, 26, и электроконтактные манометры 16 и 19.

Схемой предусмотрен переход на водоснабжение всех охлаждающих устройств гидроагрегата одним из эжекторов во время непредвиденного ремонта второго эжектора или его фильтра при работающем гидроагрегате.

Предусмотрено также объединенное водоснабжение двух соседних агрегатов по соединительному трубопроводу с задвижкой 25.

Задвижка 18 открывается для промывки трубопроводов по мере необходимости. Переливное устройство 28, расположенное несколько ниже уровня масла в расширителях трансформаторов, предотвращает превышение давления воды над давлением масла в маслоохладителях. Предохранительные устройства 24 предотвращают

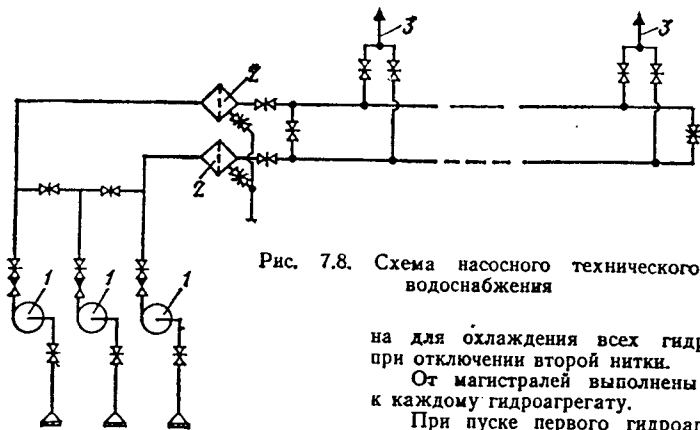


Рис. 7.8. Схема насосного технического водоснабжения

вращают повышение давления воды в системе технического водоснабжения сверх допустимого при каких-либо ошибочных переключениях.

Гидроклапан 1 открывает резервную подачу воды к подшипнику турбины из противопожарной магистрали ГЭС при недостаточном водоснабжении по основной линии.

При поступлении команды на пуск агрегата автоматически открывается задвижка 8 и вода от эжектора 6 одновременно поступает к потребителям 3, 9, 14, 15, 17 и 27.

При наличии достаточной подачи воды к каждому из потребителей (контролируется соответствующими дифманометрами-расходомерами) проходит импульс на открытие направляющего аппарата турбины и затем на включение возбуждения генератора. Перед набором нагрузки открывается задвижка 22 и вода от эжектора 23 поступает к воздухоохладителям. К маслоохладителям трансформаторов 9 вода поступает после открытия соответствующих задвижек 10 после набора нагрузки и прогрева масла.

После остановки агрегата закрываются задвижки 8, 10 и 22 и подача воды прекращается.

Пример схемы общестанционного насосного технического водоснабжения показан на рис. 7.8. Эта система обслуживает четыре гидроагрегата, требующих суммарной подачи охлаждающей воды 2000 м³/ч. Предусмотрена установка трех насосов 1 с подачей по 1000 м³/ч, из которых один (любой) является резервным.

Водозаборы каждого из насосов независимые, непосредственно из нижнего бьефа ГЭС. Все насосы подключены к двум параллельным магистралям, в начале каждой из которых имеется сетчатый фильтр 2. Пропускная способность магистрали и каждого из фильтров достаточ-

на для охлаждения всех гидроагрегатов при отключении второй нитки.

От магистралей выполнены отводы 3 к каждому гидроагрегату.

При пуске первого гидроагрегата автоматически включается один из рабочих насосов, подача которого достаточна для охлаждения двух гидроагрегатов. При пуске третьего гидроагрегата включается второй рабочий насос. В зимний период для охлаждения всех четырех гидроагрегатов достаточно работы одного насоса.

7.3. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Каждая система технического водоснабжения состоит из источника водоснабжения и распределительной сети с потребителями воды. Работа системы определяется характеристиками источника водоснабжения и сети.

Для установившегося режима работы системы должны быть выдержаны балансы подачи и напоров источника водоснабжения и сети.

Характеристика источников водоснабжения определяется для самотечной системы располагаемым давлением (напором), т. е. разностью уровней верхнего и нижнего бьефов ГЭС или ГАЭС и их колебаниями; для насосной и эжекторной систем — характеристиками насосов или эжекторов и колебаниями уровня в водоемах, из которых осуществляется водозабор.

Характеристика сети определяется зависимостью гидравлического сопротивления (потери давления) от подачи воды, необходимой для работы каждого из потребителей. При данной подаче необходимое давление в системе определяется разностью значений удельной энергии в начале и конце сети и потерями энергии на преодоление сопротивления по пути движения воды от поверхности водозабора до поверхности выброса отработанной воды.

Таблица 7.2. Коэффициенты местного гидравлического сопротивления

Элемент сети	Схема элемента	Коэффициент сопротивления						
Решетка водоприемная		F_0/F	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	
		ζ	6	3,8	2,2	1,3	0,8	
Колено прямое: круто-загнутое		d , мм	100	125	150	200	250	
		ζ	0,17	0,18	0,19	0,21	0,28	
		d , мм	300	400	500	600		
		ζ	0,4	0,39	0,4	0,45		
сварное		d , мм	100	125	150	200	250	
		ζ	0,26	0,27	0,29	0,32	0,42	
		d , мм	300	400	500	600		
		ζ	0,6	0,6	0,6	0,68		
Поворот потока на угол: резкий		α , град	30	40	50	60	70	80
		ζ	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7	0,9
плавный		$d/2R$	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
		ζ	0,14	0,16	0,21	0,29	0,44	0,66
Тройник равнопроходный		$\zeta = 0,1$						
		$\zeta = 0,5$						
		$\zeta = 1$						
		$\zeta = 1,5$						
		$\zeta = 1,4$						
		$\zeta = 1,5$						
$\zeta = 3$								

Элемент сети	Схема элемента	Коэффициент сопротивления
Тройник разно- проходной		$Q_2/Q_1 \dots 0 \quad 0,2 \quad 0,4 \quad 0,6 \quad 0,8 \quad 0,9 \quad 1$ $\zeta_{1-2} \dots -1,2 \quad -0,4 \quad 0,08 \quad 0,47 \quad 0,72 \quad 0,91 \quad 1$ $\zeta_{1-3} \dots 0,04 \quad 0,17 \quad 0,3 \quad 0,41 \quad 0,51 \quad 0,56 \quad 0,6$ ζ_{1-2} и ζ_{1-3} отнесены к скорости v_2
		$Q_2/Q_1 \dots 0 \quad 0,2 \quad 0,4 \quad 0,6 \quad 0,8 \quad 0,9 \quad 1$ $\zeta_{1-2} \dots 0,95 \quad 0,88 \quad 0,89 \quad 0,95 \quad 1,10 \quad 1,13 \quad 1,15$ $\zeta_{1-3} \dots 0,04 \quad -0,08 \quad -0,05 \quad 0,07 \quad 0,21 \quad 0,30 \quad 0,35$ ζ_{1-2} и ζ_{1-3} отнесены к скорости v_1
Задвижка		$\zeta = 0,15$
Вентиль		$D_y \dots 15 \quad 20 \quad 40 \quad 80 \quad 100 \quad 150 \quad 200$ $\zeta \dots 10,8 \quad 3 \quad 4,9 \quad 4 \quad 4,1 \quad 4,4 \quad 4,7$
Клапан обратный		$\zeta = 1,5$
Диафрагма расхо- домерная		$F_d/F_{тр} \dots 0,3 \quad 0,4 \quad 0,5 \quad 0,6 \quad 0,7 \quad 0,8$ $\zeta \dots 18,4 \quad 8,2 \quad 4 \quad 2 \quad 0,97 \quad 0,41$

Гидравлическое сопротивление сети, как известно из законов гидравлики, пропорционально квадрату скорости, а значит, и квадрату подачи. Оно определяется по формуле

$$h = \zeta \frac{10v^2}{2g}, \quad (7.5)$$

где h — гидравлическое сопротивление, кПа; ζ — безразмерный коэффициент сопротивления; v — скорость воды, м/с; $g = 9,81$ — ускорение свободного падения, м/с².

Различают гидравлическое сопротивление местное и на трение по длине трубопроводов.

Значения коэффициента местного сопротивления, связанных с изменением направления или скорости потока, даны в табл. 7.2.

Коэффициент сопротивления по длине трубопровода в зависимости от его внут-

реннего диаметра можно ориентировочно определить по формуле

$$\zeta_l = k \frac{L}{d}, \quad (7.6)$$

где k — опытный коэффициент, равный 0,03 для труб диаметром 100 мм и меньше, 0,025 для труб диаметром свыше 100 до 250 мм, 0,02 для труб диаметром свыше 250 до 600 мм; d — внутренний диаметр трубы, м; L — длина трубы, м.

Для предварительного проектирования технического водоснабжения рекомендуется скорость воды в трубопроводах, м/с:

Насосная система	1,5—2
Самотечная система при напоре ГЭС:	
до 15 м	1,5
15—60 м	1,5—7
свыше 60 м	До 10

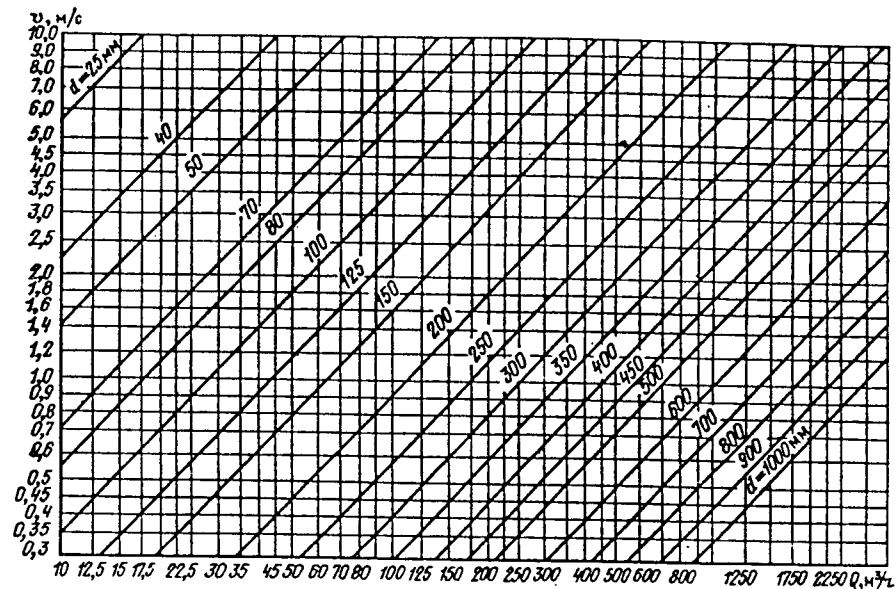


Рис. 7.9. Зависимость скорости воды в трубопроводах от ее расхода

Эжекторная система при напоре свыше 100 м:

на линии подачи рабочей воды	До 10
на линии подсосываемой воды	Около 1,5
в остальной части системы	1,5—5

Диаметр трубопровода по известной подаче и намеченной скорости воды определяется по графику на рис. 7.9.

Характеристика сети определяется на основании гидравлического расчета и в случае необходимости корректируется изменением диаметров труб на отдельных участках. Для определения отношения $v^2/2g$ можно пользоваться номограммой на рис. 7.10.

Для самотечно-сифонных систем технического водоснабжения необходимо проверить предельно допустимый вакуум в охлаждающих устройствах агрегата по формуле

$$h_{\text{вак}} = H_{\text{ат}} - h_{\text{в.п}} - 10, \quad (7.7)$$

где $h_{\text{вак}}$ — допустимый вакуум, кПа; $H_{\text{ат}}$ — атмосферное давление на уровне машинного зала ГЭС или ГАЭС, кПа; $h_{\text{в.п}}$ — давление водяных паров, насыщающих пространство при максимальной температуре охлаждающей воды, кПа (рис. 7.11); 10 — рекомендуемый запас давления, кПа.

Для уменьшения вакуума необходимо увеличить гидравлическое сопротивление

сливной линии от охладителей, например, путем установки дроссельной шайбы или регулирующего клапана.

Ниже дается пример гидравлического расчета системы технического водоснабжения по расчетной схеме на рис. 7.12.

Пример 7.1. Определить гидравлическую характеристику системы технического водоснабжения гидроагрегата. Исходные данные: мощность гидроагрегата 107 МВт; напор ГЭС 10,5—19,5 м; напор расчетный по мощности 16,5 м; температура охлаждающей речной воды 2—16 °С; подача и гидравлическое сопротивление при максимальной температуре воды 16 °С: воздухоохлаждителей генератора — 400 м³/с и 30 кПа, маслоохлаждителей подпятника — 40 м³/с и 40 кПа, маслоохлаждителей подшипника — 30 м³/с и 2,5 кПа.

Питание системы принято самотечное, индивидуальное для каждого гидроагрегата с тремя водозаборами из спиральной камеры гидротурбины. Один водозабор обеспечивает подачу воды к воздухоохлаждителям и теплообменнику системы возбуждения генератора, второй — к маслоохлаждителям подпятника и подшипника, третий является резервным. Гидравлическое сопротивление каждой из параллельных линий питания потребителей выбирается по табл. 7.3.

На рис. 7.13 даны характеристики сети и располагаемые напоры при минимальном уровне верхнего бьефа. Из рисунка видно, что необходимая подача воды на охлаждение гидроагрегата обеспечивается даже

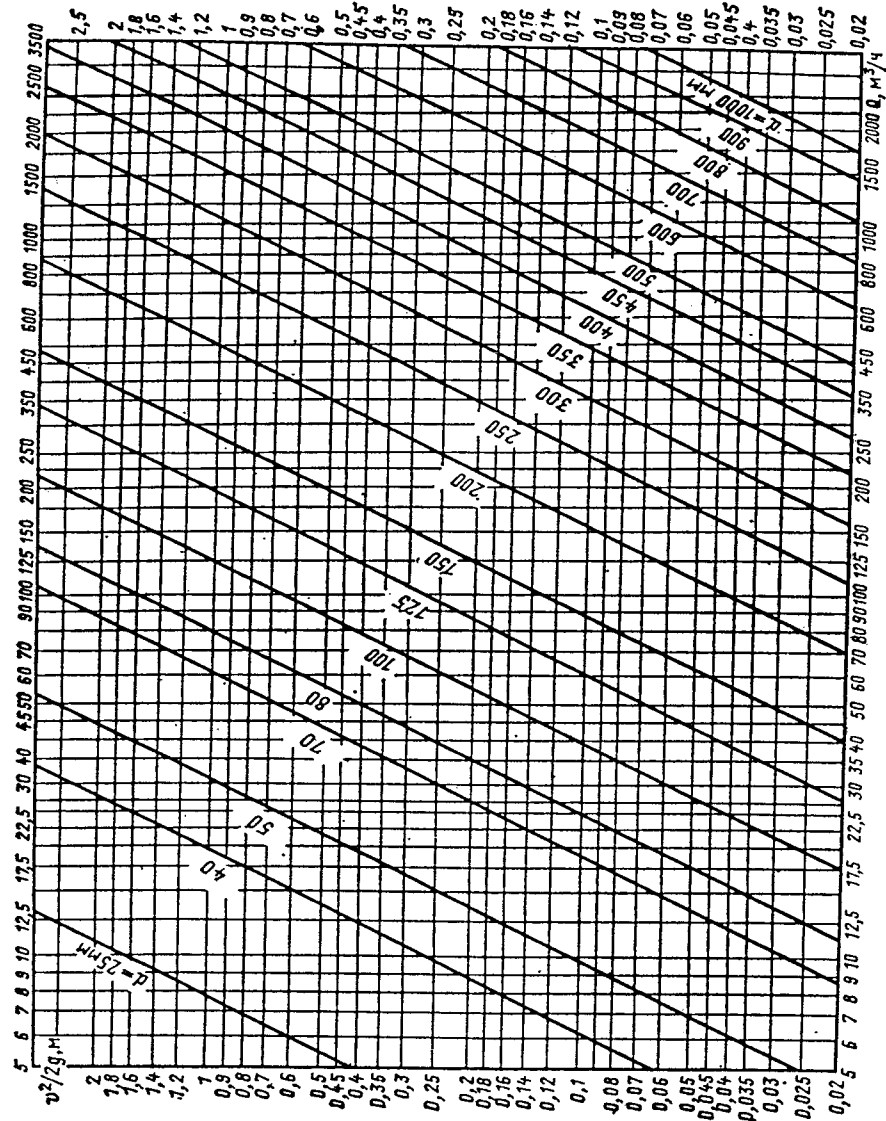


Рис. 7.10. Зависимость $v^2/2g$ от расхода воды в трубопроводе

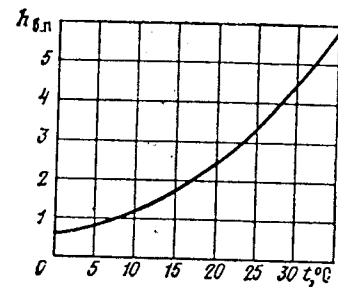


Рис. 7.11. Давление водяных паров, кПа, в зависимости от температуры воды

при минимальном напоре ГЭС и максимальной температуре охлаждающей воды. При напоре ГЭС выше минимального и работе гидроагрегата с частичной нагрузкой при сезонных понижениях температуры речной воды подачу ее через охладительные устройства можно снизить созданием дополнительных гидравлических сопротивлений на сливных линиях с использованием специального регулирующего устройства. Этим же устройством может устраняться избыток вакуума в сливных линиях.

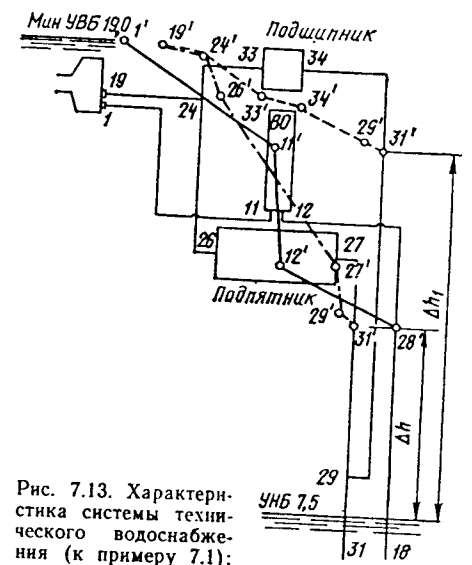


Рис. 7.13. Характеристика системы технического водоснабжения (к примеру 7.1):
 — пьезометрические линии воздухоохлаждателей генератора; — подпятника генератора;
 — подшипника генератора; Δh — дополнительное сопротивление для регулирования расхода воды; 1—34 — расчетные точки (см. рис. 7.12); r—34 — точки на пьезометрических линиях

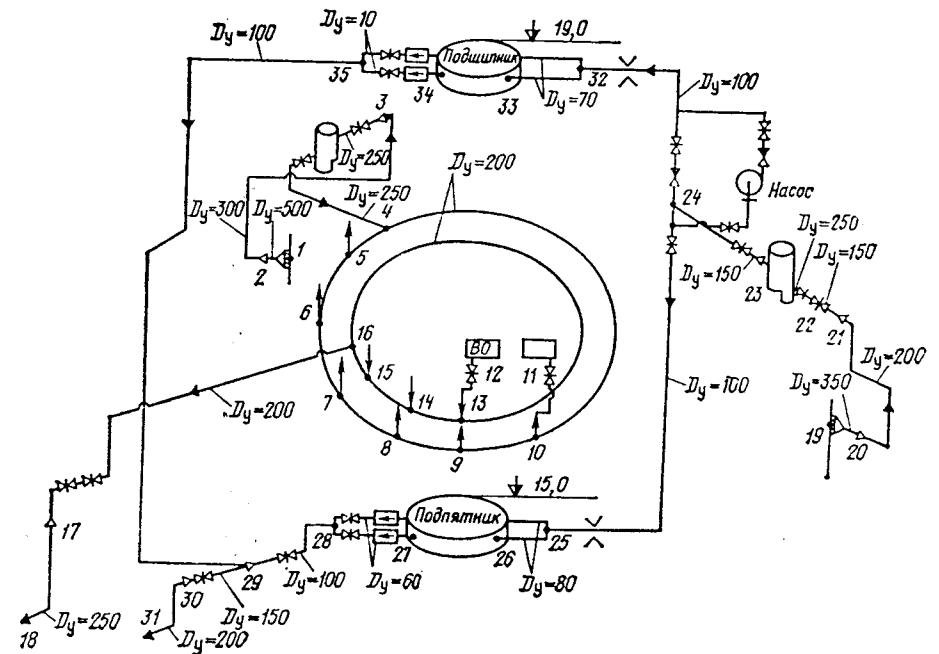


Рис. 7.12. Расчетная схема системы технического водоснабжения (1—35 — расчетные точки)

Таблица 7.3. Расчет гидравлического

Участок трубопровода	Диаметр трубопровода D , мм	Расход, м ³ /с	Скорость v , м/с	Длина трубы l , м	Коэффициент местного сопротивления						
Линия водоснабжения											
1-2	500	400	0,57	0,18	1,8						
2-3	300	400	1,57	17		0,1	4×0,4				
3-4	250	400	2,26	3		0,1	2×0,28	2×0,15			
4-5	200	200	1,77	1,3					1,5		
5-6	200	166,7	1,47	4,6					0,44		
6-7	200	133,4	1,18	4,6					0,56		
7-8	200	100	0,88	4,6					0,77		
8-9	200	66,8	0,59	4,6					1,25		
9-10	200	33,4	0,295	4,6					3		
10-11	100	33,4	1,18	2,0			2×0,17	0,15			
11-12*											
12-13	100	33,4	1,18	2,0			2×0,17	0,15			
13-14	200	33,4	0,295	4,6							
14-15	200	66,8	0,59	4,6					0,52		
15-16	200	100	0,88	2,1					0,42		
16-17	200	200	1,77	23			2×0,21	2×0,15		3	
17-18	250	200	1,13	11		0,25	0,28				
Линия водоснабжения масло											
19-20	350	70	0,2	0,11	1,8						
20-21	200	70	0,62	19,5		0,1	4×0,21				
21-22	150	70	1,1	1		0,1		0,15			
22-23	250	70	0,4	—		0,38					
23-24	150	70	1,1	1		0,36		0,15			
24-25	100	40	1,41	12			0,17	0,15		1,5	
25-26	80	20	1,1	0,6			0,17			1,5	
26-27**											
27-28	80	20	1,1	0,6			0,17	0,15			
28-29	100	40	1,41	27,7			2×0,17	0,15		3	
29-30	150	70	1,1	1		0,25		0,15	0,5		
30-31	200	70	0,62	12		0,25	2×0,21				
Линия водоснабжения масло											
19-20	350	70	0,2	0,11	1,8						
20-21	200	70	0,62	19,5		0,1	4×0,21				
21-22	150	70	1,1	1		0,1		0,15			
22-23	250	70	0,4	—		0,38					
23-24	150	70	1,1	1		0,36		0,15			
24-25	100	30	1,06	7			0,17	0,15		1,5	
32-33	70	15	1,08	7			0,17			1,5	
33-34***											
34-35	70	15	1,08	7			0,17	0,15			
35-29	100	30	1,06	35,6			5×0,17	0,15			
29-30	150	70	1,1	1		0,25		0,15	0,5		
30-31	200	70	0,62	12		0,25	2×0,21				

* Воздухоохладитель.
 ** Маслоохладитель подпятника.
 *** Маслоохладитель подшипника.

Примечание. Для линии водоснабжения воздухоохладителей потери в напорной линии 23,51 кПа, 12,63 и 12,07 кПа, для линии водоснабжения маслоохладителей подшипника — 10,25 и 9,69 кПа.

сопротивления (к примеру 7.1)

элементов трубопровода				По длине $\xi_l = -0,025 \frac{l}{d}$	$\sum \xi$	$10 \frac{\sigma'}{2g}$, кПа	$\Delta h = -\sum \xi \times 10 \frac{\sigma'}{2g}$, кПа
воздухоохладителей							
				0,007	1,807	0,02	67,4
				1,42	3,12	1,25	0,04
				0,3	4,26	2,6	3,9
				0,3	4,26	2,6	11,1
				0,2	1,86	1,6	3,0
				0,2	1,22	1,1	1,3
				0,2	1,34	0,7	1,0
				0,2	1,55	0,4	0,6
				0,2	2,03	0,18	0,4
				0,2	3,78	0,04	0,15
1,4				0,5	2,49	0,71	1,77
							30
1,15				0,5	0,99	0,71	0,7
				0,2	1,93	0,04	0,08
				0,2	1,3	0,18	0,23
				0,2	0,68	0,4	0,27
				2,87	6,8	1,6	10,9
		1,0		1,1	2,63	0,65	1,7
охладителей подпятника							
				0,007	1,807	0,02	64,7
				2,44	3,38	0,2	0,04
				0,17	0,42	0,6	0,67
				0,17	3,38	0,1	0,25
				0,17	0,68	0,6	0,34
				3	9,82	1,0	0,41
				0,19	1,86	0,6	9,8
							1,12
							40
				0,19	0,66	0,6	0,4
				6,92	10,41	1,0	10,4
				0,17	1,07	0,6	0,64
				1,5	3,17	0,2	0,63
охладителей подшипника							
				0,007	1,81	0,02	22,67
				2,44	3,38	0,2	0,04
				0,17	0,42	0,6	0,67
				—	3,28	0,1	0,25
				0,17	0,68	0,6	0,34
				1,75	10,07	0,6	0,41
				2,5	4,17	0,6	6,04
							2,5
							2,53
				2,5	4,27	0,6	2,56
				8,9	9,9	0,6	5,94
				0,17	1,07	0,6	0,76
				1,5	3,17	0,2	0,63

в сливной линии 13,9 кПа, для линии водоснабжения маслоохладителей подпятника соответственно

Для зарядки сифона в системе охлаждения верхнего генераторного подшипника в период пуска гидротурбин при минимальном уровне верхнего бьефа включается небольшой насос, который затем отключается.

7.4. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Насосное оборудование. В системах технического водоснабжения ГЭС и ГАЭС применяются преимущественно центробеж-

ные — горизонтальные одноступенчатые насосы двустороннего входа типа Д с полуспиральным подводом воды к рабочему колесу. Эти насосы имеют горизонтальный разъем корпуса и выносные подшипники качения. Привод насоса осуществляется от электродвигателя трехфазного тока через упругую муфту. Насосный агрегат поставляется в сборе с электродвигателем, устанавливается на фундаментной плите или раме.

Основные данные насосных агрегатов даны в табл. 7.4. Типоразмер насосного

Таблица 7.4. Параметры насосных агрегатов

Типоразмер насоса	Диаметр рабочего колеса, мм	Подача насоса, м³/ч	Давление на входе, МПа	Частота вращения, об/мин	Кавитационный запас, м	Допустимое давление на входе, МПа	Dy патрубков, мм		Мощность и напряжение электродвигателя, кВт	Масса агрегата, кг	Габариты агрегата (длина × ширина × высота), м
							всасывающего	нагнетательного			
Д200-95 Д200-95а	280 255	100	2,3 1,98	1450	3,5	0,3	150	100	14*1	524	1,5 × 0,64 × 0,71
Д200-36 Д200-36а Д200-36б	350 320 300	200 190 180	3,6 2,9 2,5	1450	5,5 5,5 5	0,3	150	125	37*2	760	1,63 × 0,8 × 0,8
Д320-50 Д320-50а Д320-50б	405 365 340	320 300 300	5 3,9 3	1450	4,5 4 4	0,3	200	150	75*2 55*2 45*2	1233 1038 923	1,81 × 0,97 × 0,9 1,67 × 0,97 × 0,9 1,53 × 0,97 × 0,89
Д500-65 Д500-65а Д500-65б	465 432 390	500 450 420	6,5 5,5 4,5	1450	4,5	0,3	250	150	160*2 132*2 100*2	2103 1905 1680	2,43 × 0,97 × 1,06 2,56 × 0,97 × 1,05 2,16 × 0,97 × 0,98
Д630-90 Д630-90а Д630-90б	525 490 450	500 460 420	3,6 3 2,4	960	5	0,3	250	200	110*2 75*2 55*1	2279	2,4 × 1,26 × 1,08
Д800-57 Д800-57а Д800-57б	432 405 360	800 750 660	5,7 4,8 3,8	1450	4	0,3	300	250	200*3 132*3 110*3	2270 2260 2180	2,42 × 1,26 × 1,08 2,13 × 1,16 × 1,05 2,52 × 1,16 × 1,05
Д1250-65 Д1250-65а Д1250-65б	460 430 390	800 750 600	2,8 2,3 1,8	960	4,5	0,3	350	300	110*1 75*2 55*2	2517 2537 2290	2,28 × 1,21 × 1,17 2,29 × 1,39 × 1,11 1,17 × 1,39 × 1,11
Д1600-90 Д1600-90а Д1600-90б	540 515 460	1000 975 850	4 3,5 2,7	960	4	0,3	400	350	160*4 132*1 110*2	4630	2,98 × 1,65 × 1,38
Д2000-21	460 460	2000 1250	2,1 1,4	980 730	5 3	0,2	500	400	160*4 110*2	3391 3218	2,87 × 1,35 × 1,44 2,68 × 1,35 × 1,44
Д2000-21б	425 425	1800 1150	1,6 1,1	980 730	5 3				110*2 55*1	3391 3218	2,87 × 1,35 × 1,44 2,68 × 1,35 × 1,44
Д2500-62	700 700	2500 2000	6,2 3,4	980 730	7,5 5,5	0,2	500	300	500*5 250*3	7722 6622	3,56 × 2,08 × 1,74 3,48 × 2,08 × 1,64

*1...*3 Напряжения электродвигателя соответственно 220/380; 220/380 и 380/600; 380/600; 380/600 и 6000; 6000 В.

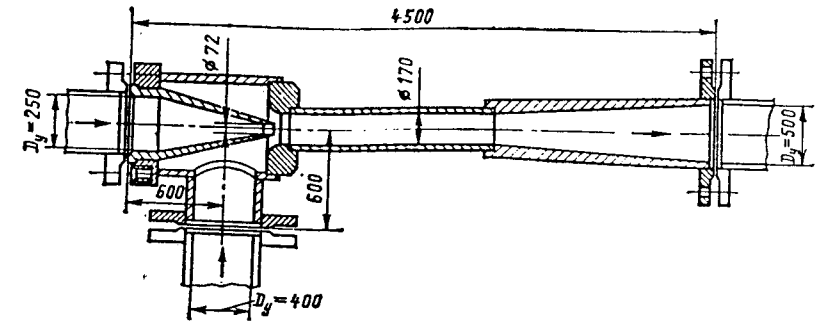


Рис. 7.14. Регулируемый эжектор

агрегата может предварительно выбираться по таблице. В дальнейшем проверяют, чтобы требуемые режимы работы не выходили за пределы рабочей части графической характеристики насоса. При расположении насоса над уровнем водоема, из которого забирается вода, должна обеспечиваться бескавитационная работа насоса при всех режимах.

Допустимую геометрическую высоту всасывания насоса (разность отметок оси насоса и уровня воды), м, при нормальных условиях, т. е. атмосферном давлении 0,1 МПа и температуре воды 20 °С, можно определить по формуле

$$H_{вс} = 10 - 0,1h_{\Sigma} - \Delta h_{к} \quad (7.8)$$

где h_{Σ} — суммарное гидравлическое сопротивление во всасывающей линии насоса при максимальной подаче, кПа; $\Delta h_{к}$ — минимально допустимый кавитационный запас, м (предварительно определяется по табл. 7.4 и уточняется по графической характеристике насоса).

При расположении объекта в местности, где атмосферное давление ниже 0,1 МПа, а также при температуре воды выше 20 °С допустимая высота всасывания должна быть соответственно скорректирована.

Пример 7.2. Определить допустимую высоту всасывания для насоса Д800-57б при подаче 800 м³/ч, давлении 3,3 МПа, температуре воды 20 °С и атмосферном давлении 0,1 МПа. Допустимый кавитационный запас 4 м. Гидравлическое сопротивление во всасывающей линии 20 кПа.

По формуле (7.8) определяем $H_{вс}$, м:

$$H_{вс} = 10 - 0,1 \cdot 20 - 4 = 4.$$

Применение насосов и их уточненные данные подлежат при рабочем проектировании согласованию с предприятием-разработчиком. При установке насоса горизонтальные переходные патрубки, присоединяе-

мые к всасывающему и напорному патрубкам насосов от соответствующих трубопроводов большего диаметра, во избежание образования воздушных мешков должны выполняться в виде несимметричных конусных переходов, расширением направленных вниз для всасывающего трубопровода и вверх для напорного трубопровода. Длина переходных патрубков должна быть в 5—7 раз больше, чем разность соединяемых диаметров.

Наиболее целесообразно располагать насосы технического водоснабжения в помещениях, где при любом уровне водоема, из которого берется вода, насосы будут находиться под наливом без установки приемных клапанов. Если это невозможно, то следует применить надежные автоматические устройства для заполнения водой всасывающей линии при пуске насоса, например вакуум-насосы, эжекторы и др.

Эжекторы. Для систем технического водоснабжения применяются как регулируемые, так и более сложные регулируемые эжекторы. Последние целесообразно применять на объектах, где требуется значительное изменение подачи при больших колебаниях напора ГЭС и значительных сезонных изменениях температуры охлаждающей воды. При этом среднеэксплуатационный КПД регулируемого эжектора, естественно, выше, чем у регулируемого [12]. Эжекторы для систем технического водоснабжения серийно не изготавливаются, в связи с чем приходится размещать заказы на их изготовление по индивидуальным проектам.

На рис. 7.14 показан регулируемый эжектор с соплом диаметром 72 мм и смесительной камерой диаметром 170 мм. При давлении рабочей воды 1,94 МПа и подсосываемой воды 0,13 МПа эжектор обеспечивает подачу 1900 м³/ч давлением 0,4 МПа.

На рис. 7.15 показан регулируемый эжектор с соплом диаметром 75 мм и смесительной камерой диаметром 170 мм, ход иглы 50 мм.

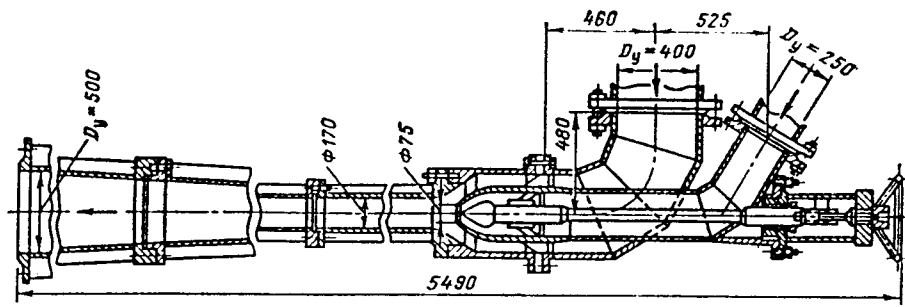


Рис. 7.15. Регулируемый эжектор

Регулируемый эжектор предназначен для работы в диапазоне давления: рабочей воды 0,7—2,3 МПа, подсосываемой воды 0,13—0,25 МПа.

На Саяно-Шушенской ГЭС эжектор использовался в пусковой период при работе агрегатов ГЭС в условиях частичной готовности плотины при напоре 60 м.

При минимальном давлении рабочей воды 0,55 МПа, подсосываемой воды 0,14 МПа и при полном открытии иглы подача достигала 750 м³/ч при давлении 0,25 МПа.

В настоящее время этот же эжектор обеспечивает систему технического водоснабжения гидроагрегата мощностью 640 МВт при эксплуатационных напорах от 175 до 220 м.

При максимальном давлении рабочей воды 2,3 МПа и подсосываемой воды 0,19 МПа при полном открытии иглы подача достигает 1800 м³/ч, давление 0,5 МПа. При закрытии иглы плавно уменьшается подача и соответственно падает давление.

Эжектор оснащается стандартным электроприводом от задвижки для дистанционного или автоматического перемещения иглы при необходимости изменения подачи воды.

Все эжекторы при работе создают большой шум, их следует располагать в специальном помещении, удаленном и изолированном от тех помещений, где работают люди, например в потернах над отсасывающими трубами турбин. Кроме того, эжекторы должны быть надежно закреплены и, желательно, помещены в шумозолирующие футляры.

Фильтры. Наибольшее распространение в системах технического водоснабжения получили сетчатые фильтры различных типов.

Фильтр конструкции ПО ЛМЗ типа ФС (рис. 7.16) имеет три типоразмера (табл. 7.5). Фильтрующим элементом является поворотный барабан, разделенный на восемь секторов. Поочередно один из секторов устанавливается над отверстием в дне фильтра, сообщенным со сливным трубопроводом, что обеспечивает промывку сетки обратным потоком воды. Поворот барабана производится периодически рукояткой на его оси.

При сравнительно чистой воде задвижка на трубопроводе промывки может открываться только по мере засорения фильтрующих сеток.

Фильтр конструкции Гидропроект типа Ф (рис. 7.17) разработан на шесть типоразмеров (табл. 7.6). Рабочее давление фильтров 0,6 МПа. Фильтрующим элементом является конический стакан с мно-

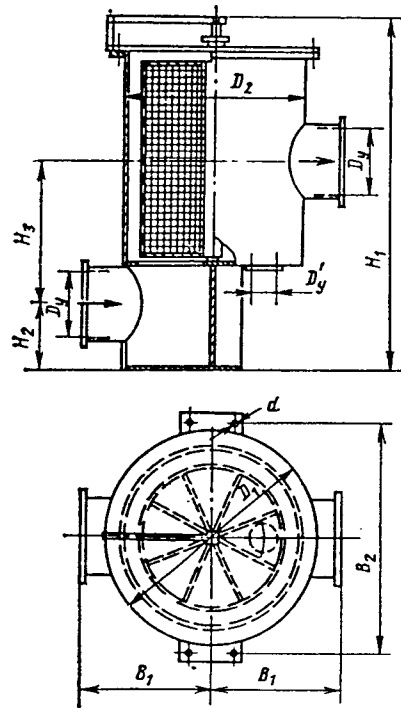


Рис. 7.16. Фильтр конструкции ПО ЛМЗ

Таблица 7.5. Параметры фильтров типа ФС

Типоразмер фильтра	p _р , МПа	D _у , мм	Подача*, м³/ч	Размеры фильтра, мм							Масса (без воды), кг		
				D ₁	D ₂	D' _у	d	B ₁	B ₂	H ₁		H ₂	
ФС148-68	1,6	80	36	355	273	40	24	170	330	725	130	360	114
ФС250-1	0,5	250	352	760	620	100	35	450	740	1200	210	485	672
	1,0	250	352	780	630	100	36	450	740	1209	210	485	720
ФС400-1	0,15	400	970	1100	920	150	42	600	1060	1724	300	735	940
	0,6	400	970	1100	920	150	42	600	1060	1724	300	735	1253

* Подача указана для скорости в патрубках 2 м/с.

Примечание. Гидравлическое сопротивление для всех типов фильтров 4 кПа.

жеством отверстием диаметром 4 или 6 мм. Этот стакан для чистки может быть вынут из корпуса фильтра, для чего снимается крышка фильтра с помощью подъемно-поворотного устройства.

В нижней части корпуса имеется трубопровод для периодической промывки фильтрующего элемента обратным потоком

воды. При этом фильтр отключается от источника водоснабжения. На подводящем и отводящем патрубках фильтра установлены показывающие манометры с трехходовыми кранами. В крышке фильтра имеется пробно-спускной кран D_у = 15 мм.

Задвижки. В системах технического водоснабжения наибольшее распространение получили фланцевые задвижки, предназначенные для закрытия и открытия проходных отверстий трубопроводов и частично для регулирования подачи воды к потребителям. Применяются в основном более надежные параллельные задвижки. Нормально открытые ремонтные задвижки могут использоваться с клиновыми затворами.

Задвижки, участвующие в процессе автоматизации работы гидроагрегатов и общестанционного оборудования, а также задвижки диаметром 250—300 мм и более, требующие больших усилий для их открытия и закрытия, необходимо снабжать электро- или гидроприводами.

Во избежание гидравлического удара необходимо проверять приемлемость скорости закрытия задвижек и в случае необходимости заменять редуктор электропривода или ставить дроссель в гидроприводе.

Продолжительность закрытия задвижки, при котором давление в трубопроводе не превышает предельно допустимого, можно ориентировочно определить по формуле¹

$$T_s = \frac{10lv_0}{g(H-H_0)} \sqrt{\frac{H}{H_0 - h_T}}$$

где T_s — продолжительность закрытия задвижки, с; l — длина трубопровода, м; v₀ — скорость воды в трубопроводе до начала закрытия задвижки, м/с; H — предельно допустимое давление в трубо-

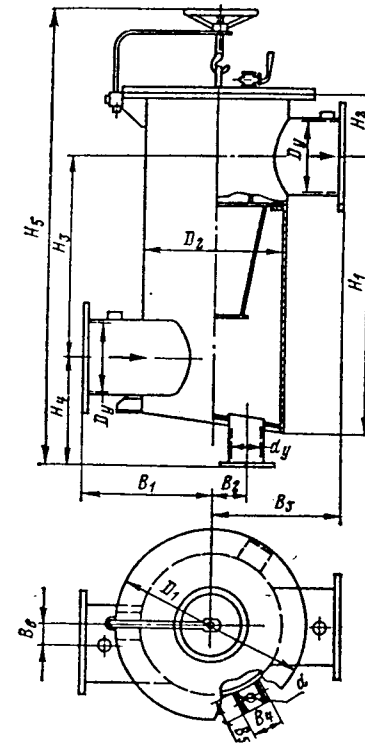


Рис. 7.17. Фильтр конструкции Гидропроект

¹ Формула выведена без учета упругих свойств воды и материала трубопровода.

Таблица 7.6. Параметры фильтров типа Ф

Типоразмер фильтра	Подача, м³/ч	Гидравлическое сопротивление, кПа, при диаметре отверстий в сетке, мм				Размеры фильтра, мм							
		в чистом фильтре		при засорении 50%		D _y	D _y '	D ₁	D ₂	d	B ₁	B ₂	B ₃
		4	6	4	6								
Ф 250/100 × 0,6	50	4,6	3,6	6,0	4,6	100	80	370	273	18	300	60	50
Ф 300/150 × 0,6	100	4,2	3,2	5,5	4,1	150	80	435	325	18	300	80	50
Ф 400/200 × 0,6	200	4,5	3,4	5,8	4,4	200	100	535	426	20	360	110	60
Ф 500/250 × 0,6	400	5,8	4,8	7,6	6,2	250	100	640	530	20	420	130	60
Ф 700/300 × 0,6	700	7,6	6,6	9,9	8,5	300	100	860	720	23	530	220	80
Ф 800/400 × 0,6	1000	8,2	7,2	10,7	9,3	400	150	975	820	23	590	250	90
Ф 1000/500 × 0,6	1500	7,2	6,1	9,3	7,9	500	200	1175	1020	23	700	300	100
Ф 1100/500 × 0,6	2000	8,1	7,0	10,5	9,2	500	300	1275	1120	23	900	300	120

воде, кПа; H₀ — первоначальное давление в трубопроводе, кПа; h_t — потери давления на трение в трубопроводе при скорости v₀, кПа.

Задвижки с электроприводом выпускаются промышленностью для трубопроводов с условным диаметром 100 мм и более. В системах технического водоснабжения обычно применяются задвижки с выдвижным шпинделем, в которых хо-

вой узел расположен вне рабочей среды, в связи с чем его легче обслуживать. Это обеспечивает большую их надежность по сравнению с задвижками, имеющими невыдвижной шпиндель.

Задвижки могут устанавливаться на горизонтальном трубопроводе шпинделем вверх или горизонтально (при этом требуется дополнительная опора под электропривод). При установке задвижки на вертикальном трубопроводе также требуется опора под электропривод. Параметры некоторых задвижек даны в табл. 7.7.

Расходомерные устройства. В качестве расходомеров в системах технического водоснабжения ГЭС и ГАЭС обычно применяются дисковые диафрагмы в комплекте с дифманометрами.

Диафрагма создает местное сужение потока, вследствие чего часть потенциальной энергии давления здесь переходит в кинетическую. Средняя скорость потока в суженном сечении повышается и статическое давление в этом сечении становится меньше, чем до диафрагмы. Разность этих давлений пропорциональна подаче протекающей по трубопроводу воды и может служить мерой расхода.

В зависимости от номинального перепада давления выбранного дифманометра

Таблица 7.7. Параметры задвижек с электроприводом

D _y	Тип задвижки							
	З0ч9066р				З0с964нж			
	p _y , МПа	L, мм	H, мм	Масса, кг	p _y , МПа	L, мм	H, мм	Масса, кг
100	1	230	681	75	—	—	—	—
150	1	280	801	112	—	—	—	—
200	1	330	1054	183	2,5	400	1225	264
250	1	450	1189	242	—	—	—	—
300	1	500	1324	310	2,5	500	1590	560
400	1	600	1694	500	—	—	—	—
500	—	—	—	—	2,5	700	2484	1588

B ₁	H ₁	H ₂	H ₃	H ₄	H ₅	H ₆	Масса (без воды), кг
80	450	130	440	110	766	60	89
80	590	150	570	130	920	60	151
80	790	180	760	170	1150	90	235
100	1100	210	990	270	1525	50	360
120	1350	240	1230	310	1815	30	673
160	1570	270	1440	340	2055	60	980
160	1880	330	1770	380	2340	140	1525
180	2580	400	2500	400	3190	180	2023

и диаметра трубопровода подбирается диаметр диафрагмы (рис. 7.18—7.21). Обычно применяются дифманометры на перепад давления 25 или 40 кПа с учетом запаса по измеряемой подаче 25—30 % номинального расхода по трубопроводу.

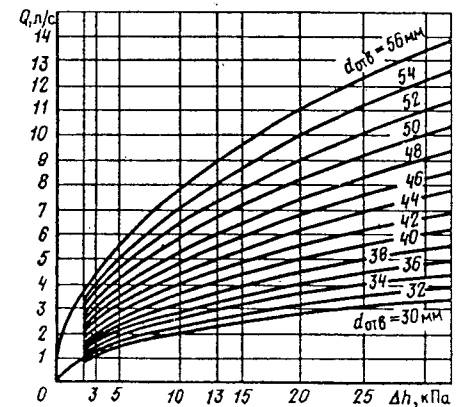


Рис. 7.18. Определение диаметра отверстия в диафрагме для трубы D_y = 80

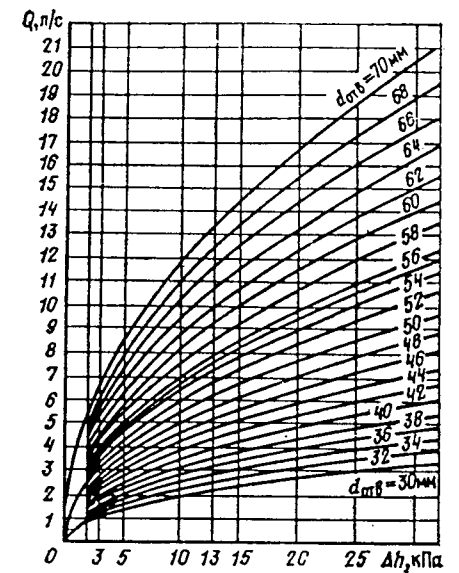


Рис. 7.19. Определение диаметра отверстия в диафрагме для трубы D_y = 100

Большую точность измерений имеют камерные диафрагмы, которые лучше, чем плоские, сглаживают искажения потока при его прохождении через колена, задвижки и другие местные сопротивления.

Минимальная длина прямого участка от местного сопротивления до диафрагмы зависит от отношения площадей трубопровода и отверстия в диафрагме, обычно это (10 ÷ 20) D_y трубопровода. После диафрагмы длина прямого участка необходима не менее (5 ÷ 7) D_y. Регулирующие органы могут устанавливаться только на участке после диафрагмы.

Дисковые диафрагмы можно устанавливать на горизонтальных, вертикальных или наклонных участках трубопроводов. Потеря давления в измерительной диафрагме не превышает 15—25 кПа (50—60 % расчетного перепада давления).

Дифманометры рекомендуется устанавливать ниже диафрагмы, а соединительные линии прокладывать с уклоном вниз от диафрагмы. Для горизонтальных и наклонных трубопроводов в месте установки диафрагмы соединительные трубки присоединяются к нижней части диафрагмы. Длина соединительных трубок не должна превышать 50 м. В тех случаях, когда необходима установка дифманометра выше диафрагмы, следует предусматривать в этих точках соединительных труб небольшие бачки-воздухоосборники и периодически выпускать из них накопившийся воздух.

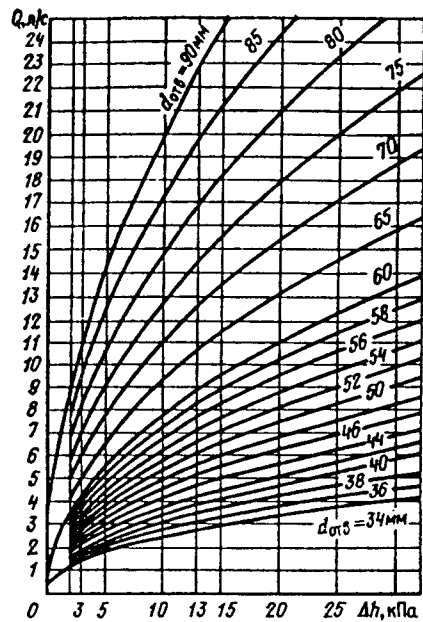


Рис. 7.20. Определение диаметра отверстия в диафрагме для трубы $D_p = 125$

Подробные требования к выбору и установке диафрагм изложены в «Правилах измерения расхода жидкостей и газов стандартными сужающими устройствами» (РД 50-213—80).

Наиболее часто на ГЭС применяются дифманометры-расходомеры типа ДМЭР, действующие на принципе преобразования перемещений чувствительной мембраны под действием перепада давления воды в унифицированный выходной сигнал 0—5 мА.

Класс точности прибора 1,5, потребляемая мощность 8 В·А. Максимальное рабочее давление 40 МПа, температура окружающей среды 5—60 °С, относительная влажность не более 95 % при температуре 35 °С. Предельные номинальные значения перепада давления: 4; 6,3; 10; 16; 25; 40; 63; 100; 250; 400; 630 кПа.

При отсутствии постоянных расходомерных устройств с диафрагмами в системе технического водоснабжения в периоды испытаний и наладки иногда применяются индукционные расходомеры в виде вставки в трубопровод.

Борьба с дрейссеной. На ГЭС, расположенных в европейской части СССР, оборудование систем технического водоснабжения подвержено обрастанию двусторончим моллюском дрейссеной и некоторыми другими беспозвоночными животными. Это значительно затрудняет эксплуатацию трубопроводных систем и теплообменных аппаратов.

Наибольшему обрастанию дрейссеной горизонтальные плоскости подвергаются при скорости воды до 2 м/с; на наклонных и вертикальных плоскостях обрастание дрейссеной наблюдается при скоростях не выше 1 м/с. При скоростях течения более 2,5—3 м/с дрейссена не закрепляется и обрастание ею, как правило, не наблюдается.

Личинки дрейссены находятся в толще воды водохранилища примерно 20 м от поверхности, причем максимальное их количество находится в штyleвую погоду на глубине 5 м. В трубопроводах темп роста моллюсков в 2 раза выше, чем в водохранилище. Наибольшее количество дрейссены наблюдается в августе, наименьшее — в апреле — мае.

Рекомендациями [22] предлагаются следующие испытанные средства защиты от обрастания дрейссеной, являющиеся безопасными для окружающей среды: поддержание вблизи подвергающихся обрастанию поверхностей скорости потока более 2 м/с; создание возможности промывки системы обратным потоком воды; создание возможности разборки систем трубопроводов для механической их очистки и промывки сильной струей;

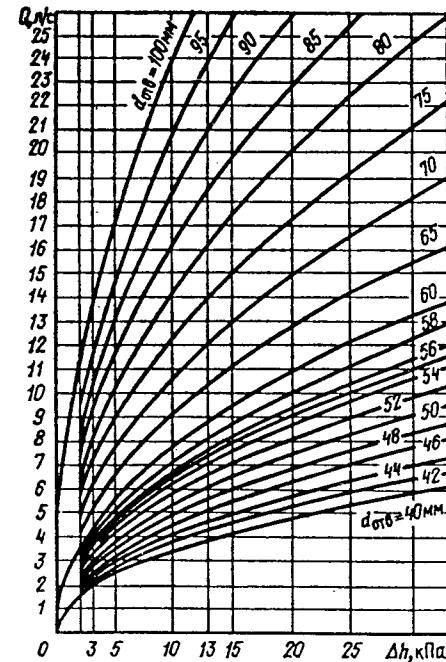


Рис. 7.21. Определение диаметра отверстия в диафрагме для трубы $D_p = 150$

применение для труб малого диаметра материалов, наименее склонных к обрастанию, например медных или латунных (марок Л, ЛМш);

вести наблюдения в летние месяцы за заносом в систему технического водоснабжения велигеров дрейссены и своевременно принимать меры к их уничтожению здесь,

например хлорированием технической воды, промывкой водой, подогретой до 40—60 °С, нанесение противобрастающих лакокрасочных покрытий, например эмалей марок ХС-522, ХС-79, ХВ-5153, на поверхности, предварительно очищенные, загрунтованные и защищенные стойкими противокоррозионными покрытиями.

Глава 8

ПРОТИВОПОЖАРНОЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

8.1. ОБЪЕКТЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ

Объектами автоматического водяного пожаротушения на ГЭС и ГАЭС обычно являются синхронные машины — гидромоторы ГЭС и двигатели-генераторы ГАЭС, трансформаторы и реакторы мощностью более 63 МВ·А, напряжением 110 кВ и более, подпольные этажи, кабельные сооружения (коридоры, шахты, галереи и пр.).

превышало 50 кПа. При этом коэффициент сопротивления отверстия принимается равным 0,61 при диаметре отверстия 3 мм.

Ориентировочный расчетный расход воды на пожаротушение через одно дренажное кольцо разного диаметра для трубы с наиболее распространенным диаметром 50 мм при двустороннем подводе к нему воды и минимальном давлении перед наиболее удаленным дренажным отверстием 0,25 МПа следующий:

Диаметр кольца, мм	8	9	10	12	14	16	18
Минимальное давление в точке подвода, МПа	0,27	0,27	0,27	0,28	0,29	0,31	0,33
Расход воды, л/с	26	28	32	34	44	48	56

Перечень этих объектов регламентируется приказами Минэнерго СССР, а также Правилами [10, 18].

Повреждение синхронных машин, вызванное пробоем их изоляции или нарушением пайки в лобовых частях, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. В качестве огнегасящего вещества в отечественных гидрогенераторах, двигателях-генераторах и вспомогательных генераторах, если таковые имеются в системе возбуждения главного генератора, используется вода — самое простое и эффективное средство, широко применяемое в различных системах пожаротушения.

Вблизи обмоток лобовых частей статора главного (вспомогательного) генератора или двигателя-генератора размещаются дренажные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия, иногда снабженные специальными насадками, ось которых направлена в сторону обмоток. Шаг отверстий принимается 80—100 мм, что обеспечивает плотные водяные струи, создающие водяную завесу. Давление воды перед дренажным отверстием должно быть в пределах от 0,2 до 0,5 МПа. При установке насадок-распылителей давление может быть и больше. Кольцевой дренажный трубопровод рассчитывается таким образом, чтобы гидравлическое сопротивление на участке между местом подвода воды и наиболее удаленным от него отверстием не

Конструкция и размеры дренажных трубопроводов определяются предприятием-поставщиком синхронной машины и им же окончательно определяются давление и расход воды на пожаротушение. Расчетная продолжительность пожаротушения принимается 5—10 мин. Слив воды в процессе пожаротушения осуществляется на крышку расположенной ниже гидромашин, откуда она отводится самотеком или насосами в дренажные емкости ГЭС либо в нижний бьеф.

Пожаротушение синхронных машин должно производиться автоматически и для этого на подводящем трубопроводе каждой машины устанавливается запорно-пусковое устройство, а в самой машине — специальные пожародатчики. Вместо пожародатчиков могут использоваться устройства дифференциальной защиты.

Следует отметить, что при ложном срабатывании системы водяного пожаротушения или длительной подаче воды происходит крайне нежелательное излишнее увлажнение изоляции, поэтому здесь требуется высокая надежность.

Трансформаторы на гидроэлектростанциях являются главными объектами пожарной опасности, поскольку содержат значительное количество трансформаторного масла. Пожаротушение их осуществляется распыленной водой автоматически. С этой целью по периметру и высоте

трансформатора монтируются на электрически безопасном расстоянии водяные трубопроводы, на которых устанавливаются дренажные оросители. Число оросителей определяется площадью поверхности трансформатора (четыре стороны и верх), маслоприемника под трансформатором и факелом орошения оросителя. Расчетная интенсивность орошения принимается не менее 0,2 л/с на 1 м².

Расположение оросителей и их число уточняются для конкретных трансформаторов по картам орошения.

Ниже приводятся ориентировочные значения расхода воды, л/с, для трансформаторов некоторых типов:

ОРЦ 533000/500	95
ОЦ 417000/500	70
ТЦ 250000/500	65
ТЦ 250000/220	60
ТДЦ 200000/220	80
ТДЦ 125000/220	70
ТНЦГ 63000/110	35

Расчетное время пожаротушения трансформатора, не считая времени на открытие задвижки и заполнение трубопроводов, принимается 10 мин.

Может оказаться, что возникновению пожара сопутствует такое повреждение, при котором нарушается плотность бака трансформатора. В этом случае масло из образовавшегося отверстия сливается в маслоприемник под трансформатором и далее через маслоотвод в маслобункер, куда также сливается и вода от пожаротушения. В этом маслобункере имеется устройство для разделения воды и масла (рис. 8.1). Вместимость маслобункера принимается равной объему масла в наибольшем из трансформаторов и 30-минутному расходу воды на пожаротушение, за исключением 20 % расхода на испарение.

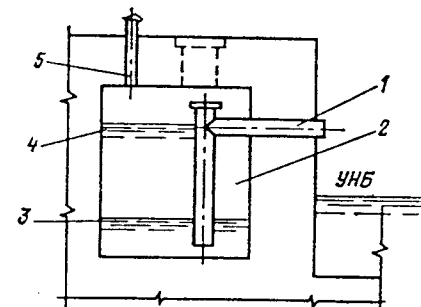


Рис. 8.1. Бак аварийного слива масла и устройство разделения воды и масла: 1 — устройство разделения воды и масла; 2 — бак аварийного слива масла; 3 — уровень воды; 4 — уровень масла; 5 — аэрационная труба

Вода, поступившая в маслобункер при гашении пожара, отводится в нижний бьеф ГЭС, а отделившееся масло задерживается и впоследствии откачивается насосом в цистерну для дальнейшей утилизации.

Маслоотвод между маслоприемником и маслобункером должен обеспечивать отвод не более чем за 15 мин половины объема масла, содержащегося в трансформаторе, и всей воды от пожаротушения.

Запорно-пусковой узел (ЗПУ) пожаротушения трехфазных трансформаторов открытой установки включается дифференциальной и газовой защитами, заблокированными со специальными устройствами обнаружения пожара. Для однофазных трансформаторов используется газовая защита, действующая на включение ЗПУ только поврежденной фазы.

При установке трансформаторов в закрытых помещениях ЗПУ включается пожародатчиками, реагирующими на дым или комбинированными, реагирующими на дым и повышение температуры.

Кабельные сооружения ГЭС и ГАЭС в зависимости от назначения могут оборудоваться системами автоматического водяного пожаротушения [10, 18]. Система трубопроводов состоит из отдельных секций (направлений) по числу изолированных отсеков защищаемых кабельных сооружений. Для каждого отсека устанавливается свой ЗПУ, включаемый не менее чем двумя пожародатчиками в этом отсеке. В пределах каждого отсека располагается распределительный трубопровод с дренажными оросителями. Число оросителей принимается с учетом их карт орошения, причем должны орошаться все кабельные линии и места их прохода через стены.

В качестве пожародатчиков рекомендуется использовать дымовые или комбинированные извещатели, реагирующие на дым и повышение температуры. Размещать их следует с учетом действия вентиляции, вдали от ламп освещения, в местах, доступных для регулярных осмотров.

Расчетное время пожаротушения кабелей принимается 10 мин.

8.2. ВЫБОР СИСТЕМЫ ПРОТИВОПОЖАРНОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Наиболее надежным источником противопожарного водоснабжения ГЭС и ГАЭС, в том числе систем автоматического пожаротушения технологического оборудования, является верхний бьеф и здесь следует отдавать предпочтение самотечной системе (рис. 8.2), если по условиям компоновки защищаемого оборудования обеспечивается расчетное давление перед устройствами распыления воды.

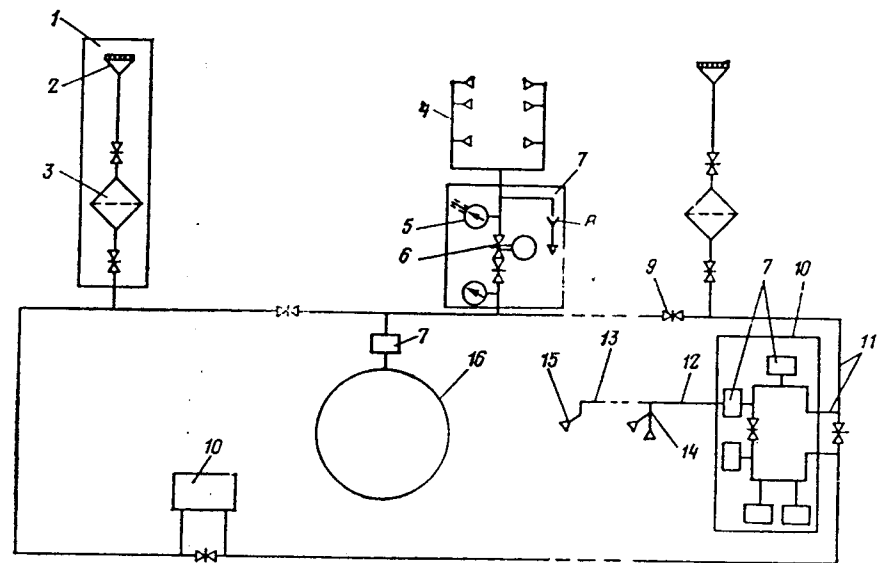


Рис. 8.2. Схема самотечной системы противопожарного водоснабжения: 1 — водопитатель; 2 — водозабор с решеткой; 3 — фильтр сетчатый; 4 — трубопроводы пожаротушения трансформатора; 5 — электроконтактный манометр; 6 — автоматическая задвижка; 7 — ЗПУ; 8 — дренажная воронка; 9 — ремонтная (секционная) задвижка; 10 — станция водного пожаротушения (СВПТ); 11 — подводные трубопроводы; 12 — питательный трубопровод; 13 — распределительный трубопровод в секции кабельного помещения; 14 — весты распределительного трубопровода; 15 — оросители; 16 — дренажные трубопроводы пожаротушения гидрогенератора

Самотечное противопожарное водоснабжение должно осуществляться не менее чем от двух водозаборов, разнесенных по фронту, непосредственно из верхнего бьефа. Допускается выполнять водозаборы из спиральных камер турбин, но при этом должно быть обеспечено беспереывное водоснабжение даже при совпадении отключения одного гидроагрегата для планового ремонта с опоружением спиральной камеры и аварийной остановки другого гидроагрегата с закрытием затворов на турбинном водоводе. Каждый водозабор оборудуется грубой решеткой, стальной запорной арматурой и фильтром с ячейками не более 3—4 мм.

Насосное противопожарное водоснабжение применяется в том случае, когда давление воды из верхнего бьефа недостаточно или слишком велико для целей пожаротушения. Забор воды может осуществляться из верхнего или нижнего бьефа, но требования к водозаборам те же, что и для водозаборов самотечной системы (рис. 8.3).

Насосы применяются центробежные, общепромышленного изготовления, имеющие высокую надежность (см. § 7.4).

При водозаборах из водоемов, где может появиться моллюск дрейссена, необ-

ходимо предусматривать меры борьбы с нею (см. гл. 7).

Система противопожарного водоснабжения ГЭС и ГАЭС может быть единой как для объектов автоматического пожаротушения технологического оборудования, так и для средств неавтоматического пожаротушения помещений и зданий, а также хозяйственного и производственного водоснабжения. Соединение сетей питьевого водопровода с противопожарными трубопроводами, подающими воду непитьевого качества, запрещается.

Расчетный расход воды для системы противопожарного водоснабжения принимается по наибольшему расходу для одного объекта автоматического пожаротушения, совпадающему с расходом воды на внутреннее пожаротушение от пожарных кранов и расходом на наружное пожаротушение от гидрантов согласно СНиП 2.04.02—84.

Расчетное время тушения одного пожара равно 10 мин (за исключением синхронных машин) без учета инерционности системы. Инерционность не должна превышать 3 мин от момента обнаружения пожара до поступления воды в наиболее удаленный ороситель.

Давление воды должно быть таким, чтобы при действии системы пожаротуше-

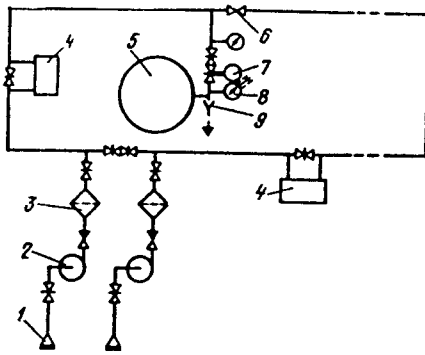


Рис. 8.3. Схема насосной системы противопожарного водоснабжения:

1 — водозабор с решеткой; 2 — насос; 3 — фильтр сетчатый; 4 — СВПТ; 5 — трубопровод пожаротушения гидрогенератора; 6 — ремонтная задвижка; 7 — автоматическая задвижка; 8 — электроконтактный манометр; 9 — дренажная воронка

ния обеспечивалось минимально необходимым давлением у самого удаленного и высокорасположенного оросителя.

До открытия ЗПУ и пуска насосов давление у самого высокорасположенного ЗПУ не должно быть ниже 0,02 МПа. Максимальное давление перед ЗПУ допускается 1 МПа.

Если минимальное давление не обеспечивается, то для его поддержания и восполнения утечек в системе необходимо установить водонапорный бак вместимостью не менее 3 м³ или соединить сеть противопожарного водоснабжения с водопроводной сетью другого назначения через обратный клапан.

При проектировании совмещенной схемы должно быть учтено требование о том, что в системе хозяйственно-питьевого и хозяйственно-противопожарного водоснабжения давление не должно превышать 0,6 МПа у наиболее низко расположенных кранов. В противопожарной сети здания ГЭС это давление не должно превышать 0,9 МПа.

Регуляторы давления могут применяться только в том случае, если обеспечивается постоянная проточность минимально необходимого расхода воды. При этом до регулятора давления (по току воды) должна устанавливаться ремонтная задвижка.

В других случаях, при необходимости снижения давления воды, поступающей к объекту пожаротушения, применяется дроссельное устройство в виде дисковой диафрагмы с центральным отверстием диаметром не менее 40 мм. Диафрагма устанавливается во фланцевом соединении запорного органа в ЗПУ объекта пожаротушения. Дросселирование путем неполного

открытия задвижек или специальными клапанами не допускается. Естественно, вся система трубопроводов до запорного органа, включая его самого, должна быть рассчитана на полное давление водопитателя.

8.3. ОБОРУДОВАНИЕ СИСТЕМЫ ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Насосные установки могут располагаться в первых или подвальных этажах ГЭС и ГАЭС, как правило, в блоке монтажной площадки. Эти помещения должны находиться ниже минимального уровня воды у водозаборов (соответственно верхнего или нижнего бьефа), с тем, чтобы корпуса насосов находились под заливом столба воды не менее 0,5 м. Максимально допустимое давление на всасывающей патрубке центробежного насоса обычно не превышает 0,25—0,3 МПа.

Помещение насосной отделяется от других помещений противопожарными перегородками и перекрытием с пределом огнестойкости 0,75 ч. Оно должно иметь выход наружу или на лестничную клетку, имеющую такой выход. При размещении насосов в производственных помещениях требуется их оградить. Доступ в насосную при пожаре должен быть беспрепятственным.

Размеры помещения должны обеспечивать расстояние между выступающими частями насосов и боковыми стенами не менее 0,7 м, от торцевых стен — 1 м и от распределительных щитов — 2 м.

В помещении рекомендуется устанавливать грузоподъемные средства для ремонта насосов и из этого расчета определять высоту помещения. Минимальная высота помещения от пола до выступающих частей перекрытия должна быть не менее 2,2 м.

Помещение насосной должно иметь рабочее и аварийное освещение, телефонную связь с постом управления. Вентиляция и отопление должны обеспечивать температуру в пределах от 5 до 35 °С и относительную влажность не более 80 % при 25 °С.

Насосы противопожарного водоснабжения должны обеспечивать подачу и давление не меньше, чем указанные выше расчетный расход и давление у оросителей. Должно устанавливаться не менее двух насосов, в том числе один резервный.

Электродвигатели насосов относятся к приемникам электроэнергии I категории, поэтому их питание осуществляется от двух независимых источников [18]. При выводе в ремонт одного насоса и потере напряжения на одном источнике электроснабжения расчетная подача и давление должны обеспечиваться пол-

ностью. Прокладка кабельных линий питания насосов производится по разным трассам. Работа насосов полностью автоматизируется.

Противопожарные трубопроводы подразделяются [10] на подводящие, питающие и распределительные.

Подводящие трубопроводы от насосов или самотечных водозаборов до отводов к ЗПУ закольцовываются, так как они должны обеспечить непрерывную подачу воды в противопожарную систему. Эти трубопроводы часто являются общими для систем производственного и хозяйственно-питьевого назначения. Устройство самостоятельных подводящих трубопроводов для автоматического пожаротушения технологического оборудования допускается лишь при технико-экономическом обосновании.

Кольцевой подводящий трубопровод разделяется секционными задвижками на участки, позволяющие обеспечить отключение при ремонтах не более трех ЗПУ и пяти пожарных кранов или гидрантов, расположенных на одном этаже.

Подводящие трубопроводы должны быть постоянно заполнены водой и готовы к действию. Температура в месте прокладки не должна снижаться ниже 4 °С. Прокладка их производится открыто под перекрытиями, у стен и через колонны. Закладка труб в массивном бетоне не разрешается. Пропуск труб через перекрытия и колонны должен осуществляться в гильзах или отверстиях.

Трубы пожаротушения при необходимости могут располагаться в каналах вместе с другими трубами, кроме труб с легковоспламеняющимися, горючими и ядовитыми жидкостями и газами. Не разрешается прокладка подводящих трубопроводов в пожароопасных помещениях, защищаемых установками автоматического пожаротушения.

Выполнение тупиковых участков подводящих трубопроводов возможно при их длине не более 200 м и присоединении к ним для наружных трубопроводов до 3 ЗПУ, 1 гидранта и 12 пожарных кранов, а для внутренних трубопроводов — 1 ЗПУ.

Питательные трубопроводы от ЗПУ до распределительного трубопровода, как правило, также должны прокладываться вне пожароопасных помещений.

Если возникает необходимость прокладки такого трубопровода транзитом через кабельные помещения, защищаемые установками автоматического пожаротушения, то трубы должны быть защищены тепловой изоляцией. Она должна быть из негорючих материалов, толщина которых предотвращает нагревание трубы выше 140 °С через 0,75 ч при температуре окружающего воздуха 180 °С.

Трубопровод прокладывается с уклоном не менее 0,01 при условном диаметре трубы до 50 мм и уклоном 0,005 при диаметре более 50 мм. Уклон выполняется в сторону открытых сливных отверстий диаметром 5—8 мм.

Питательный трубопровод может быть кольцевым или тупиковым в зависимости от расхода воды на пожаротушение и условий прокладки. Прокладка разрешается по полу или под перекрытием с учетом возможности обслуживания.

Распределительный трубопровод располагается в пределах объекта пожаротушения в любом месте с учетом условий установки оросителей и доступности для обслуживания. На одной ветви обычно устанавливаются не более шести оросителей с диаметром выходного отверстия до 12 мм.

Трубопровод должен иметь уклоны такие же, как для питательных трубопроводов. Монтаж распределительного трубопровода с оросителями необходимо выполнять до прокладки в помещении кабелей, причем должно быть обеспечено удобство этих работ.

Все трубопроводы системы пожаротушения выполняются из стальных труб электросварных по ГОСТ 10704—76 и водогазопроводных по ГОСТ 3262—75.

Толщина стенок определяется расчетом на прочность. В зависимости от диаметра трубы толщина стенок ориентировочно применяется:

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм
25—40	2,2
50	2,5
65—100	2,8
200—300	4

Диаметр трубопроводов определяется гидравлическим расчетом с учетом исходных данных, указанных выше. Предварительно обычно принимается скорость воды в трубах при пожаротушении 3—5 м/с в зависимости от имеющегося напора у водопитателя. Однако эта скорость не должна превышать 10 м/с. Порядок расчета аналогичен указанному в гл. 7. Диаметр подводящих трубопроводов

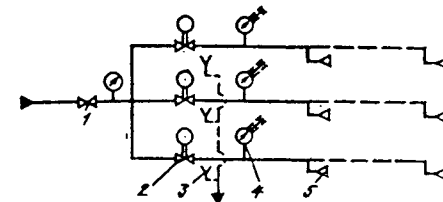


Рис. 8.4. Схема СВПТ с тремя ЗПУ:

1 — ремонтная задвижка; 2 — автоматические задвижки; 3 — дренажные воронки; 4 — электроконтактные манометры; 5 — оросители

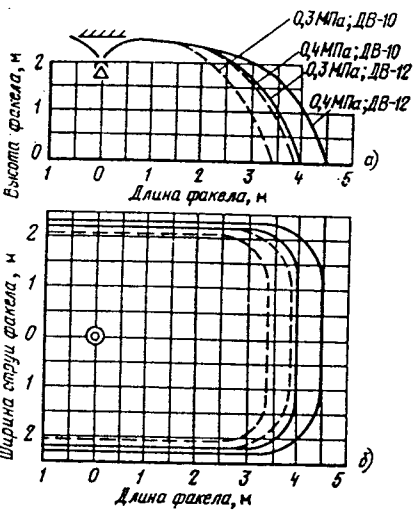


Рис. 8.5. Карта орошения оросителя типа ДВ:

а — в вертикальной плоскости; б — в горизонтальной плоскости

должен быть не менее диаметра питательных и распределительных трубопроводов. Трубопроводы всей системы пожаротушения собираются на сварке, с фланцевыми присоединениями арматуры.

Запорно-пусковые узлы устанавливаются по одному на каждый объект пожаротушения без резерва. Здесь применяется для автоматической подачи воды при пожаротушении задвижка с электромоторным приводом или специальный быстродействующий клапан. Для опробования или ремонта предусматривается установка перед указанным автоматическим устройством ручной задвижки.

В состав ЗПУ входит также манометр для визуального определения давления воды перед ним, электроконтактный манометр для сигнализации о поступлении воды при пожаре в питательный трубопровод и в некоторых случаях датчик для сигнализации о накоплении воды в питательном трубопроводе от протечек. В самой низкой точке питательного трубопровода за ЗПУ предусматривается отверстие диаметром 5—8 мм для слива протечек через запорную арматуру.

Запорно-пусковые узлы рекомендуется группировать в узел управления — станцию водяного автоматического пожаротушения (СВПТ) (рис. 8.4) с учетом местоположения объектов пожаротушения и подводящих магистральных трубопроводов. Здесь может быть сосредоточено до пяти ЗПУ. От кольцевой подводящей магистрали до СВПТ необходимо в этом случае делать два отвода, между которыми устанавли-

вается секционная задвижка (см. рис. 8.2). Задвижка может использоваться для отключения при опробовании и ремонте до трех ЗПУ, и в этом случае установка ручных задвижек непосредственно в ЗПУ не требуется.

Станция водяного пожаротушения и отдельные ЗПУ располагаются непосредственно в производственных помещениях ГЭС и ГАЭС или в отдельных помещениях. Они должны быть удобны для обслуживания и безопасны при пожаре. Отделять СВПТ и ЗПУ перегородками не требуется.

Запрещается располагать СВПТ и ЗПУ в помещениях, защищенных установками автоматического пожаротушения, а также подверженных затоплению водой при аварии или в помещениях, которые могут быть залиты нефтепродуктами.

Оросители рекомендуются трех типов:

1) ДВ по ГОСТ 14630—80* — для установки в подшивочных помещениях и шахтах, а также для защиты мест прохода кабелей через перекрытия; карта орошения представлена на рис. 8.5;

2) ДВМ — модификация оросителя ДВ с перевернутой розеткой — для установки

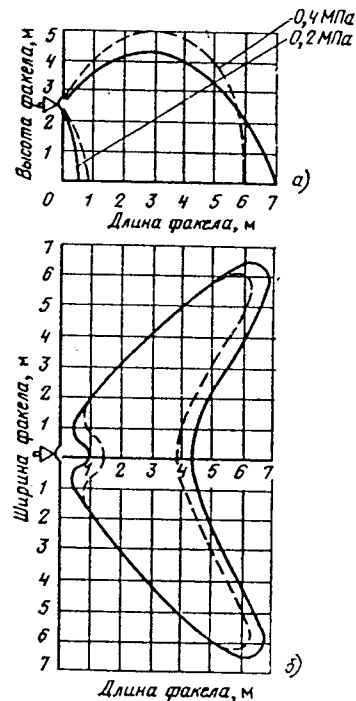


Рис. 8.6. Карта орошения оросителя типа ДВМ:

а — в вертикальной плоскости; б — в горизонтальной плоскости

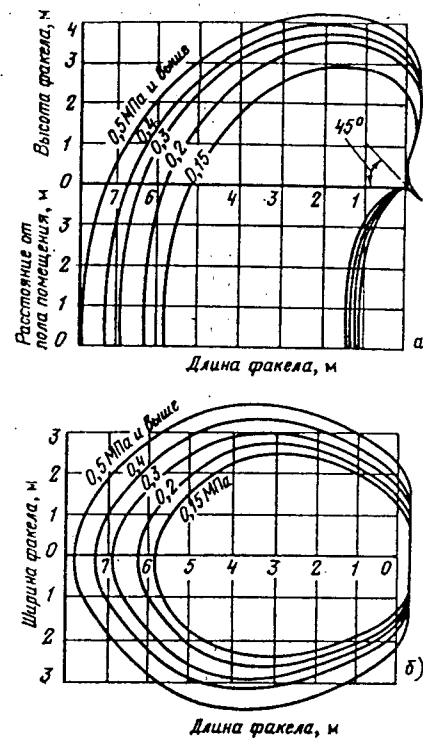


Рис. 8.7. Карта орошения оросителя типа ОПД по воде при его установке под углом возвышения 45° при различном давлении перед оросителем:

а — в вертикальной плоскости; б — в горизонтальной плоскости

в кабельных туннелях, шахтах, галереях; карта орошения дана на рис. 8.6;

3) ОПД по ГОСТ 13815—82Е — для пожаротушения трансформаторов и реакторов; карта орошения дана на рис. 8.7.

Наиболее эффективна работа оросителей при давлении воды 0,3—0,4 МПа для ДВ и ОПД, 0,2—0,4 МПа для ДВМ. Допускается повышение давления до 0,6 МПа, но при этом расстояние между оросителями должно быть сокращено на 1 м.

Количество и расположение оросителей определяются с учетом расположения защищаемых кабельных потоков и карты орошения. Обычно в кабельных туннелях, галереях и этажах рекомендуется устанавливать оросители с расстояниями по длине 4, ширины 3,5 и высоте 4 м [10].

Участки, не содержащие кабелей, оросителями не защищаются. Кабельные потоки шириной более 0,6 м должны защищаться как минимум с двух сторон. При высоте кабельных потоков более 4 м оросители устанавливаются на двух уровнях.

8.4. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОТИВОПОЖАРНОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Автоматизации подлежат работа насосной станции и включения ЗПУ, а также сигнализация о состоянии и неполадках в работе элементов противопожарного водоснабжения [24].

В насосной станции автоматизируется: запуск рабочих насосов одновременно с открытием любого ЗПУ по импульсу, поступающему от пожародатчиков в защищаемом объекте;

запуск резервного насоса в случае отказа рабочих насосов или невыхода системы пожаротушения на режим в течение установленного времени по импульсу от электроконтактного манометра на питающем трубопроводе;

остановка насосов после прекращения пожаротушения и закрытия ЗПУ через определенное время (если это предусмотрено проектом).

Насосы могут также запускаться для периодического опробования дистанционно с пункта управления или непосредственно из насосной. При переводе на дистанционное управление действие автоматически блокируется.

В пункт управления, где предусмотрено постоянное дежурство персонала, из насосной выводятся следующие световой и звуковой сигналы:

о запуске рабочего и резервного насосов (по положению выключателей электропитания и наличию давления в питающем трубопроводе);

об отключении насосов;

об исчезновении электропитания насосов и переходе на резервное электропитание.

При отсутствии на ГЭС и ГАЭС постоянного дежурства предупреждающий сигнал о неисправности или срабатывании одного извещателя выносятся на пункты управления каскадом, РЭУ или дежурного на дому. При включении системы водяного пожаротушения подается аварийный сигнал.

Управление ЗПУ осуществляется с помощью устройств автоматической пожарной сигнализации. При поступлении сигнала о пожаре объект пожаротушения должен быть немедленно отключен от сети (снято напряжение), после чего подается импульс на открытие ЗПУ.

При пожаре в закрытых кабельных сооружениях одновременно автоматически отключается приточная и вытяжная вентиляция и закрываются огнезащитные клапаны. При пожаре в синхронной машине гидроагрегат должен быть немедленно остановлен.

Электропривод ЗПУ должен питаться от двух взаимно резервируемых источников. Кроме автоматического открытия ЗПУ

предусматриваются устройства дистанционного и местного управления для периодического опробования.

Закрытие ЗПУ после ликвидации пожара осуществляется на местном или дистанционном управлении после осмотра объекта, если проектом не предусмотрено автоматическое закрытие.

На пункт управления от ЗПУ выносятся сигнализация о положении автома-

тического устройства пуска воды и поступления ее в питающий трубопровод под достаточным давлением при пожаротушении, а также о неисправности в схеме управления и питания электропровода.

Во избежание создания нерасчетного режима пожаротушения должно быть запрещено включение одновременно двух ЗПУ.

Глава 9

ОТКАЧКА ВОДЫ ИЗ ПРОТОЧНОГО ТРАКТА ГИДРОТУРБИН И ДРЕНАЖНЫХ КОЛОДЕЦ

9.1. НАЗНАЧЕНИЕ ОТКАЧИВАЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Откачивающие устройства предназначены для удаления воды из спиральных камер и отсасывающих труб турбин, турбинных водоводов, туннелей, водосливных камер и водосбросов.

Объем воды, подлежащей откачке, складывается из объема воды, находящейся в указанных элементах после установки ремонтных затворов, а также из объема воды, просачивающейся через уплотнения затворов и закрытые задвижки оставшихся в работе агрегатов.

Удаление воды производится при осмотрах и ремонтах проточной части гидроагрегата, а также подводных железобетонных и металлических конструкций. Эти мероприятия производятся сравнительно редко, но являются весьма ответственными, и поэтому устройства для откачки должны быть совершенно надежными.

Для обеспечения полного удаления воды из проточной части турбин водозаборы следует располагать в самой низкой точке откачиваемого объема. Решетки на водозаборах должны иметь просвет между стержнями не более 40 мм.

Эффективность работы осушающих устройств в значительной степени зависит от качества уплотнений верховых и низовых ремонтных затворов турбин.

Согласно СНиП III-18-75 удельная фильтрация воды на 1 м периметра уплотнения затворов верхнего и нижнего бьефов должна быть не более: для металлических уплотнений — 0,8; для неподвижных резиновых уплотнений — 0,3; для резиновых уплотнений при регулировании их прижатия под напором — 0,1 л/с.

При выборе подачи откачивающих устройств рекомендуется фильтрацию принимать равной 1 л/с [2].

В некоторых случаях для уменьшения протечек воды через уплотнения ремонтных затворов производят их шлакование, благодаря чему фильтрация воды через

уплотнения уменьшается в несколько раз. Для полного прилегания затвора требуется создание перепада давления с обеих его сторон не менее 1,5—2 м.

После установки ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа следует уровень воды в осушаемых полостях снижать до уровня нижнего бьефа для уменьшения объема воды, подлежащей откачке.

В системе откачки должно быть не менее двух откачивающих устройств: насосов или эжекторов; резервные устройства на период откачки не предусматриваются. Для обеспечения большей надежности при откачке рекомендуется применять откачивающие устройства с различной подачей. Суммарная подача откачивающих устройств должна обеспечить откачку воды из проточной части гидротурбины за время не более 6 ч.

При откачке воды из длинных напорных трубопроводов, водосбросов, водобойных колодцев и т. п. время осушения может быть увеличено до 12 ч.

9.2. ВЫБОР СХЕМЫ ОТКАЧКИ ВОДЫ

Откачка воды из проточной части турбин проектируется чаще всего с применением стационарных водонасосных установок. Выбор схемы в зависимости от компоновки здания ГЭС определяется технико-экономическим сопоставлением вариантов насосной установки с горизонтальными насосами и насосной установки с вертикальными насосами.

В некоторых случаях возможно применение переносных погружных насосов.

Горизонтальные насосы рекомендуется применять в тех случаях, когда по условиям компоновки могут быть выделены помещения достаточных размеров на отметках, обеспечивающих допустимую высоту всасывания насосов. Недостатком применения таких насосов является необходимость их размещения в сырых помещениях ниже уровня нижнего бьефа, что создает опасность их затопления; в связи

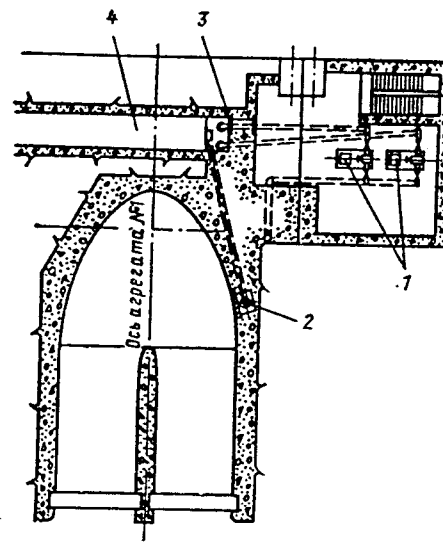


Рис. 9.1. Компоновка системы откачки воды из проточной части гидротурбин горизонтальными насосами:

1 — насос; 2 — спусковой клапан; 3 — герметичная дверь; 4 — водосливная галерея

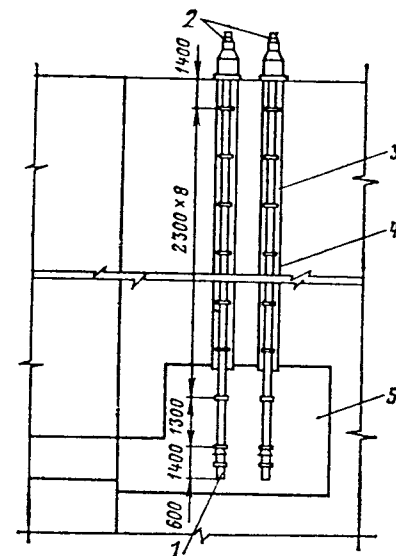


Рис. 9.2. Компоновка системы откачки воды из проточной части гидротурбин вертикальными насосами:

1 — насос; 2 — электродвигатель; 3 — трансмиссия; 4 — шахта (обсадная труба); 5 — колодец

с этими указанными помещениями следует делать изолированными. Пример компоновки горизонтальных насосов приведен на рис. 9.1.

Вертикальные насосы рекомендуется применять при откачке больших объемов воды и отсутствии помещений достаточных размеров на уровне дна отсасывающих труб. Большим преимуществом применения насосов этого типа является возможность расположения электродвигателей на незатопляемых отметках, недостатком — длинная трансмиссия и высокая стоимость по сравнению с горизонтальными насосами. Пример компоновки вертикальных насосов приведен на рис. 9.2.

Погружные насосы применяются в качестве вспомогательных устройств к основным насосам при откачке протечек через уплотнения затворов. Следует учитывать, что эти насосы не могут находиться в воде в нерабочем состоянии более 5 сут, так как изоляция электродвигателей становится влажной и они могут выйти из строя. После окончания работы насосы демонтируются и до следующего использования хранятся в сухом помещении.

Эжекторные установки в системе откачки находят применение в качестве вспомогательных устройств к насосам, особенно на подземных ГЭС в качестве аварийных откачивающих устройств.

На рис. 9.3 показана схема откачки воды эжекторами.

В системе осушения проточного тракта гидротурбины наибольшее распространение получила схема с водопримной патерной и сливным колодцем. При этом для опорожнения отсасывающей трубы устанавливается тарельчатый клапан с гидроприводом, а для опорожнения спиральной камеры — задвижка с ручным или электроприводом.

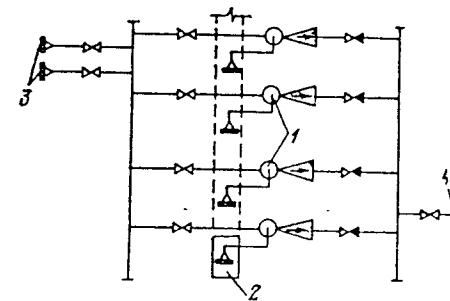


Рис. 9.3. Схема аварийной откачки воды из здания ГЭС с использованием эжекторов:

1 — эжекторы; 2 — водопримная патерная; 3 — водозабор из верхнего бьефа; 4 — слив воды в нижний бьеф

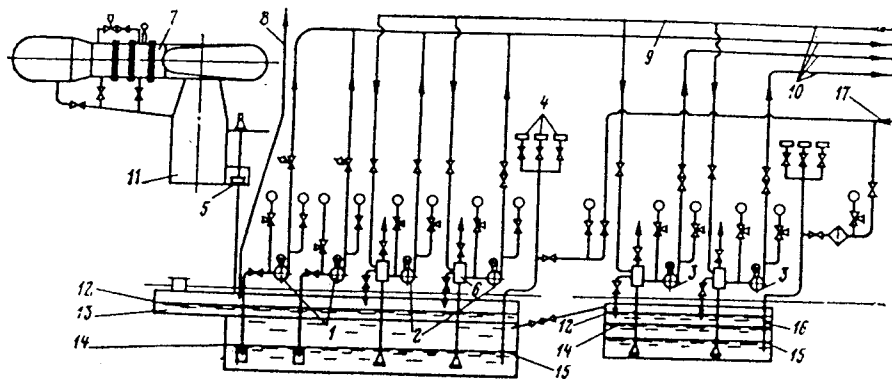


Рис. 9.4. Схема откачки воды из проточной части гидроагрегатов и дренажной воды горизонтальными насосами:

1 — насосы полной откачки из проточной части; 2 — насосы частичной откачки из проточной части; 3 — дренажные насосы; 4 — контрольно-измерительные приборы; 5 — тарельчатый клапан; 6 — заливная емкость; 7 — дисковый затвор; 8 — азрационная труба; 9 — от санитарного водоснабжения; 10 — в нижний бьеф; 11 — отсасывающая труба; 12 — уровень включения резервного насоса; 13 — мокрая патерна; 14 — уровень включения рабочего насоса; 15 — уровень отключения насосов; 16 — дренажная емкость; 17 — от воздухоотборника

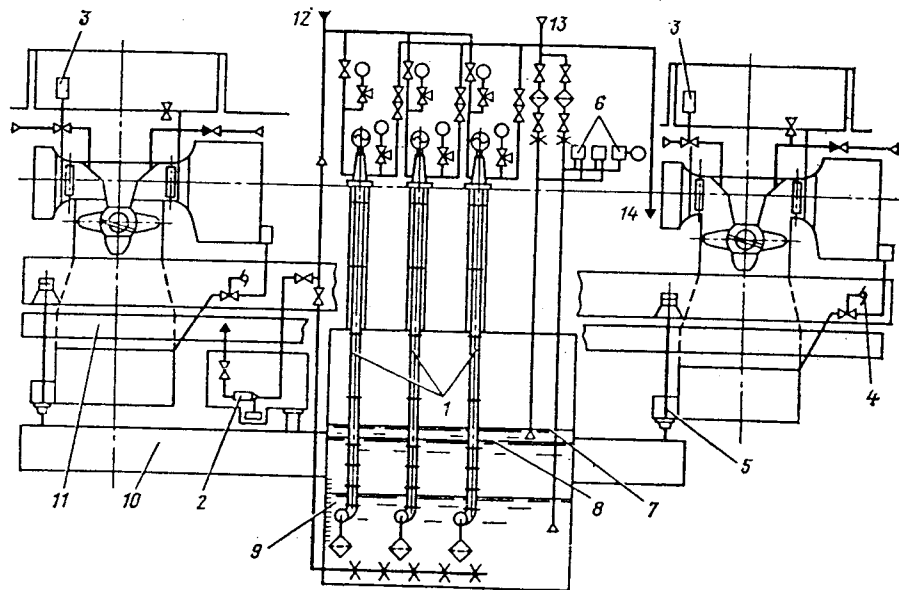


Рис. 9.5. Схема откачки воды из проточной части вертикальной гидротурбины артезианскими насосами:

1 — вертикальные насосы; 2 — эжектор; 3 — запорный клапан с электромагнитным приводом; 4 — задвижка с электроприводом; 5 — спускной клапан; 6 — контрольно-измерительные приборы; 7 — уровень включения резервного насоса и сигнализации; 8 — уровень включения рабочих насосов; 9 — уровень отключения насосов; 10 — мокрая патерна; 11 — дренажная емкость; 12 — подача воды для промывки; 13 — от воздухоотборника; 14 — в нижний бьеф

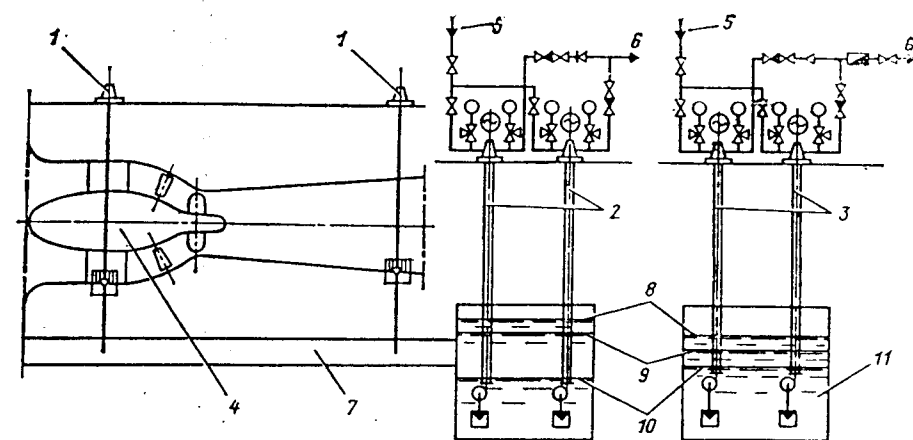


Рис. 9.6. Схема откачки воды из проточной части горизонтальной гидротурбины и дренажной воды вертикальными насосами:

1 — спускной клапан; 2 — насосы откачки из проточной части; 3 — насосы откачки дренажной воды; 4 — горизонтальный капсульный гидроагрегат; 5 — от технического водоснабжения; 6 — в нижний бьеф; 7 — мокрая патерна; 8 — включение резервного насоса и сигнала; 9 — включение рабочего насоса; 10 — отключение насосов; 11 — дренажная емкость

Заслуживает внимания использование системы режима синхронного компенсатора для предварительной подачи из нее сжатого воздуха в отсасывающую трубу для отжатия воды¹. После отжатия воды опускаются затворы со стороны нижнего бьефа, после чего воздух быстро выпускается из отсасывающей трубы; благодаря создавшемуся перепаду давления затворы плотно прижимаются к закладным частям и резко сокращается приток фильтрующей воды через уплотнения.

На рис. 9.4 и 9.5 приведены схемы откачки воды из проточной части турбин горизонтальными и вертикальными насосами.

На рис. 9.6 показана схема откачки воды для капсульной гидротурбины.

9.3. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ

Определение объема воды, подлежащей откачке, производится по чертежам проточной части турбины с учетом установившегося уровня воды в проточном тракте на расчетном уровне в нижнем бьефе. Ориентировочно этот объем можно определить по рис. 9.7.

Подача насосов определяется по следующей формуле:

$$Q = V/i + q_1 l_1 + q_2 l_2$$

где V — суммарный объем воды в напорном водоводе, спиральной камере и отсасывающей трубе гидроагрегата/И. М. Гамус. БИ. 1970. № 23.

отсасывающей трубе, м³; l — продолжительность удаления воды из проточной части турбины, ч; q_1, q_2 — расчетные значения

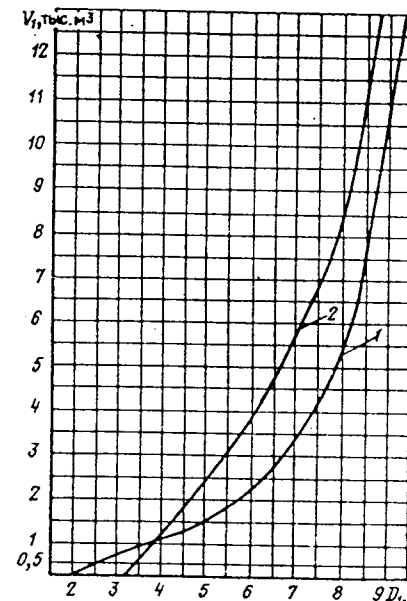


Рис. 9.7. Зависимость объема откачиваемой воды из спиральной камеры и отсасывающей трубы V_1 от диаметра рабочего колеса D_1 поворотно-лопастной (1) и радиально-осевой (2) турбины

протечек на 1 м длины уплотнения затворов. $m^3/ч$; l_1, l_2 — периметр уплотнения затворов соответственно со стороны верхнего и нижнего бьефов, м.

Насосов должно быть не менее двух, причем подача одного из них принимается равной не менее чем часовому фильтрационному расходу воды через уплотнения затворов после откачки. При работе разнотипных насосов на один трубопровод следует проверить возможность их параллельной работы с учетом потерь давления по трассе трубопроводов.

Необходимое давление насосов, кПа, определяется по формуле

$$p = H + h,$$

где H — давление, зависящее от расстояния между основанием отсасывающей трубы и максимальным эксплуатационным уровнем воды в нижнем бьефе, кПа; h — сумма потерь давления на трение и преодоление местных сопротивлений во всасывающей и напорной линиях насоса, кПа.

Формулы для определения высоты всасывания насоса и потерь давления в трубопроводах даны в § 7.3; предварительно скорость воды в напорных трубопроводах может быть принята равной 2—3 м/с, во всасывающих трубах — 0,5—1 м/с.

Дренажные насосы предназначены для удаления фильтрационной воды из подводной части здания ГЭС. Ввиду ответственности их работы здесь требуется 100 %-ное резервирование. В качестве резерва могут быть применены эжекторы.

Согласно [2] на случай появления аварийной приточности в дренажном колодце ГЭС рекомендуется предусмотреть возможность использования основных откачивающих устройств проточной части турбины для откачки воды из дренажной емкости.

Работа всех дренажных насосов автоматизируется. Выброс дренажной воды в нижний бьеф должен производиться через маслоуловитель, чтобы исключить по-

падание масла в реку. Пример схемы такого маслоуловителя дан на рис. 9.8.

Подача дренажных насосов определяется в зависимости от напора и типа ГЭС, размеров агрегатного блока и количества агрегатов. Как показывает опыт, приточность обычно находится в пределах 10—20 $m^3/ч$ на один агрегатный блок. Производительность насосов колеблется от 20 до 125 $m^3/ч$, а на подземных ГЭС в районе вечной мерзлоты приточность может быть значительно больше — примерно 1500 $m^3/ч$.

Вместимость дренажного колодца рассчитывают на постоянную приточность воды за 20—30 мин. Насосы должны включаться не более трех раз в течение 1 ч.

На конце трубопровода, выбрасывающего дренажную воду в нижний бьеф, нужно предусматривать фланцы для установки заглушки.

Запорная арматура. Задвижки на трубопроводах применяются чугунные, за исключением труб, непосредственно соединяющихся с нижним бьефом, где требуется установка стальных задвижек. Задвижки диаметром более 300 мм необходимо снабжать электро- или гидрприводом.

Помещения насосных установок. Установка горизонтальных насосов требует высоты помещения около 3, а вертикальных артезианских насосов — около 5 м. Расстояние между выступающими частями насосов должно быть не менее 1 м.

Горизонтальные центробежные насосы устанавливаются ниже дна отсасывающей трубы, с тем чтобы насос находился под заливом до полной откачки воды. Установка приемных клапанов в проточной части турбины не допускается.

Дренажные насосы устанавливаются выше уровня откачиваемой воды, и на всасывающих трубопроводах необходимы приемные клапаны. Если эти насосы оказываются не под заливом со стороны нижнего бьефа, следует применять вакуум-

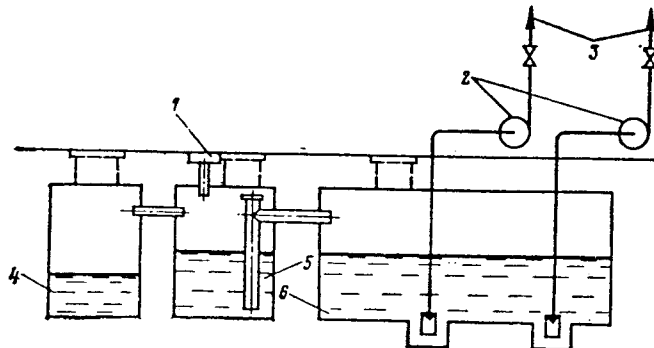


Рис. 9.8. Схема откачки дренажной воды с маслоуловителем:

- 1 — слив дренажа; 2 — дренажные насосы; 3 — отвод воды в нижний бьеф; 4 — сборник масляной эмульсии; 5 — маслоотделитель; 6 — сборник дренажной воды

насосы или другие устройства для заполнения водой всасывающего трубопровода.

Для промывки образующегося на дне колодца осадка целесообразно предусматривать подачу сюда воды под давлением через перфорированный трубопровод.

Помещения, расположенные на низких отметках здания ГЭС, если там находится оборудование системы откачки, должны иметь принудительную (2—3 раза за 1 ч) вентиляцию. Температура воздуха в помещении насосной должна быть не менее 5 °С.

9.4. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ

Управление и контроль за работой откачивающих и дренажных устройств должны быть автоматизированы. Насосы должны включаться и отключаться в зависимости от уровней в приемных колодцах.

Контролю подлежат уровни воды в колодцах и подача воды на смазку подшипников и уплотнение артезианских насосов.

При прекращении подачи воды на смазку и уплотнение насос должен быть остановлен.

Давление воды на всасывающем и напорном патрубках насосов подлежит визуальному контролю.

Уровни воды могут измеряться тремя видами датчиков: электродными, поплавковым и манометрическими.

Конструкция электродного датчика весьма проста и он надежно работает в чистой воде, однако в замасленной воде датчик дает сбой.

Поплавковые датчики работают надежно, но из-за наличия контактной системы их трудно использовать в схемах с микропроцессорами АСУ.

Хорошо себя зарекомендовала пневмогидравлическая (барботажная) схема измерений с использованием общепромышленных приборов, имеющих унифицированный выход 0—5 мА.

На рис. 9.9 приведена такая схема. Ниже приводятся основные технические данные применяемых датчиков.

Датчик напора типа ДН имеет пределы измерения уровня 0,4—4; 1—10; 1,6—16; 2,5—25; 4—40 м. Класс точности 2,5; питание постоянным или переменным током 220 В.

Датчик давления типа ДД имеет пределы измерения уровня 0,6—6; 1—10; 1,6—16 м. Класс точности 2,5; питание постоянным или переменным током 220 В.

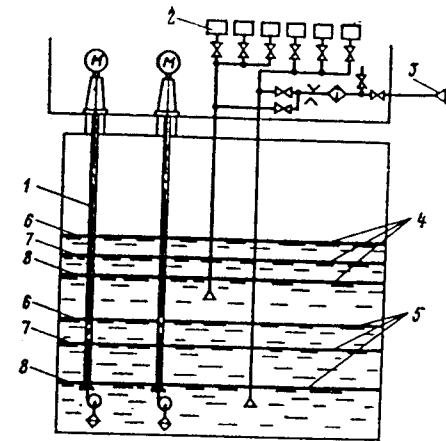


Рис. 9.9. Измерение уровней в сливном колодце с помощью пневмогидравлической аппаратуры:

- 1 — насос артезианский; 2 — контрольно-измерительные приборы; 3 — из воздушного сборника; 4 — уровни воды при частичной откачке; 5 — уровни воды при полной откачке; 6 — включение резервного насоса и сигнала; 7 — включение рабочего насоса; 8 — отключение насосов

Датчики типов ДН и ДД выпускаются двух модификаций: с двухпозиционным и трехпозиционным выходными сигналами. Они могут быть бесшкальными, с оцифрованными шкалами уставок, с оцифрованными шкалами зон нечувствительности.

Уровнемер УДУ-10 поплавкового типа имеет пределы измерения 0—12 и 0—20 м. Его показания с помощью сельсинного устройства передаются на показывающий прибор.

Уровнемер УБ-Э буйкового (поплавкового) типа имеет пределы измерения 0,02—16 м. Его показания передаются на вторичный прибор — амперметр.

Уровнемер РУС емкостного типа имеет пределы измерения 0,4—20 м. Его показания передаются на вторичный прибор — амперметр.

Уровнемеры ЭХО-3 акустического типа имеют пределы измерения 0—1,6; 0—2,5; 0—4; 0—6; 0—10; 0—20; 0—30 м. Приборы имеют унифицированный выходной сигнал 0—5 или 0—20 мА; вторичный прибор — амперметр.

Приточность дренажной воды определяется продолжительностью заполнения дренажного колодца известной вместимости.

КОМПОНОВКИ ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС И ГАЭС

Глава 10

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ И КОМПОНОВКИ
ОБОРУДОВАНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ГЭС И ГАЭС

В таблицах гл. 10 приняты следующие сокращения:

Предприятия - изготовители оборудования. ПО ЛМЗ — Ленинградское производственное объединение турбостроения «Ленинградский металлический завод»; СТЗ — Сызранский турбостроительный завод; УЗГМ — Уральский завод «Уралгидромаш»; ПОАТ ХТЗ — производственное объединение атомного машиностроения «Харьковский турбинный завод»; ПО СЭТМ — производственное объединение «Сибэлектротяжмаш», г. Новосибирск; ПО УЭТМ — производственное объединение «Уралэлектротяжмаш», г. Свердловск; ЛПЭО «Электросила» — Ленинградское производственное электротехническое объединение «Электросила»; ПО ЭТМ — производственное объединение «Электротяжмаш».

Тип гидротурбины. ПЛГК — поворотнo-лопастная горизонтальная капсульная; ПЛ — поворотнo-лопастная осевая; ПР — пропеллерная; ПЛД — поворотнo-лопастная диагональная; РО — ради-

ально-осевая; КВ — ковшовая вертикальная; ПЛДНТ — поворотнo-лопастная диагональная насос-турбина; РОНТ — радиально-осевая насос-турбина.

Исполнение валов. К — кованный; СК — сварно-кованный.

Исполнение сервомоторов. СП — прямоосный; СПК — прямоосный качающийся; СПС — прямоосный сдвижной; СПШ — прямоосный в шахте турбины; СКР — крыльчатый; СТ — торový; СТК — торový кольцевой.

Конструктивное исполнение гидрогенераторов. З — зонтичное; П — подвесное.

Системы возбуждения гидрогенераторов. ЭМВ — электромашина; ТНВ — тиристорная независимая; ТСВ — тиристорная самовозбуждения.

Тип спиральной камеры гидротурбины. ЖБ — железобетонная трапециевидная; МК — металлическая круглая; СБ — сталежелезобетонная.

На рисунках размеры указаны в сантиметрах.

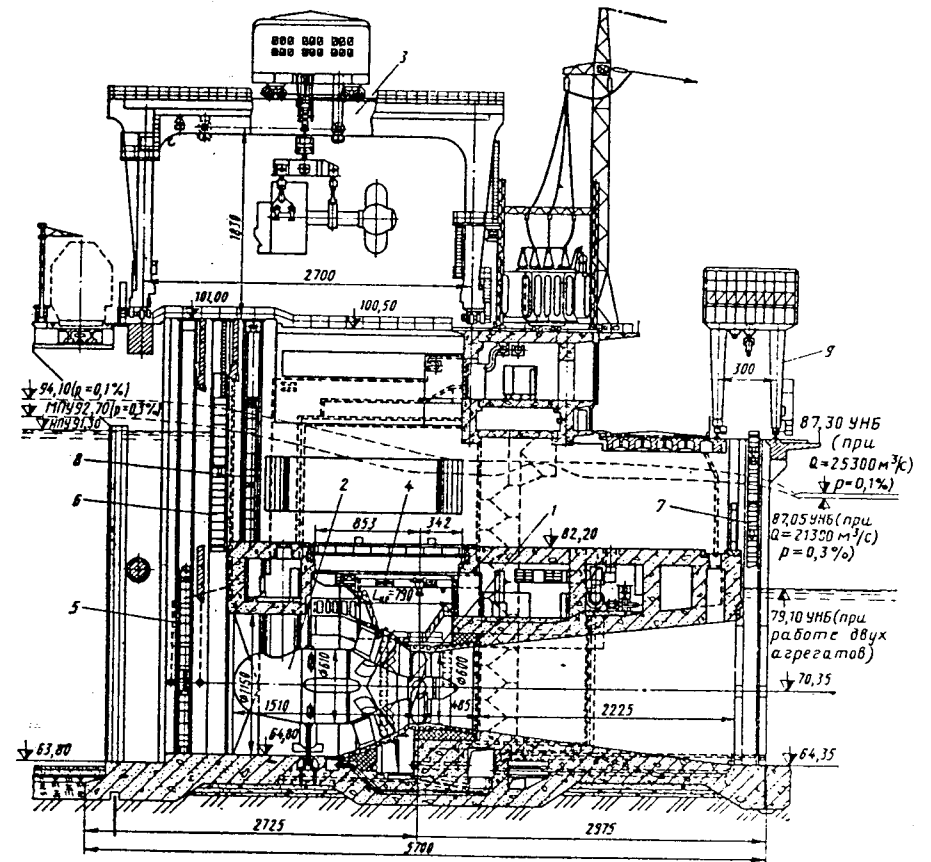


Рис. 10.1. Поперечный разрез здания Каневской ГЭС:

1 — гидротурбина; 2 — гидрогенератор; 3 — козловой кран здания ГЭС грузоподъемностью $2 \times 225/50 + 10$ т; 4 — кран полукозловой машала грузоподъемностью 2×6 т; 5 — сороудерживающая решетка; 6 — плоский скользящий затвор верхнего бьефа; 7 — плоский скользящий затвор нижнего бьефа; 8 — плоский скользящий затвор поверхностного водослива; 9 — козловой кран нижнего бьефа грузоподъемностью 2×40 т

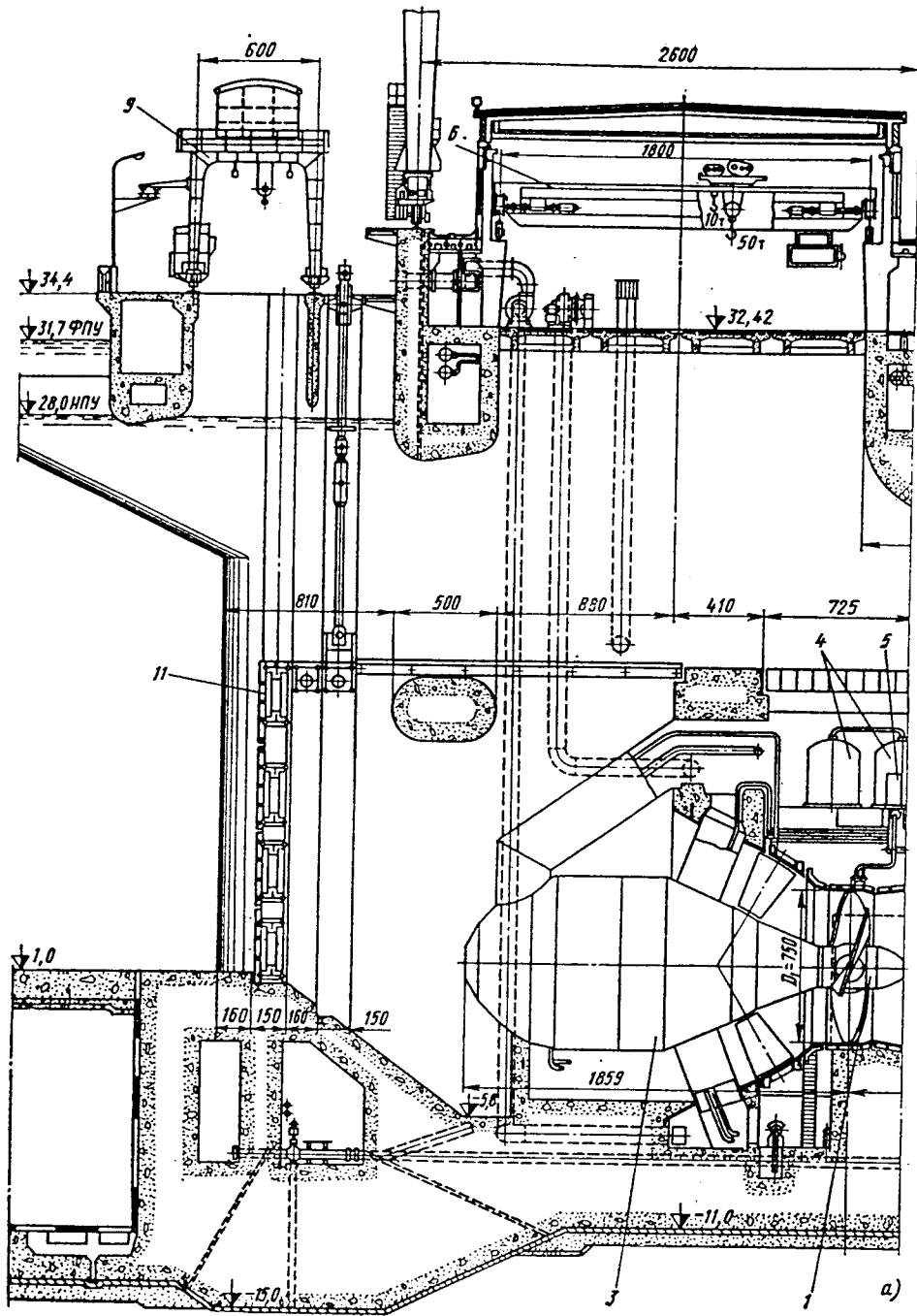
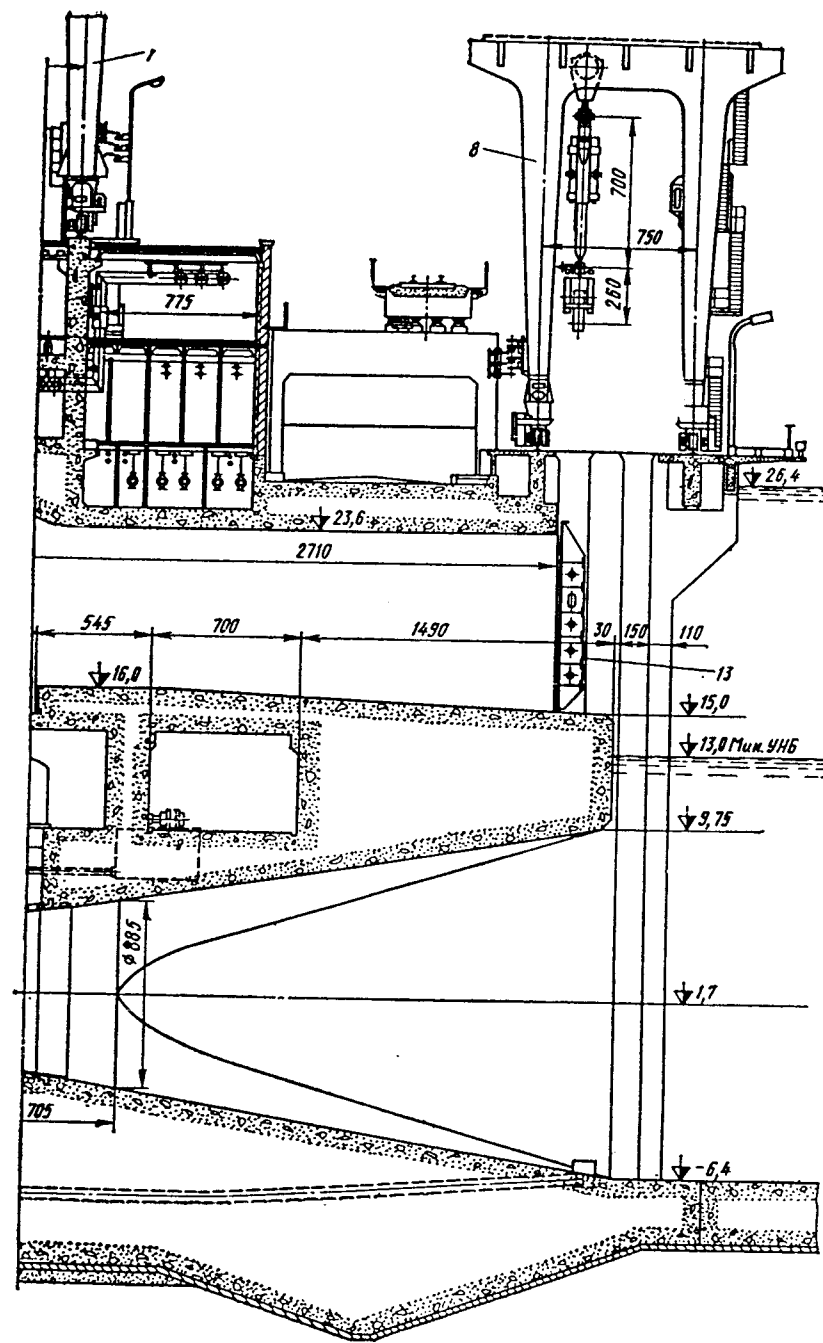


Рис. 10.2, а



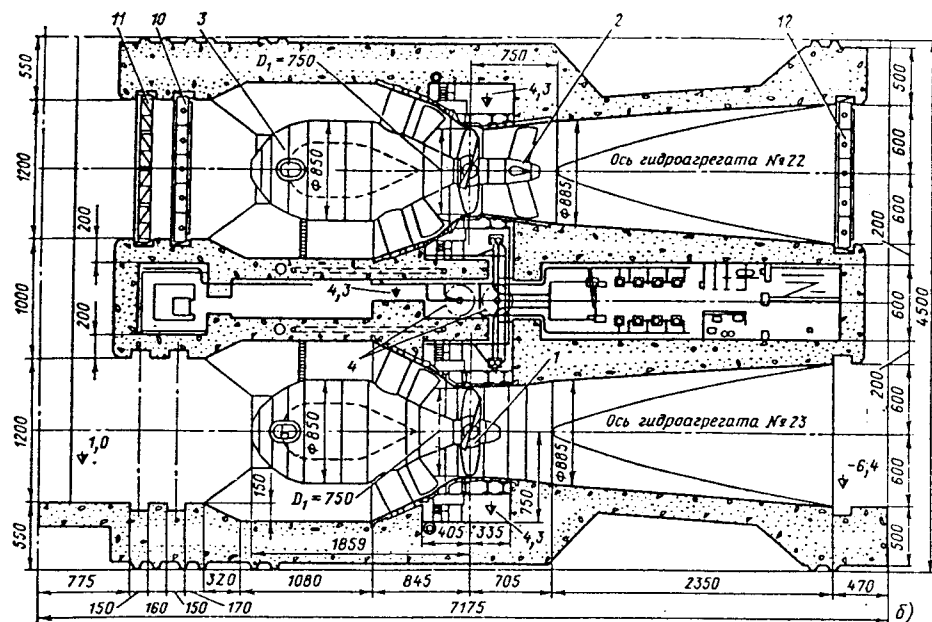


Рис. 10.2, б

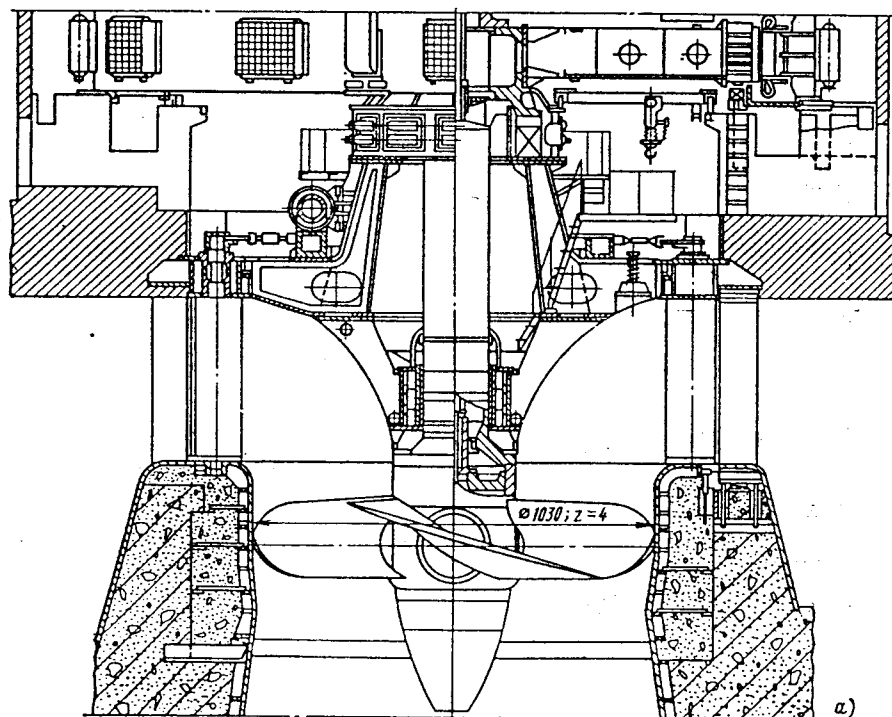


Рис. 10.3, а

Рис. 10.2. Поперечный разрез (а) и план-разрез (б) здания по оси капсульного гидроагрегата Саратовской ГЭС:

1 — гидротурбина агрегата № 23 с консольным рабочим колесом; 2 — гидротурбина № 22 с выходным статором рабочего колеса; 3 — гидрогенератор; 4 — масляная установка; 5 — регулятор частоты вращения; 6 — мостовой кран мазшала грузоподъемностью 50/10 т; 7 — козловой кран грузоподъемностью 2 × 180/50 + 10 т; 8 — то же 2 × 200/10 т нижнего бьефа; 9 — то же 2 × 15 т верхнего бьефа; 10 — аварийно-ремонтный затвор верхнего бьефа; 11 — сороудерживающая решетка; 12 — плоский скользящий затвор нижнего бьефа; 13 — плоский скользящий затвор подослива

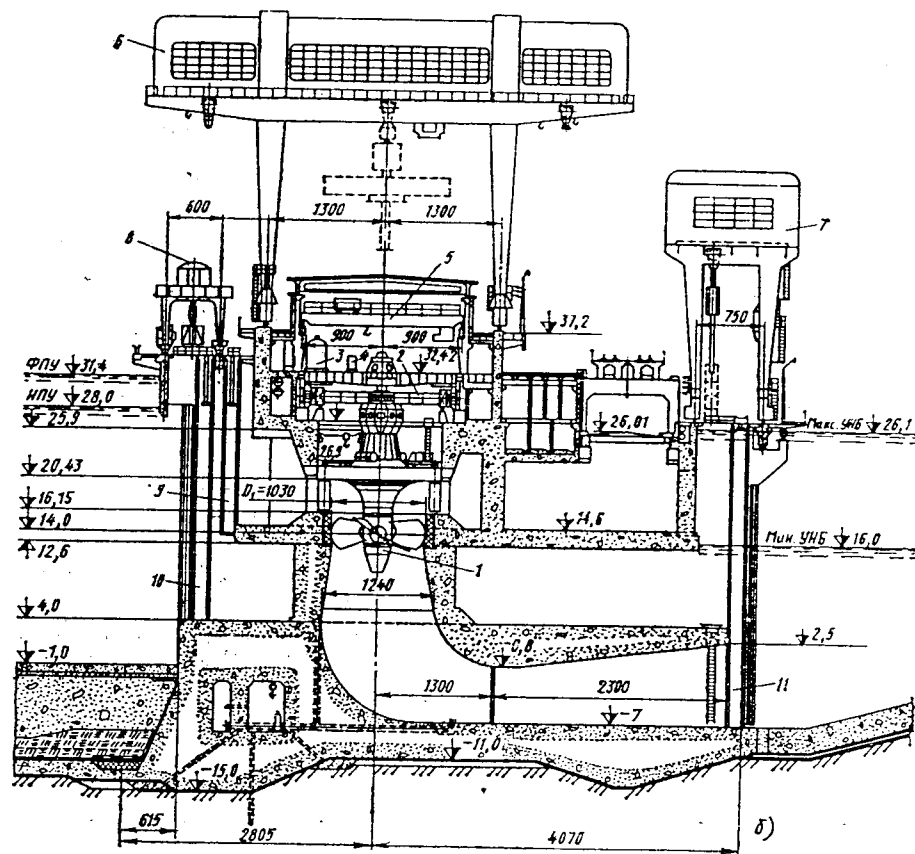


Рис. 10.3. Разрез по вертикальному гидроагрегату (а) и поперечный разрез здания (б) Саратовской ГЭС:

1 — гидротурбина; 2 — гидрогенератор; 3 — масляная установка; 4 — регулятор частоты вращения; 5 — мостовой кран мазшала грузоподъемностью 50/10 т; 6 — козловой кран грузоподъемностью 2 × 180/50 + 10 т; 7 — то же 2 × 200/10 т нижнего бьефа; 8 — то же 2 × 15 т верхнего бьефа; 9 — паз аварийно-ремонтного затвора спиральной камеры; 10 — паз сороудерживающей решетки и ремонтного затвора верхнего бьефа; 11 — паз ремонтного затвора нижнего бьефа

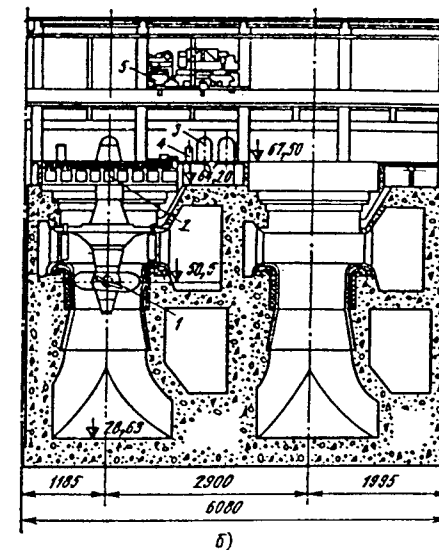
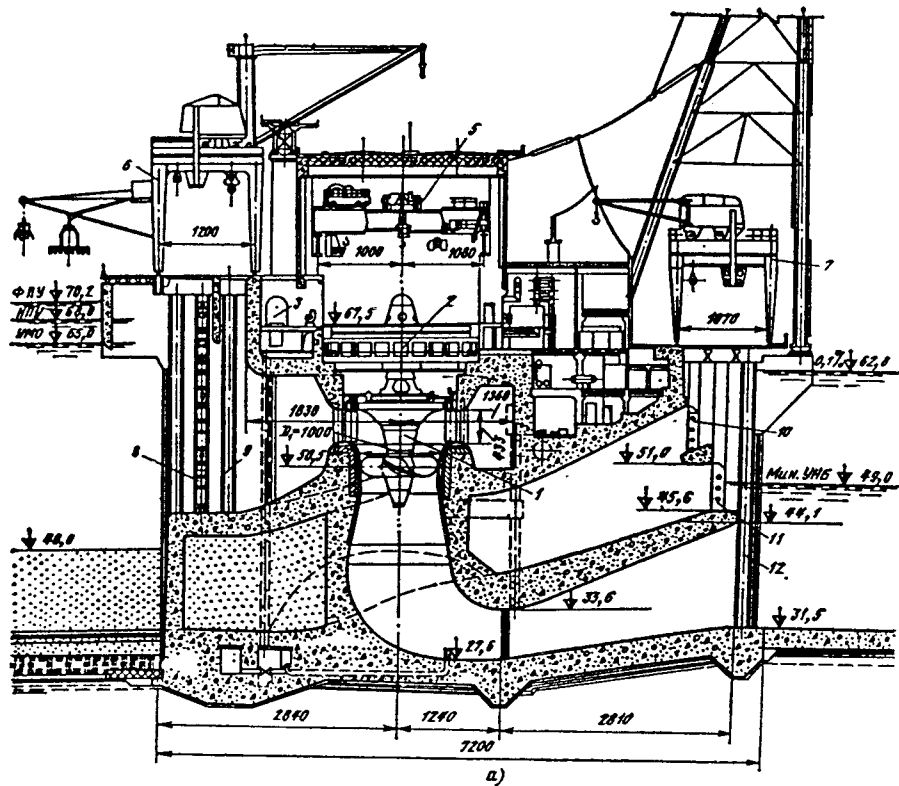


Рис. 10.4, б

Рис. 10.4. Поперечный (а), продольный (б), план-разрез (в) здания и разрез по гидроагрегату (г) Чебоксарской ГЭС:

1 — гидротурбина; 2 — гидрогенератор; 3 — масляная установка; 4 — регулятор частоты вращения; 5 — мостовой кран мазгала грузоподъемностью $2 \times 280/50/5$ т; 6 — козловой кран специальный верхнего бьефа грузоподъемностью $2 \times 225/2 \times 16/30,5$ т; 7 — козловой кран нижнего бьефа грузоподъемностью $2 \times 200/2 \times 60/5$ т; 8 — сорудерживающая решетка; 9 — паз плоского скользящего затвора верхнего бьефа; 10 — верхний плоский скользящий затвор донного водосброса; 11 — нижний плоский скользящий затвор донного водосброса; 12 — паз плоского скользящего затвора нижнего бьефа

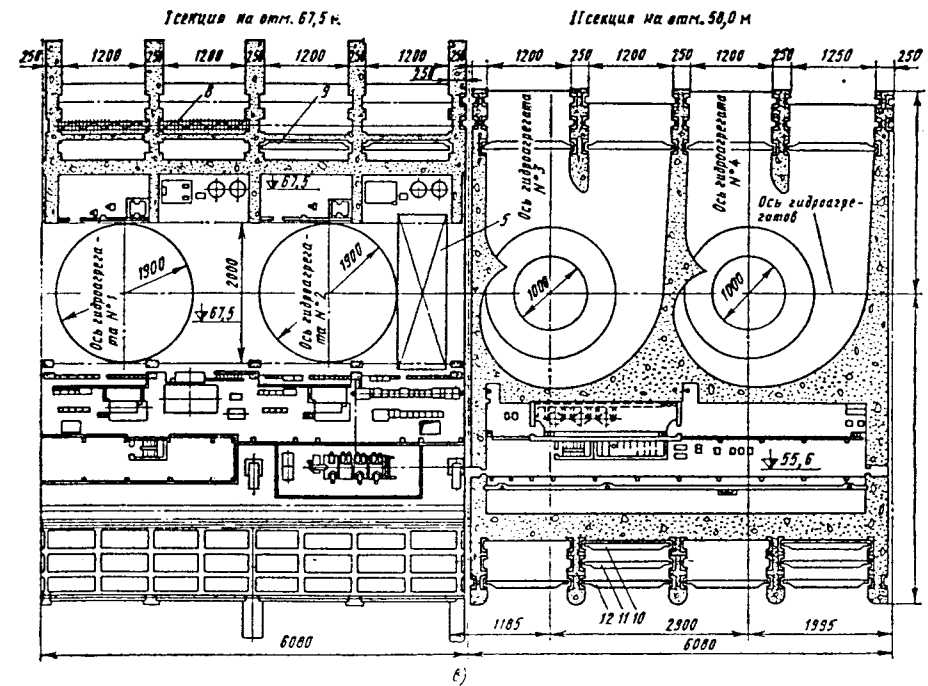


Рис. 10.4, в

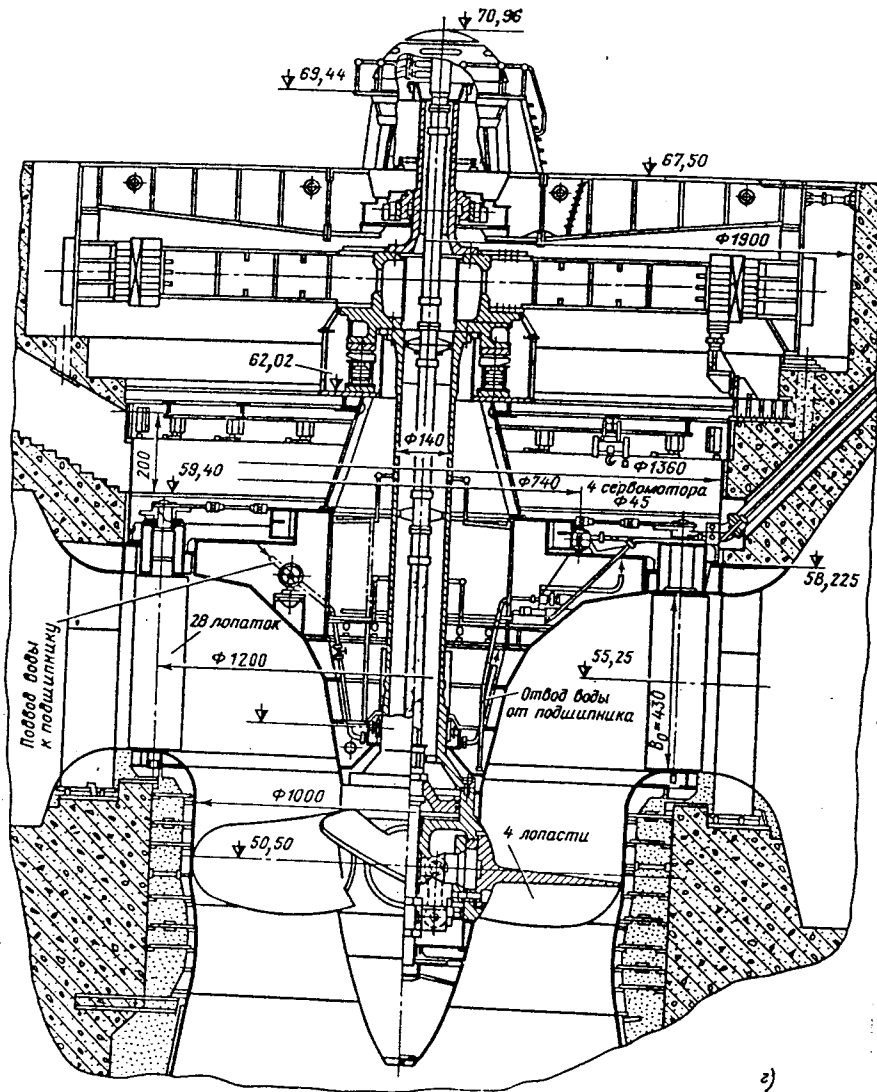


Рис. 10.4, з

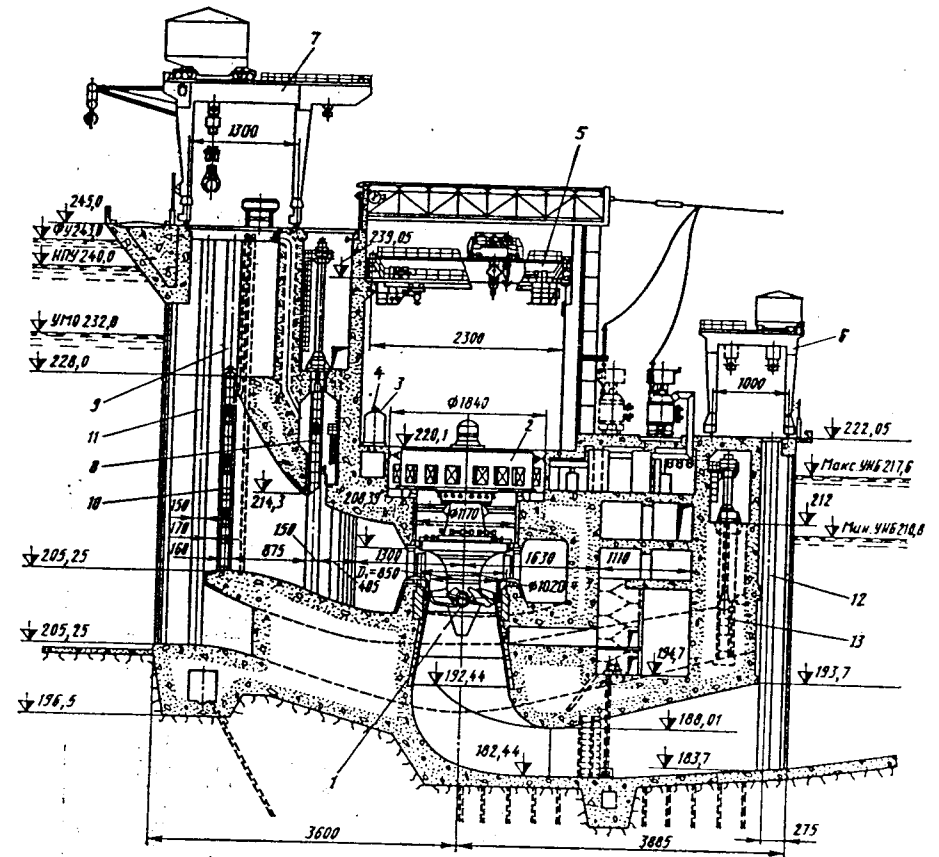


Рис. 10.5. Поперечный разрез здания Шульбинской ГЭС:

1 — гидротурбина; 2 — гидрогенератор; 3 — маслонапорная установка; 4 — регулятор частоты вращения; 5 — мостовой кран мазьада грузоподъемностью 2 × 350/100/10 т; 6 — козловой кран нижнего бьефа грузоподъемностью 2 × 50 т; 7 — козловой кран верхнего бьефа грузоподъемностью 2 × 350/2 × 175/2 × 80/2 × 16/5 т; 8 — аварийно-ремонтный плоский скользящий затвор перед спиральной камерой; 9 — паз сороудерживающей решетки и плоского скользящего ремонтного затвора перед спиральной камерой; 10 — сороудерживающая решетка; 11 — паз грейфера и аварийно-ремонтного затвора водосброса; 12 — паз плоского скользящего ремонтного затвора отсасывающей трубы и ремонтного затвора водосброса; 13 — рабочий затвор водосброса

Рис. 10.8, а, б

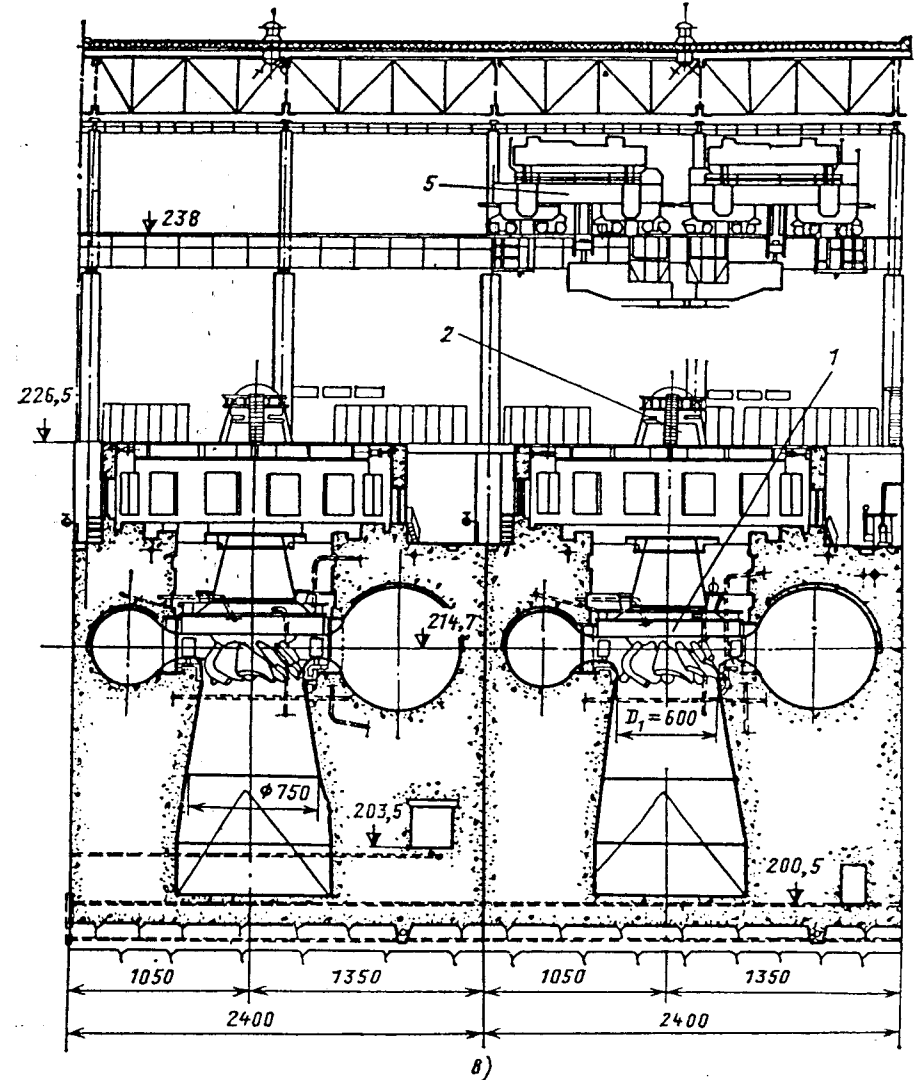
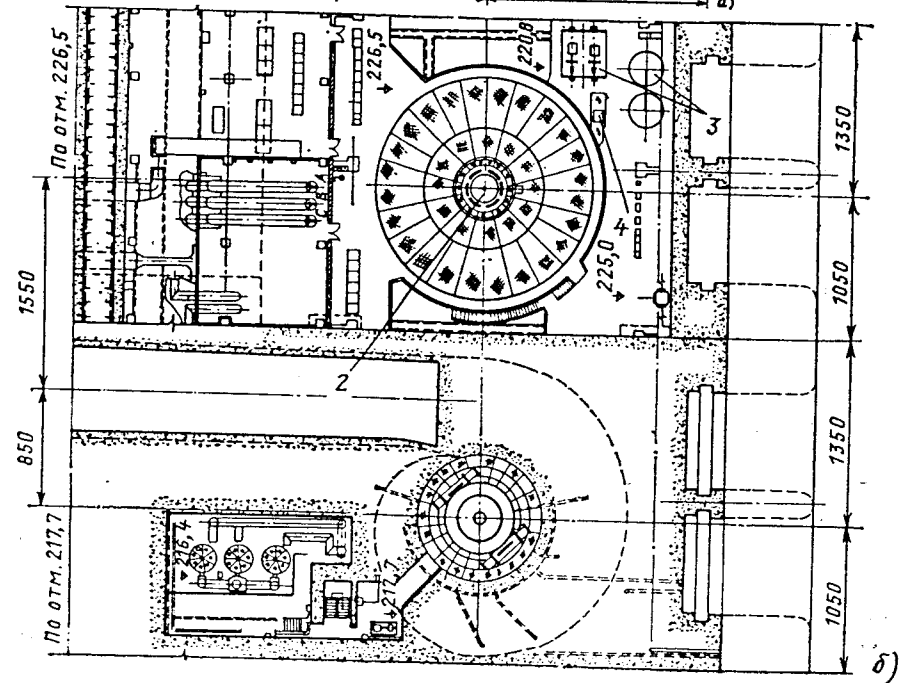
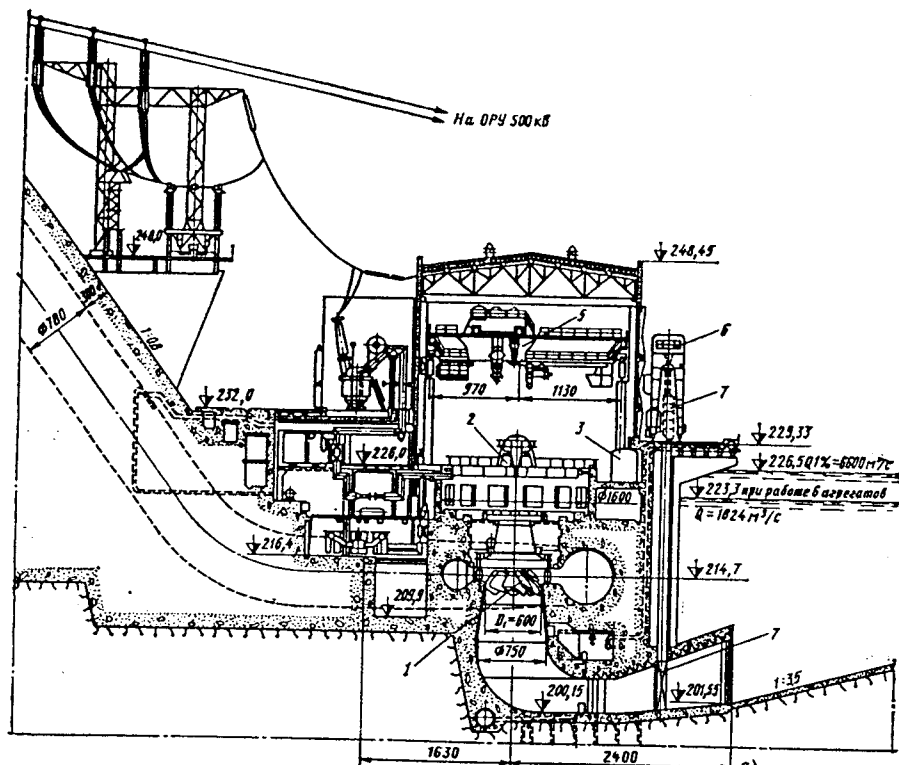


Рис. 10.8, в

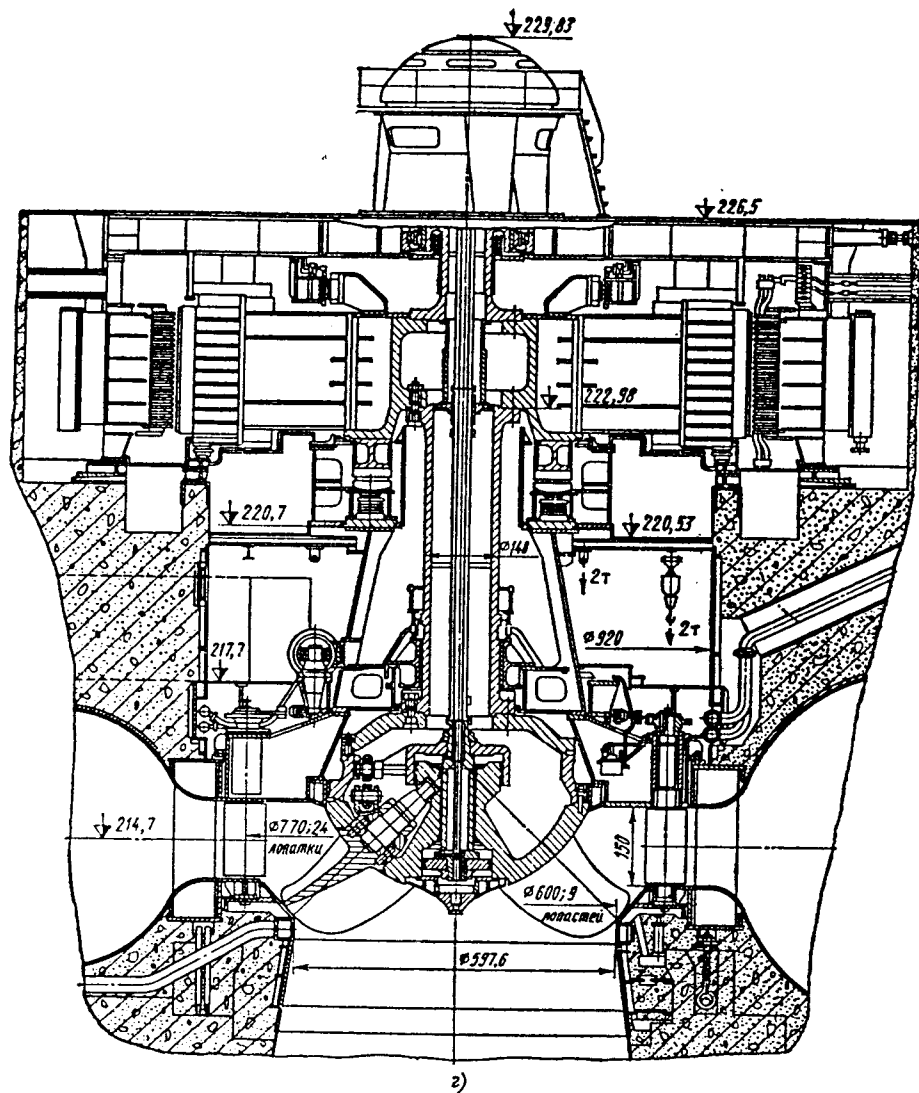


Рис. 10.8. Поперечный (а), продольный (б), план-разрез (в) здания и разрез по гидроагрегату (г) Зейской ГЭС:

1 — гидротурбина; 2 — гидрогенератор; 3 — маслонапорная установка; 4 — регулятор частоты вращения; 5 — мостовой кран маззала грузоподъемностью 2 × 400/80 + 10 т; 6 — козловой кран нижнего бьефа грузоподъемностью 2 × 50 т; 7 — плоский скользящий затвор нижнего бьефа

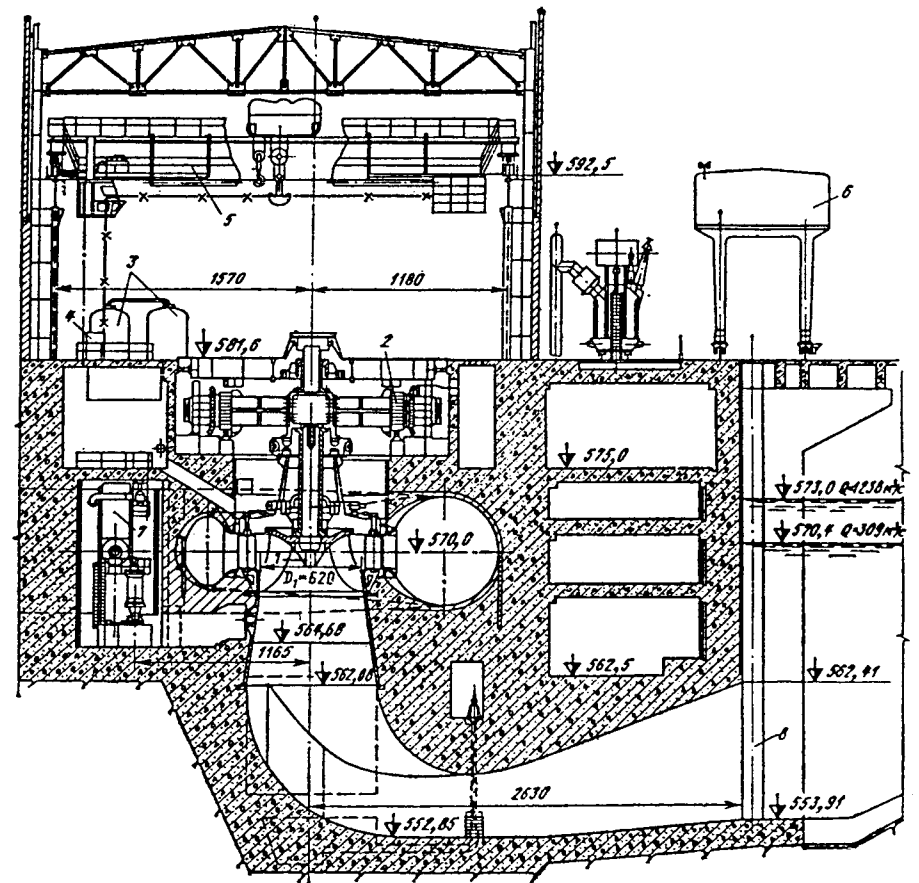


Рис. 10.9. Поперечный разрез здания Байпазинской ГЭС:

1 — гидротурбина; 2 — гидрогенератор; 3 — маслонапорная установка; 4 — регулятор частоты вращения; 5 — мостовой кран маззала грузоподъемностью 2 × 400/80 + 10 т; 6 — козловой кран нижнего бьефа грузоподъемностью 2 × 50 т; 7 — дисковый предтурбинный затвор (7,0 м, Н = 75 м); 8 — из плоского затвора нижнего бьефа

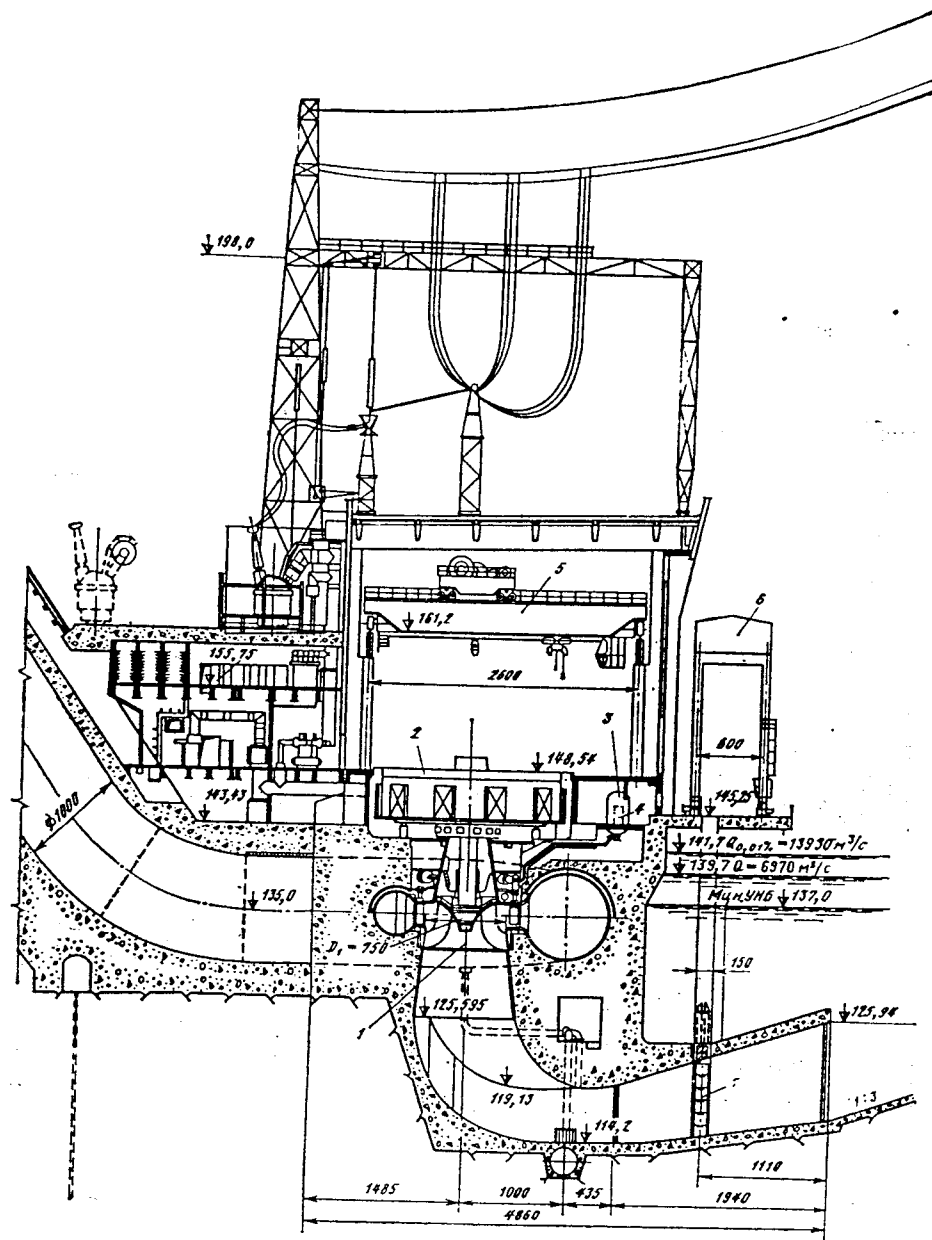


Рис. 10.10. Поперечный разрез здания Богучанской ГЭС:

1 — гидротурбина. 2 — гидрогенератор. 3 — маслonaпорная установка; 4 — регулятор частоты вращения; 5 — мостовой кран мазшала грузоподъемностью 500/100 + 10 т; 6 — козловой кран нижнего бьефа грузоподъемностью 2 × 40,5 т; 7 — плоская скользящая затвор нижнего бьефа

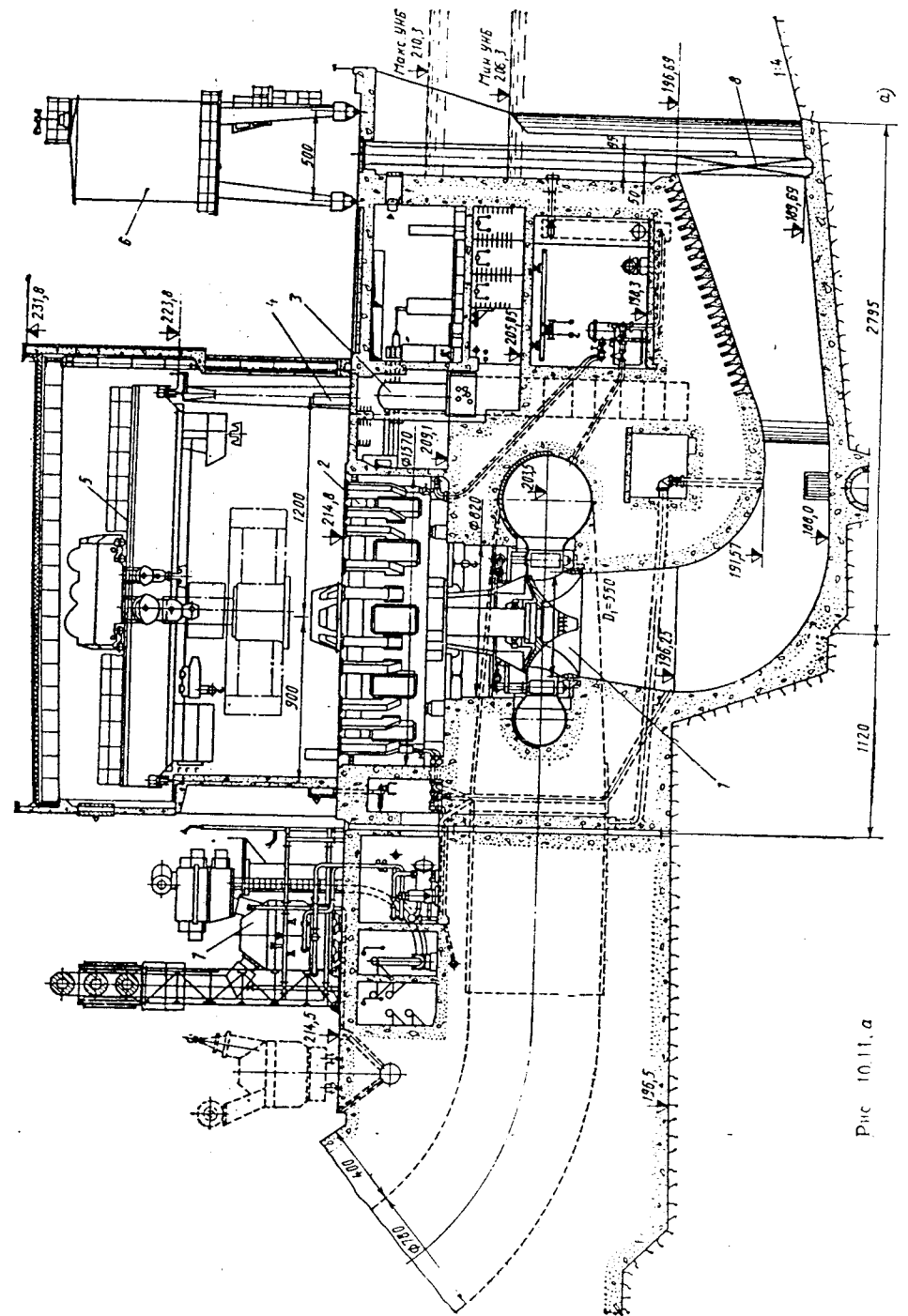
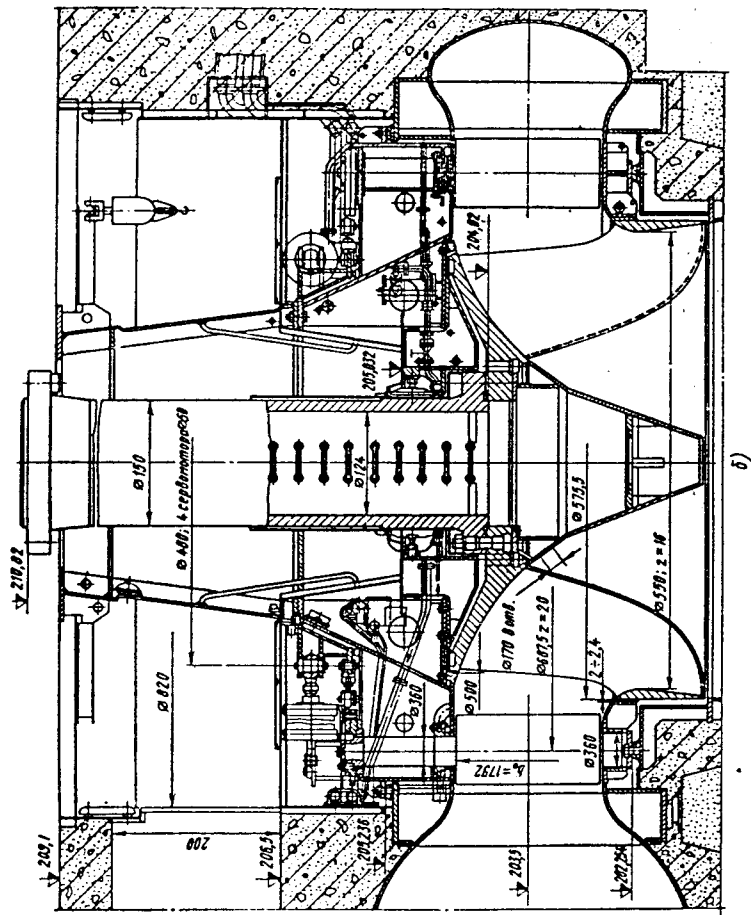


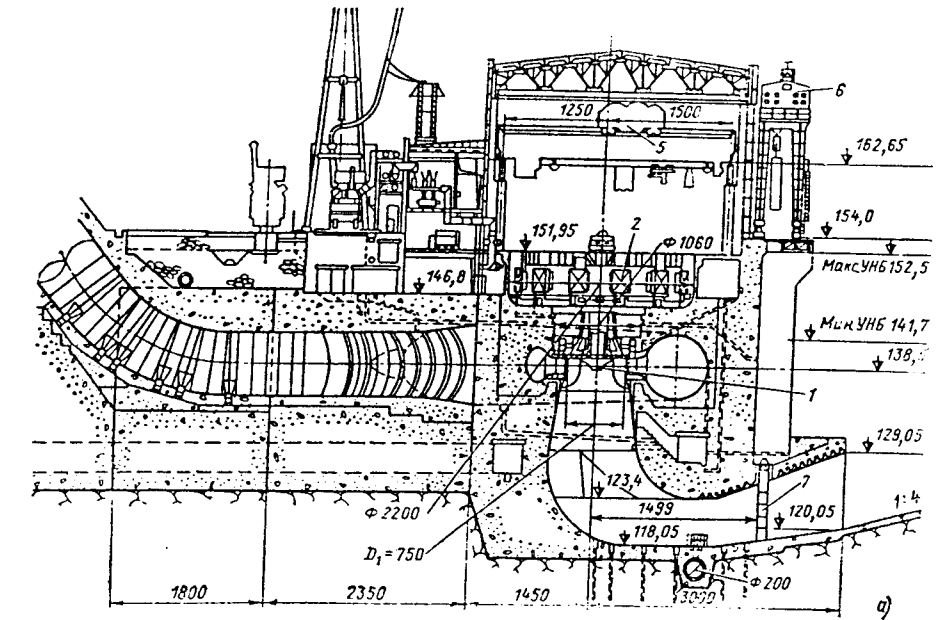
Рис. 10.11. а



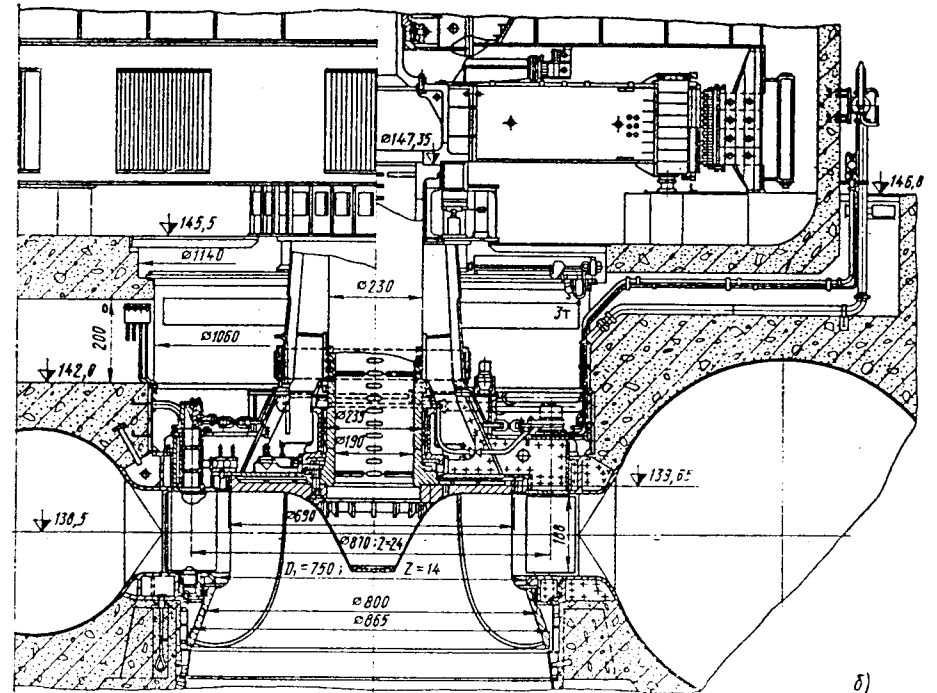
б)

Рис. 10.11. Поперечный разрез здания (а) и разрез по гидротурбине (б) Усть-Илимской ГЭС.

1 — гидротурбина; 2 — гидрогенератор; 3 — масляная установка; 4 — регулятор частоты вращения; 5 — мостовой кран; 6 — козловой кран; 7 — силовой трансформатор; 8 — ремонтный плоский скот. Грузоподъемностью 40 т нижнего бьефа; 9 — защитный затвор нижнего бьефа.



а)



б)

Рис. 10.12. а, б

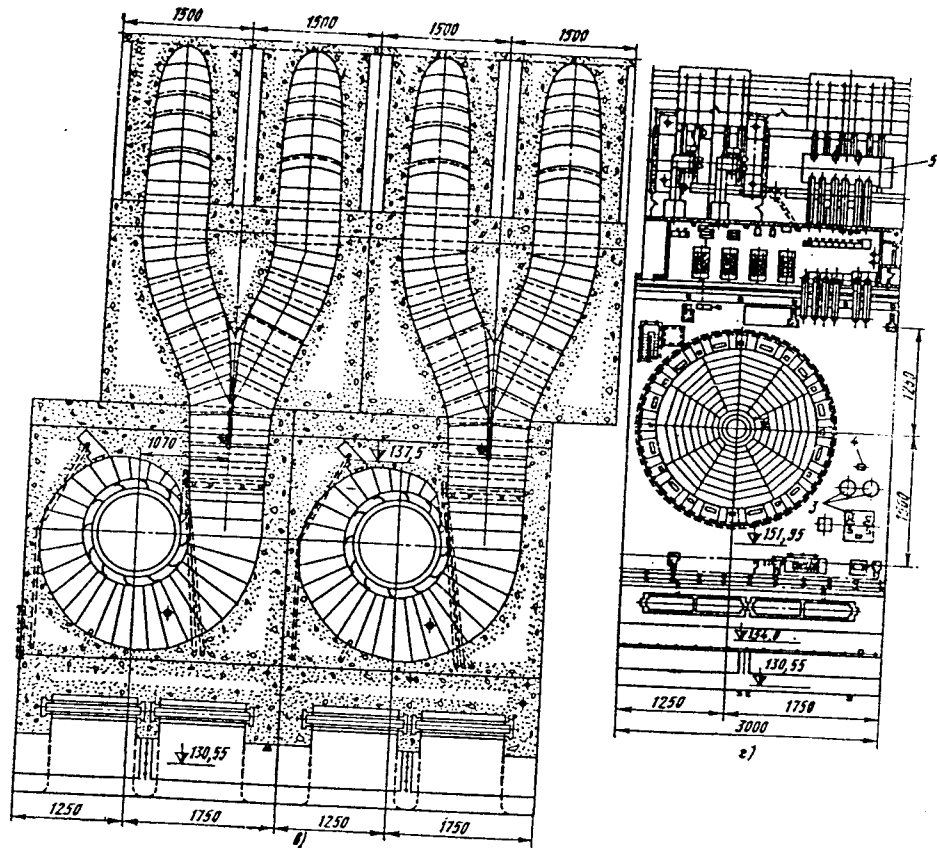


Рис. 10.12. Поперечный разрез здания (а), разрез по гидротурбине (б), планы-разрезы здания на отметках спиральных камер (в) и машзала (г) Красноярской ГЭС:
 1 — гидротурбина; 2 — гидрогенератор; 3 — маслонапорная установка; 4 — регулятор частоты вращения; 5 — мостовой кран машзала грузоподъемностью 500/125/10 т; 6 — козловой кран нижнего бьефа грузоподъемностью 75 т; 7 — плоский скользящий затвор нижнего бьефа

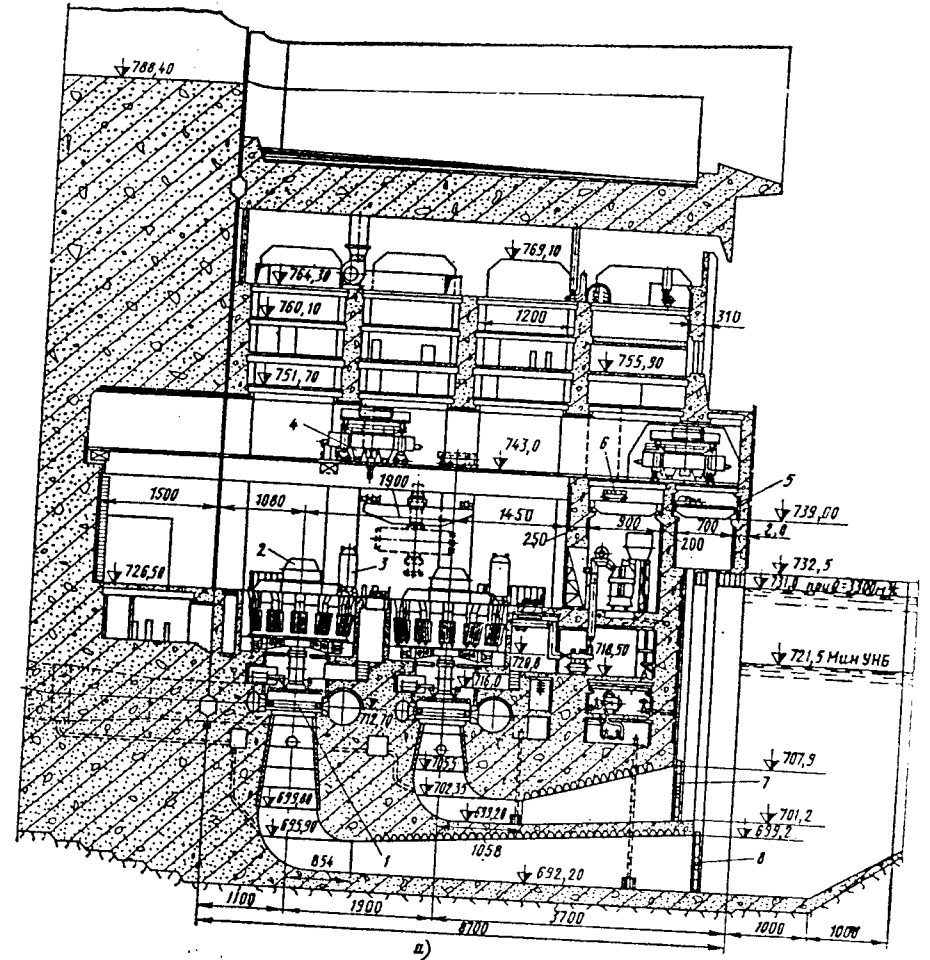


Рис. 10.13. Продольный (а), поперечный (б) разрезы здания и разрез по гидроагрегату Токтогульской ГЭС:
 1 — гидротурбина; 2 — гидрогенератор; 3 — маслонапорная установка; 4 — мостовой кран машзала грузоподъемностью 2 X 400/80 т; 5 — мостовой кран затворов нижнего бьефа грузоподъемностью 20/5 т; 6 — мостовой кран трансформаторного помещения грузоподъемностью 25 т; 7 — плоские скользящие затворы отсасывающих труб гидроагрегатов № 1 и 3; 8 — то же № 2 и 4

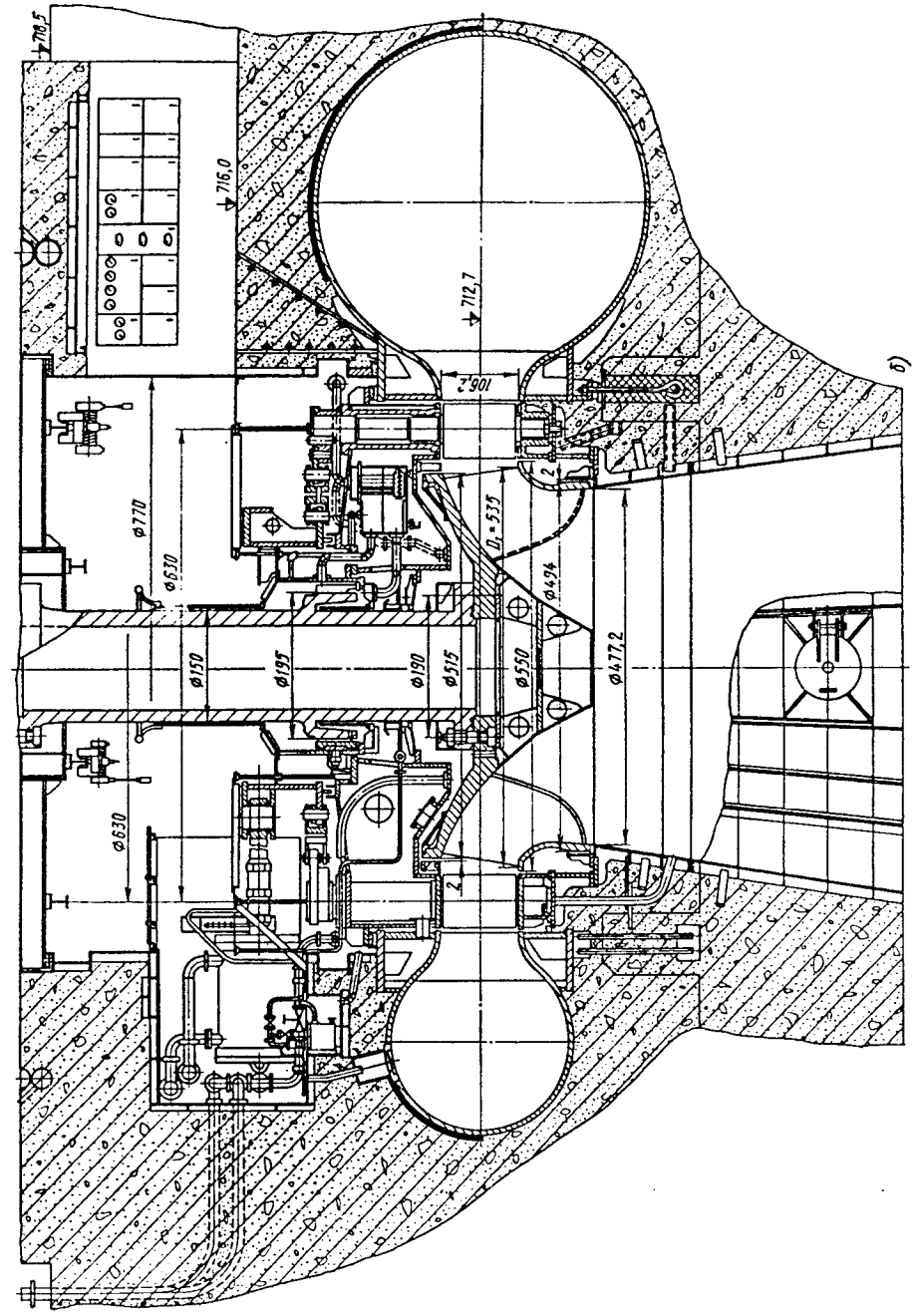
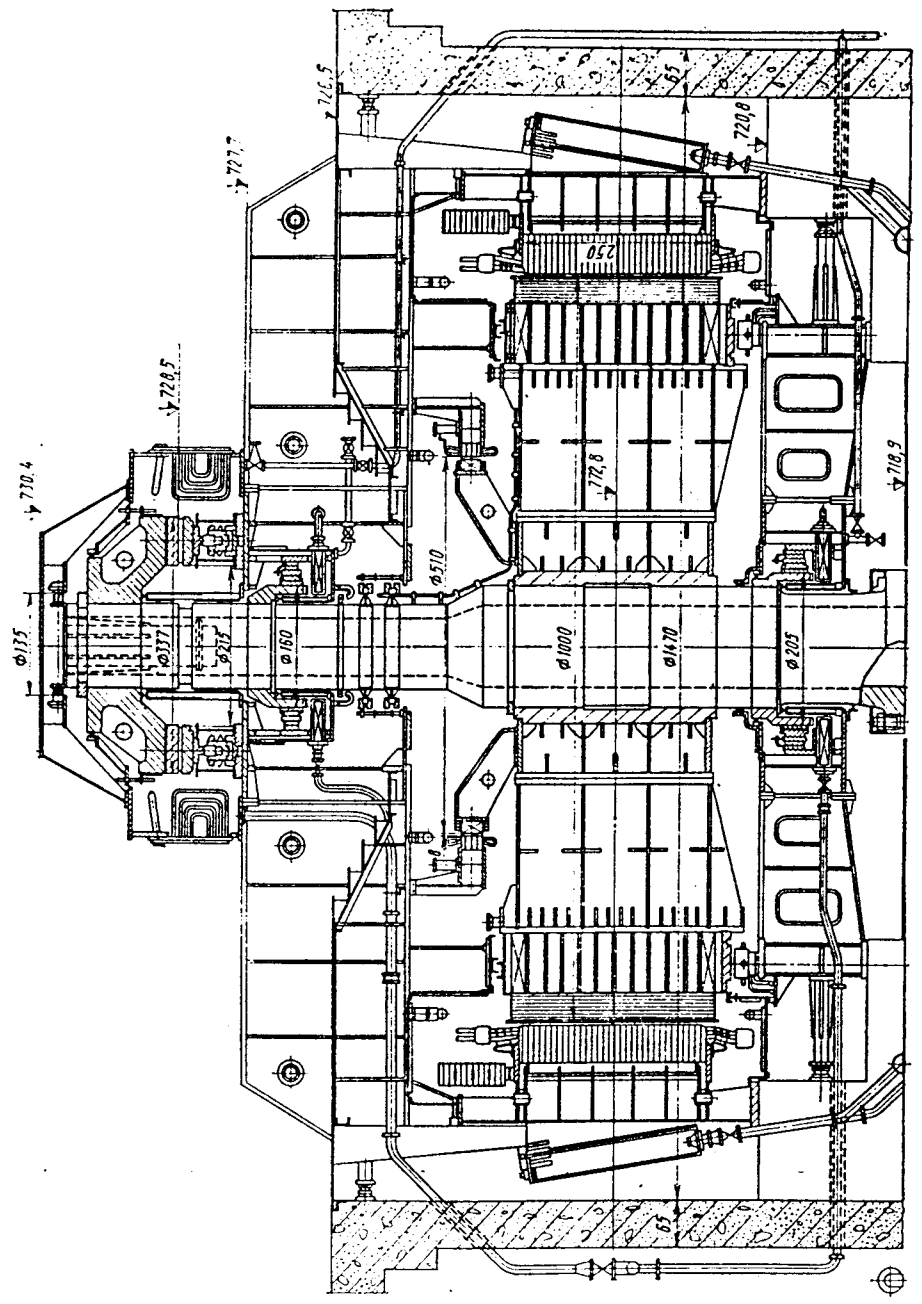


Рис. 10.13, 6

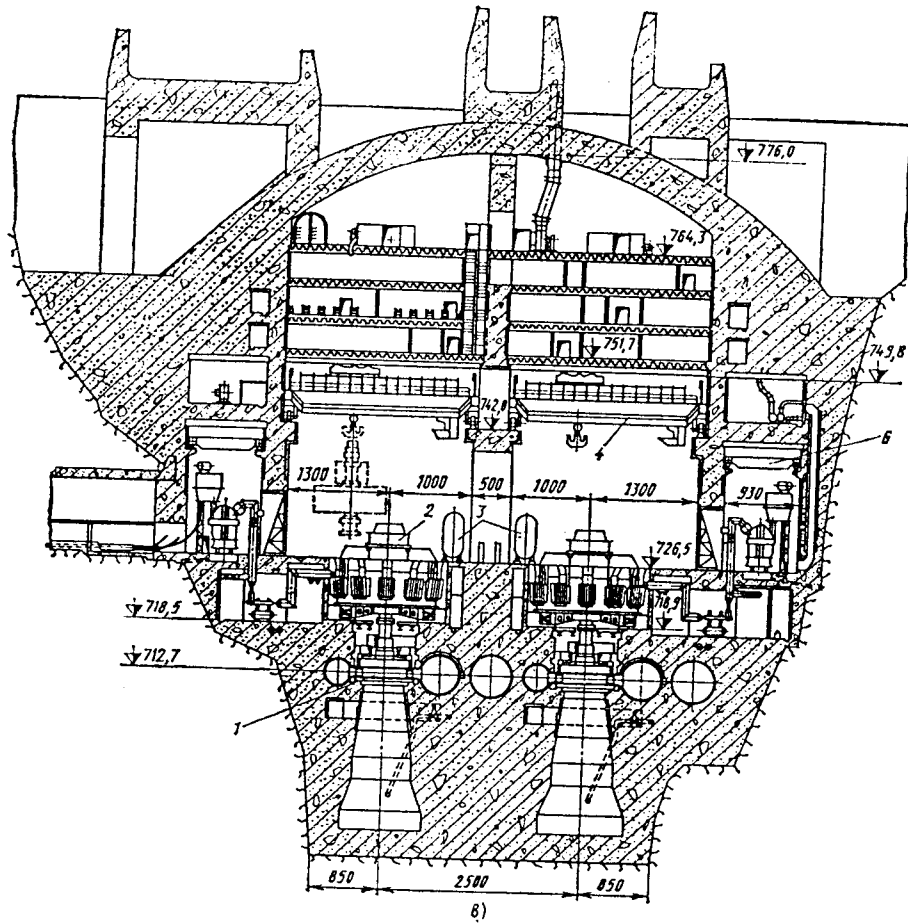


Рис. 10.13, б

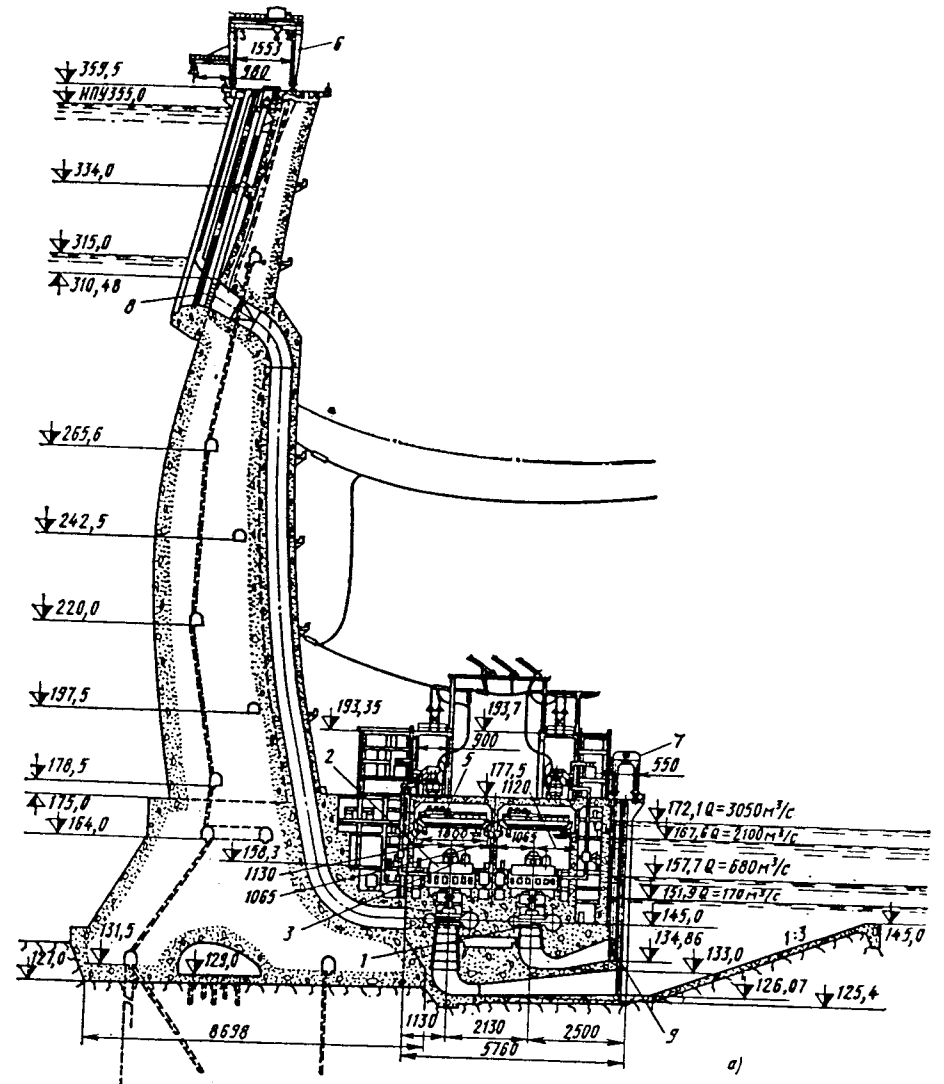


Рис. 10.14. Поперечный (а), продольный (б) и план-разрез (в) здания, разрез по гидротурбине (г) Чиркейской ГЭС:

1 — гидротурбина; 2 — гидрогенератор; 3 — масляная установка; 4 — регулятор частоты вращения; 5 — мостовой кран мазыла грузоподъемностью 320/32 + 5 т; 6 — козловой кран водоприемника; 7 — козловой кран нижнего бьефа грузоподъемностью 15 т; 8 — плоский скользящий затвор водоприемника; 9 — плоский скользящий затвор нижнего бьефа

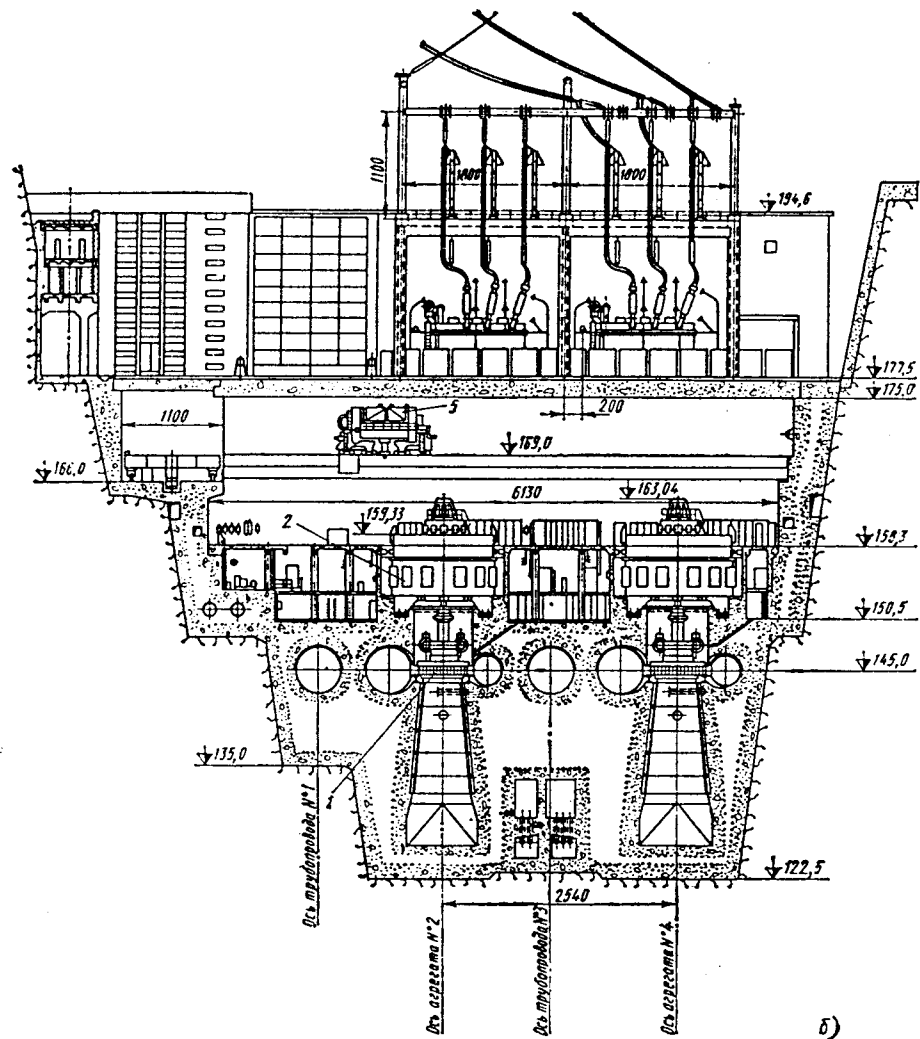
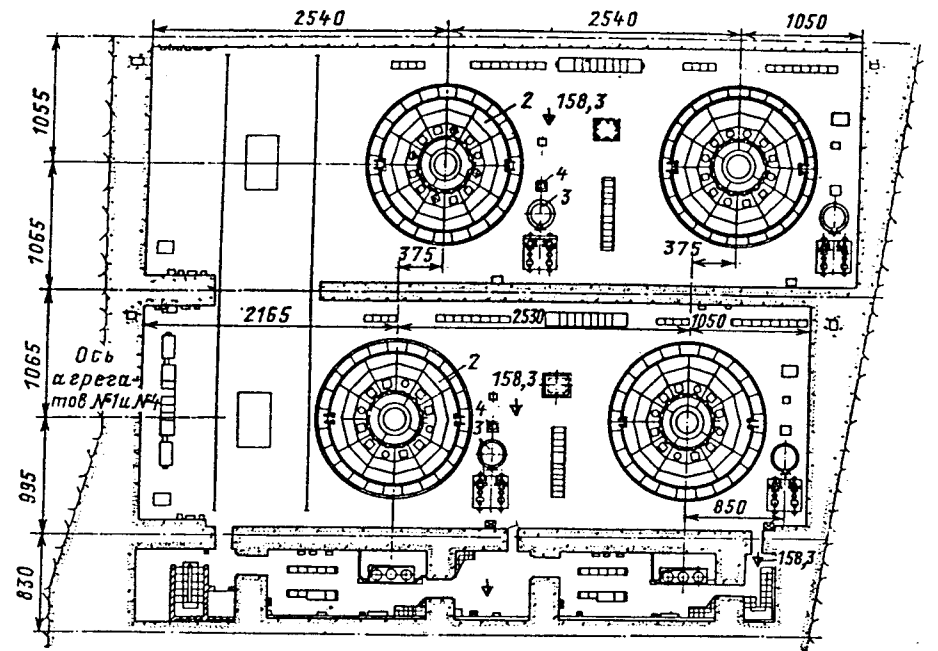
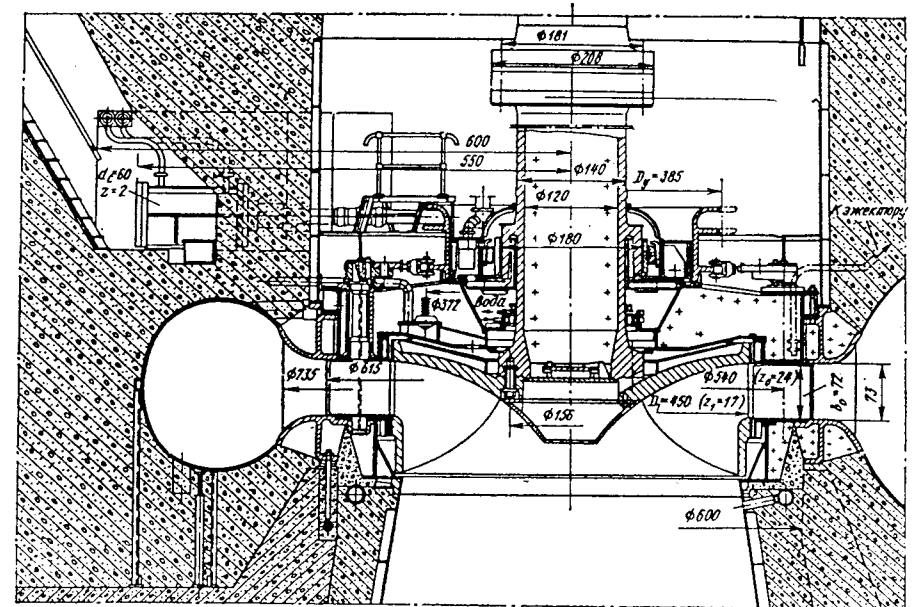


Рис. 10.14, б



б)



в)

Рис. 10.14, а, в

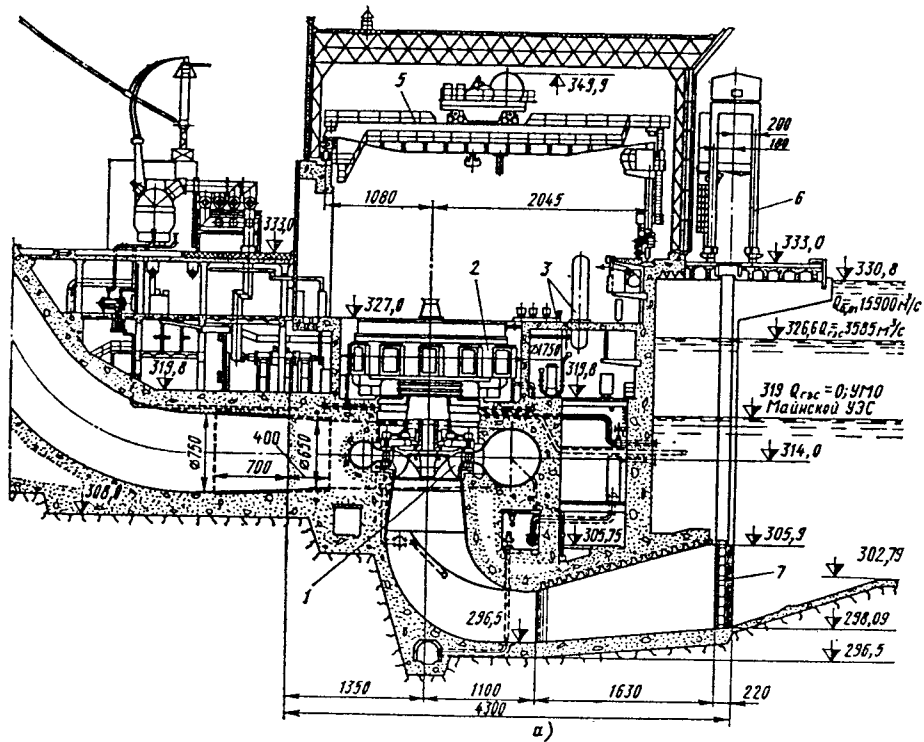


Рис. 10.15. Поперечный (а), продольный (б) и план-разрез (в) здания, разрез по гидротурбине (г) Саяно-Шушенской ГЭС:

1 — гидротурбина; 2 — гидрогенератор; 3 — масляная установка; 4 — регулятор частоты вращения; 5 — мостовой кран мазштаба грузоподъемностью 500/100 + 10 т; 6 — козловой кран нижнего бьефа грузоподъемностью 63 т; 7 — плоский скользящий затвор нижнего бьефа

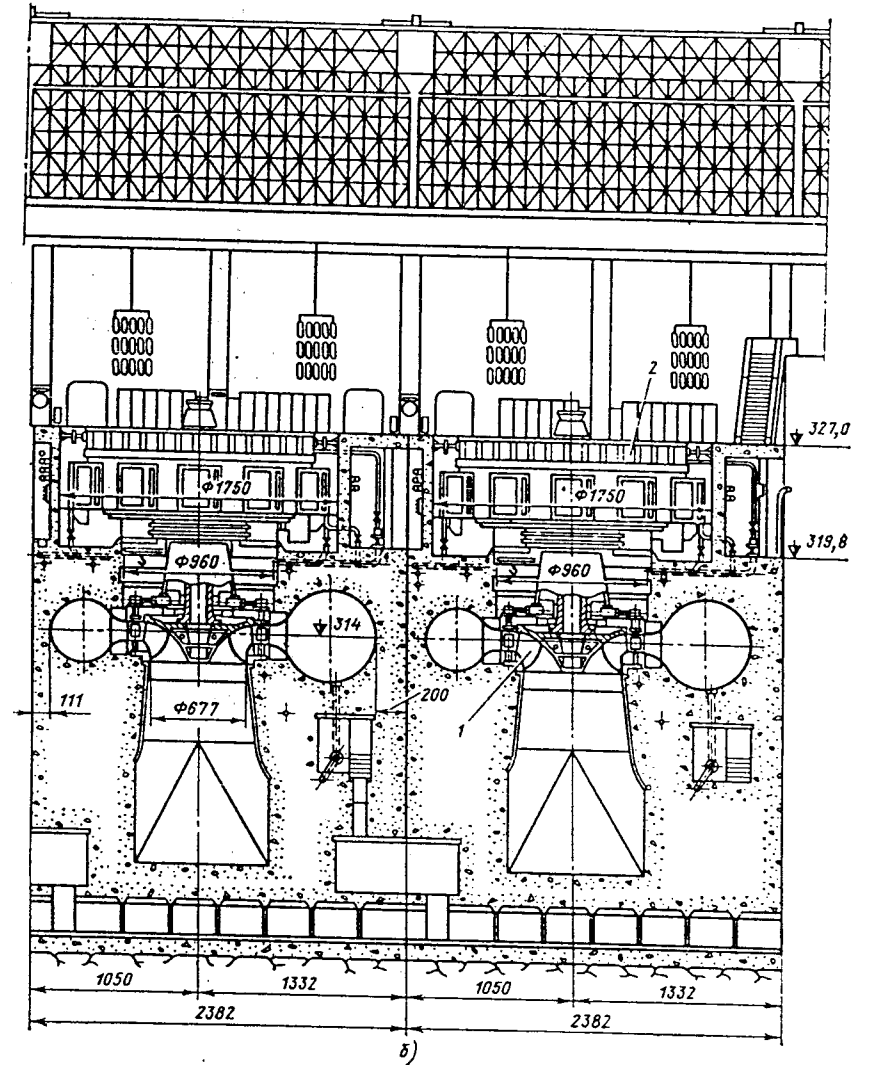
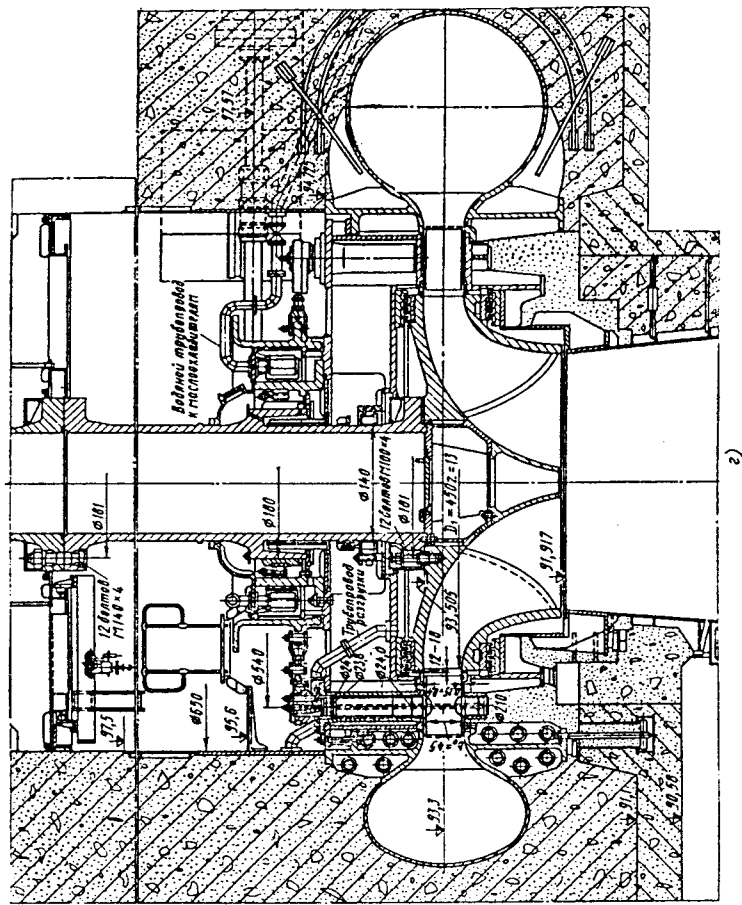
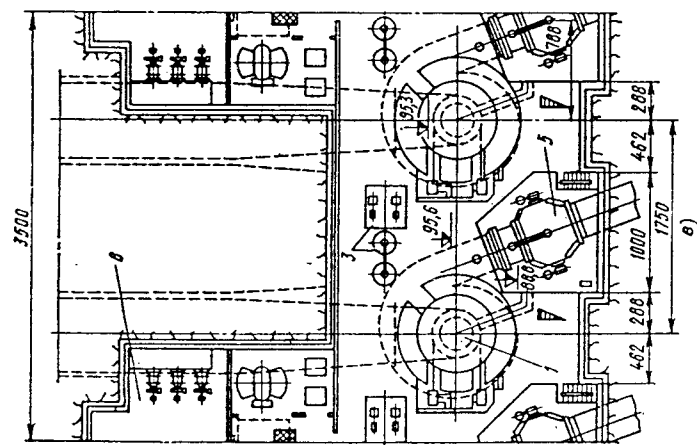


Рис. 10.15, б

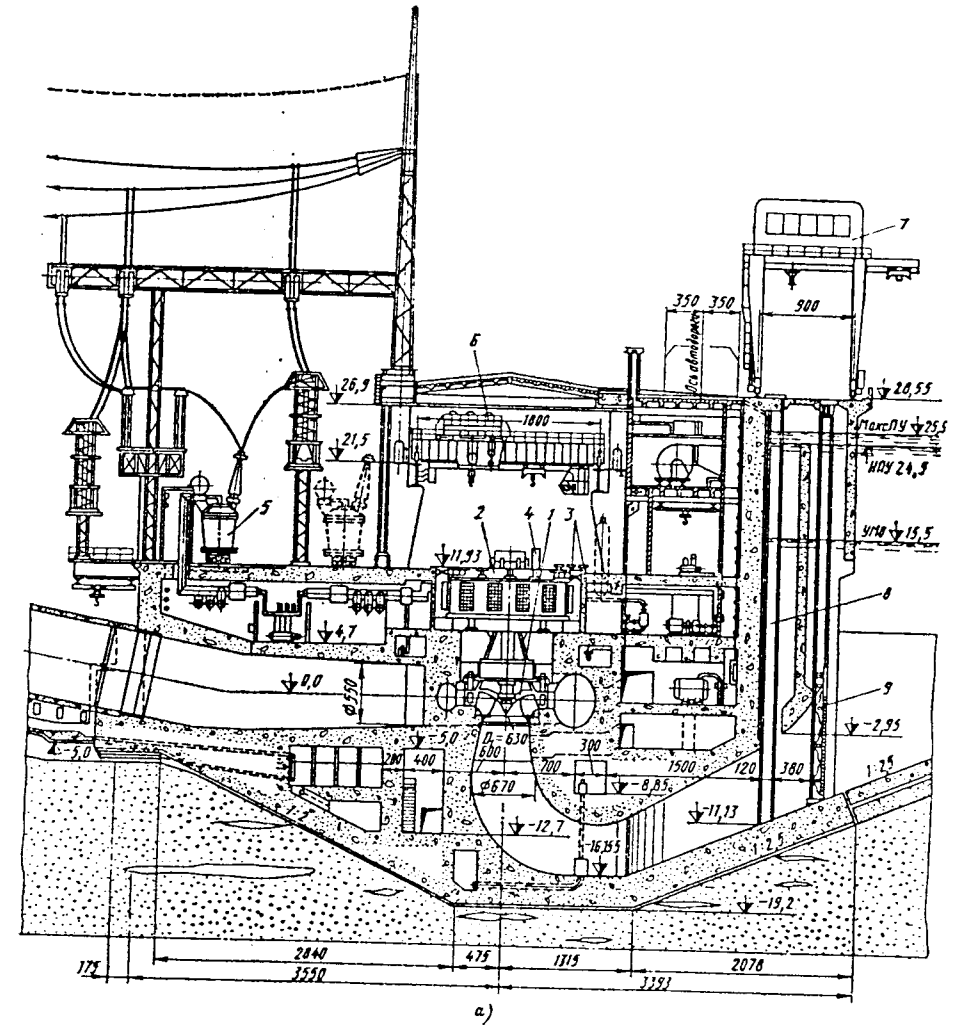


2)

Рис. 10.18, а, з



б)



а)

Рис. 10.19. Поперечный (а), продольный (б) разрезы здания и разрез по гидроагрегату (в) Загорской ГАЭС:

- 1 — насос-турбина; 2 — двигатель-генератор; 3 — маслонапорная установка; 4 — электрогидравлический регулятор частоты вращения; 5 — силовой трансформатор; 6 — мостовой кран машзала; 7 — козловой кран нижнего бьефа; 8 — паз ремонтного затвора; 9 — сорудерживающая решетка

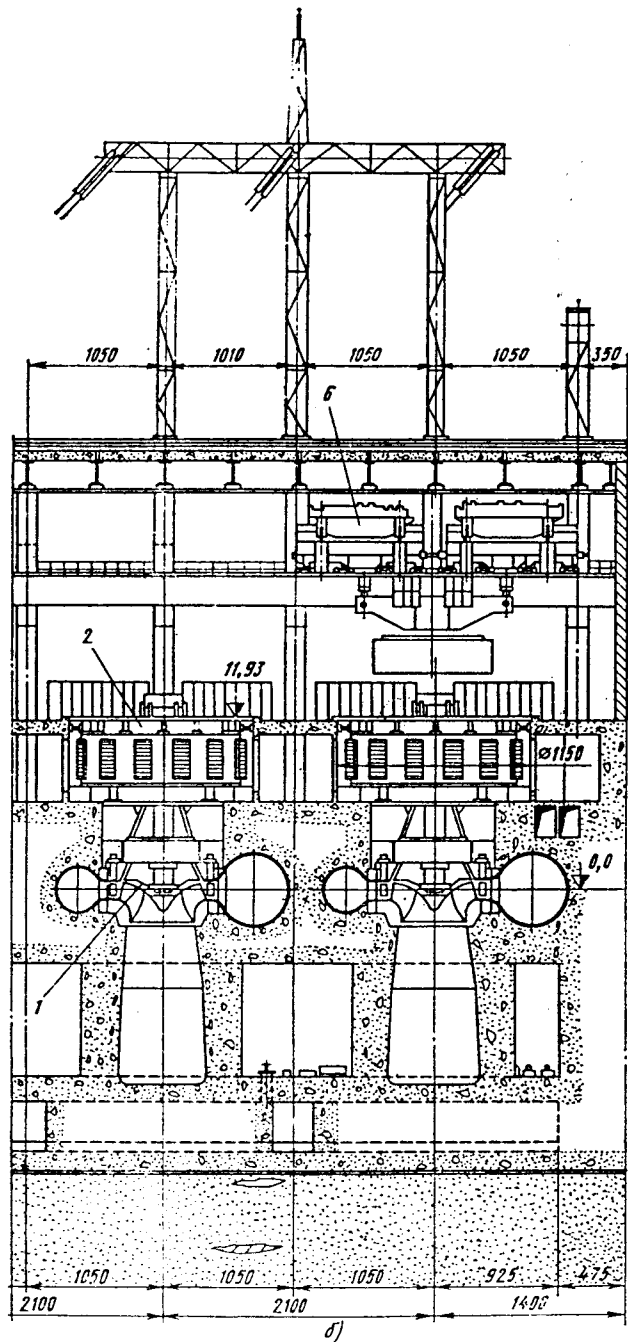
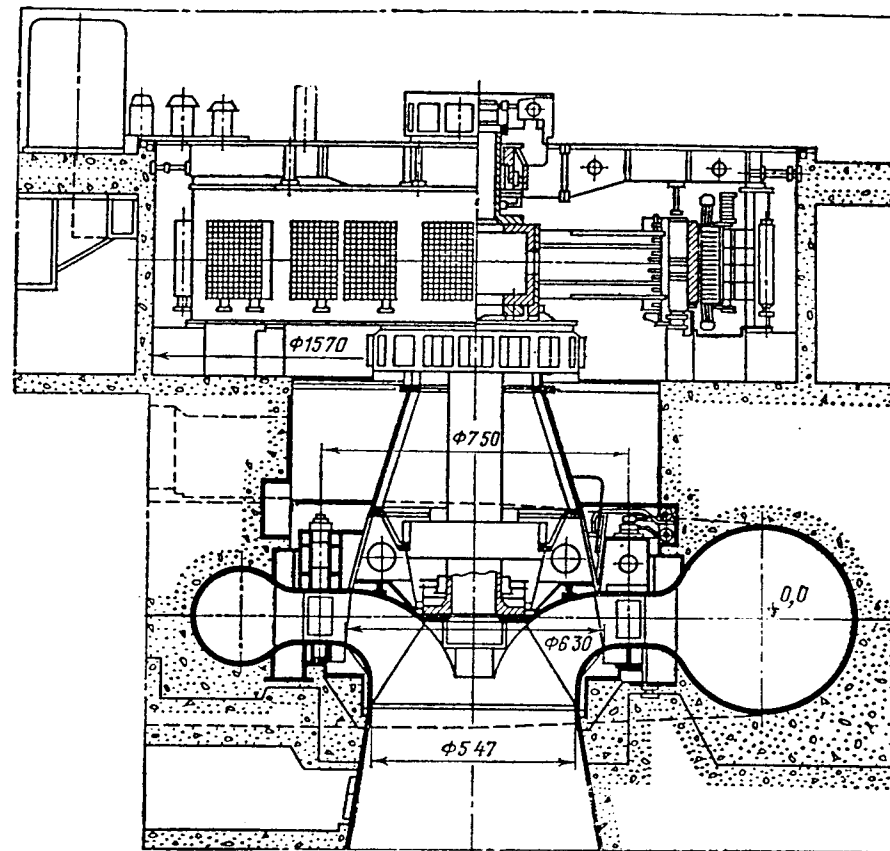


Рис. 10.19, б



а)
Рис. 10.19, а

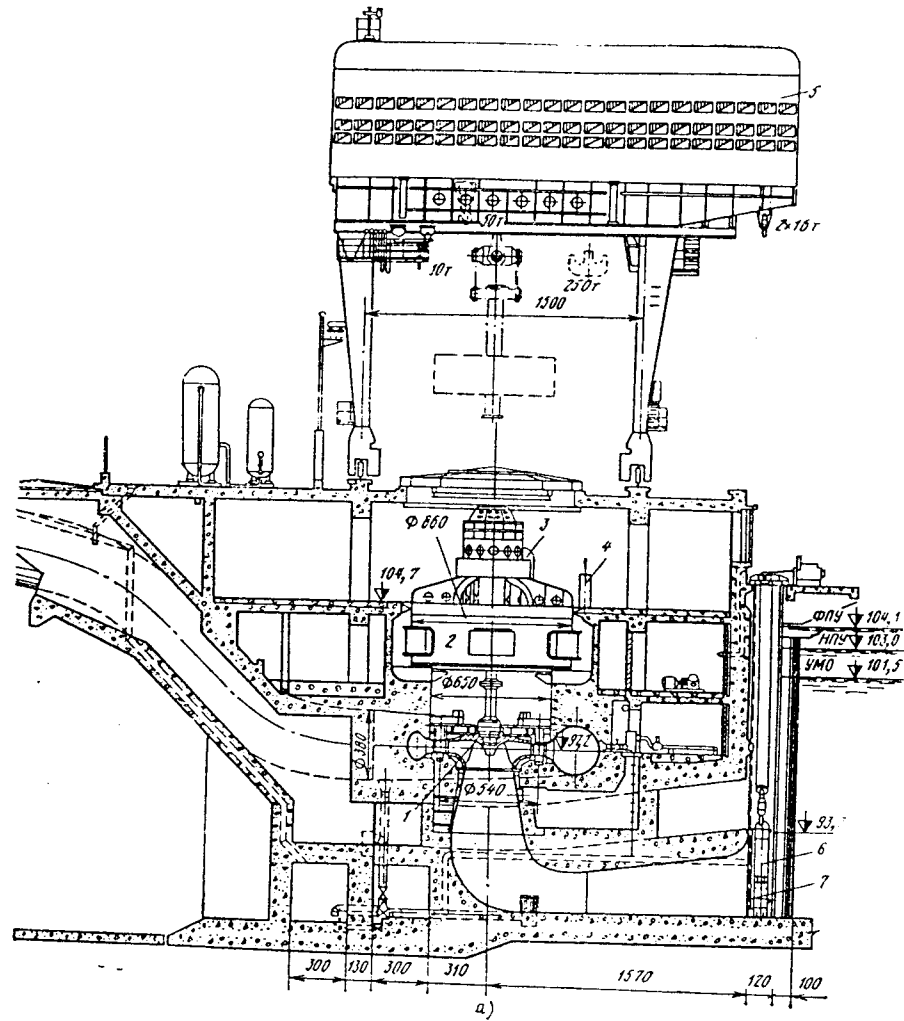
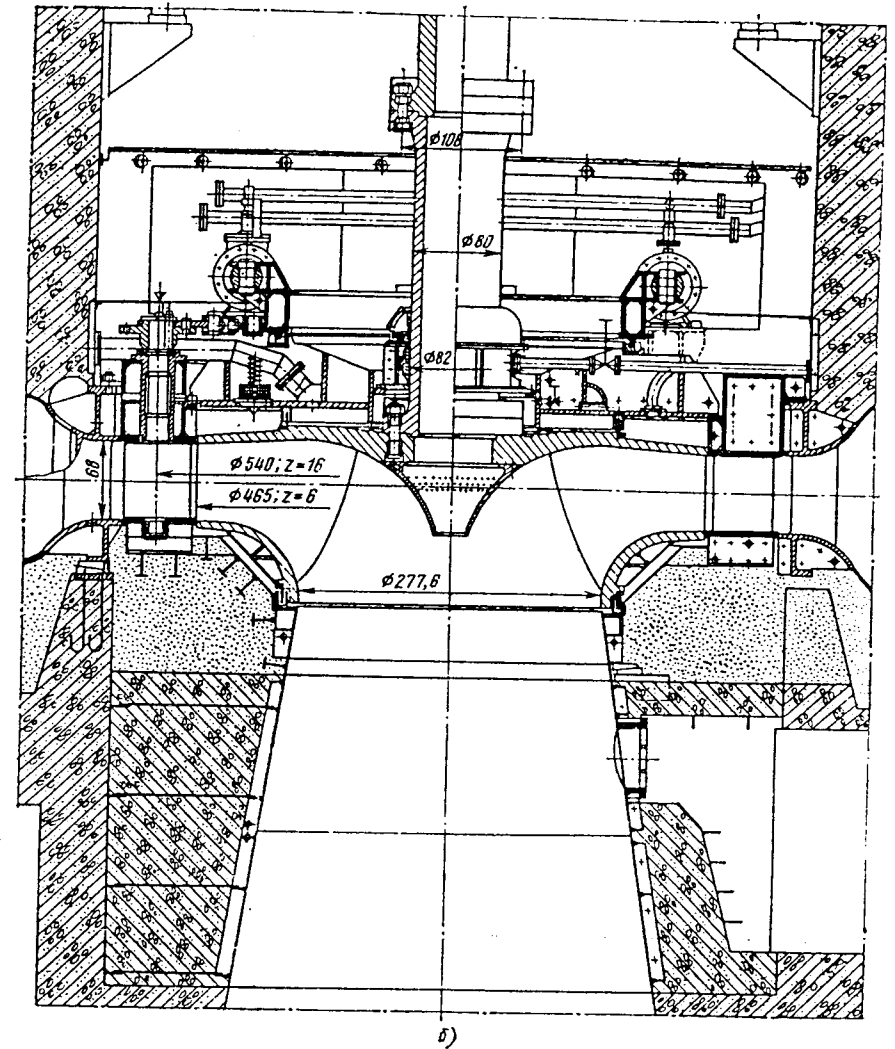


Рис. 10.20. Поперечный разрез здания (а) и разрез
 1 — насос-турбина; 2 — двигатель-генератор; 3 — маслонапорная установка; 4 — регулятор частоты
 него бьефа; 7 — сорордер



обратной гидромашины (б) Киевской ГАЭС:
 вращения; 5 — козловой край грузоподъемностью 250/50 + 10 т, 6 — плоский скользящий затвор ниж-
 живающая решетка

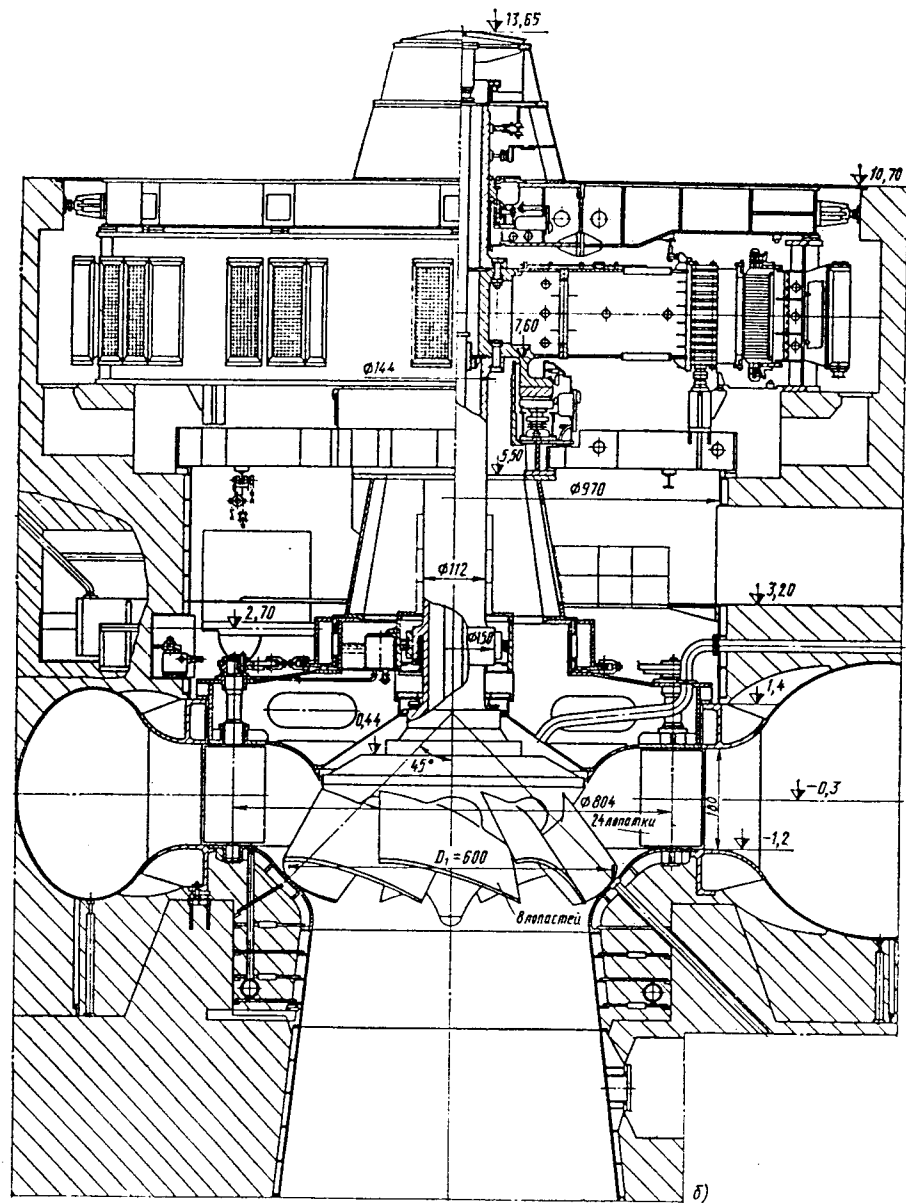
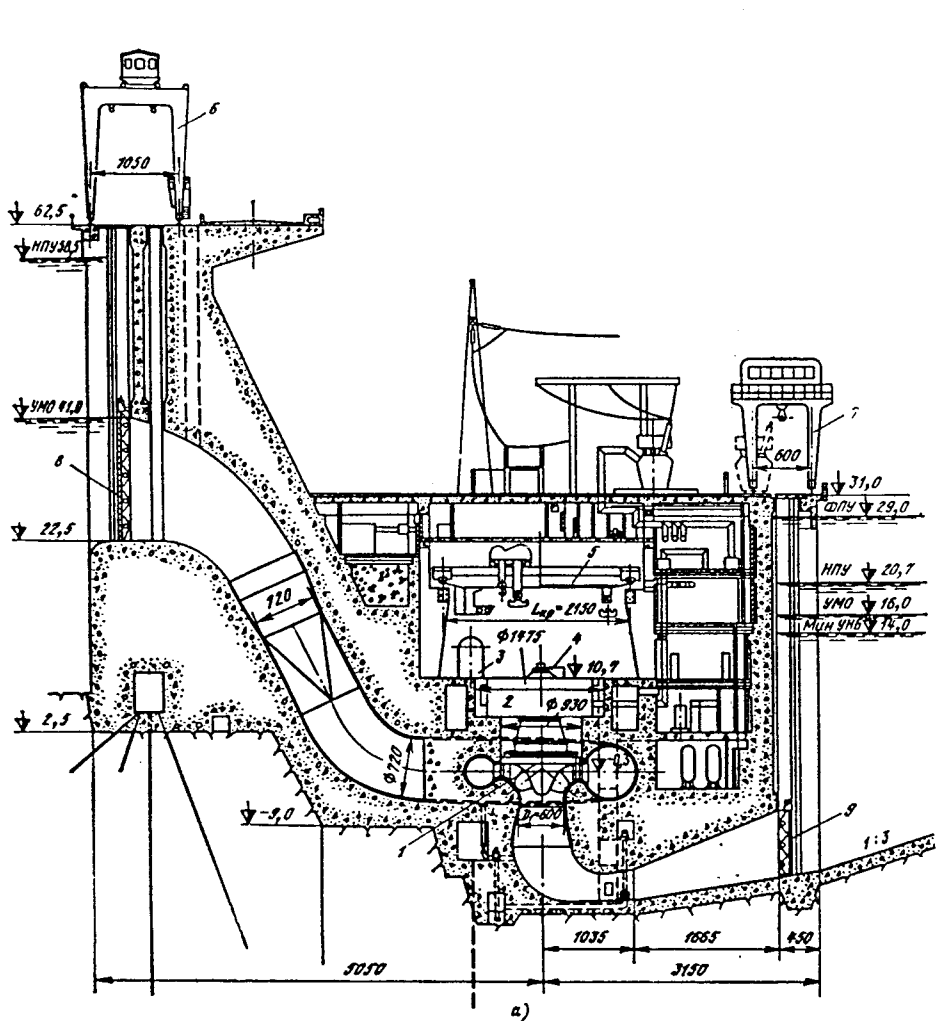


Рис. 10.21. Поперечный разрез здания (а) и разрез по гидроагрегату (б) Константиновской ГАЭС:

1 — насос-турбина; 2 — двигатель-генератор; 3 — масляная установка; 4 — регулятор частоты вращения; 5 — мостовой кран маззала грузоподъемностью 250,63 + 10 т; 6 — козловой кран верхнего бьефа грузоподъемностью 2 × 225,2 × 40 + 10 т; 7 — козловой кран нижнего бьефа 2 × 35 т; 8 — алеский колесный затвор верхнего бьефа; 9 — плоский скользящий затвор нижнего бьефа

Рис. 10.21, б

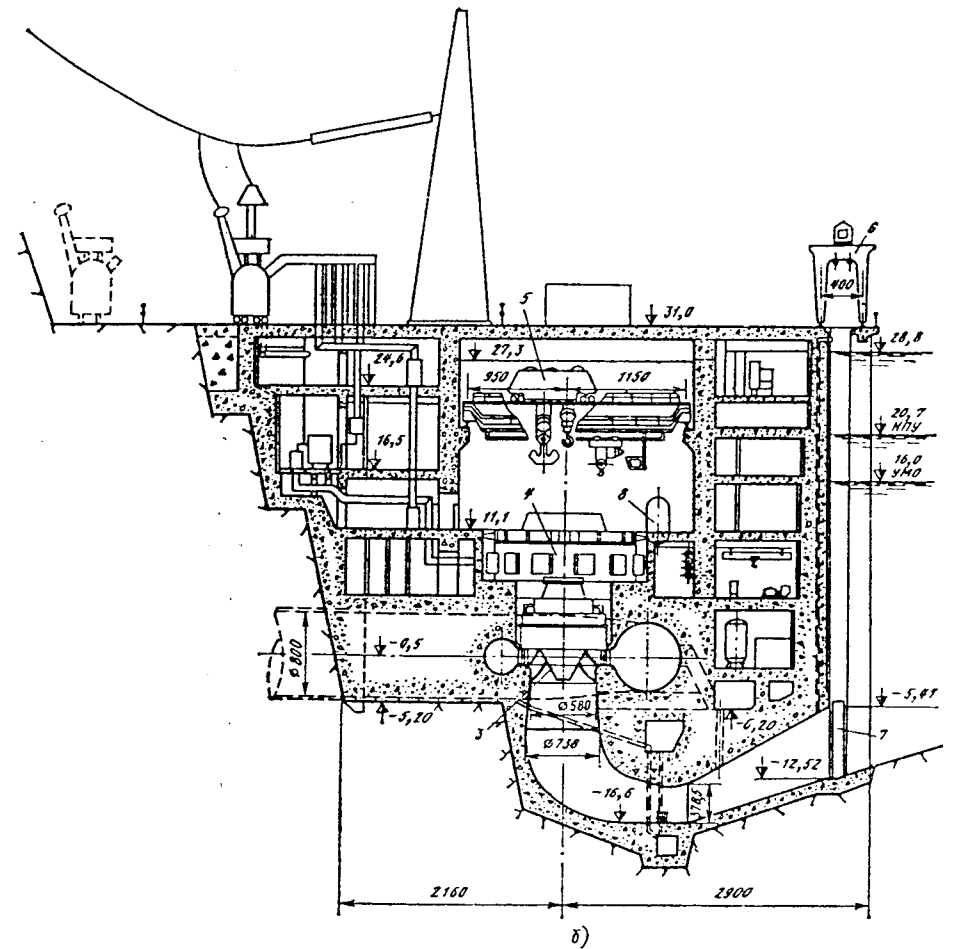
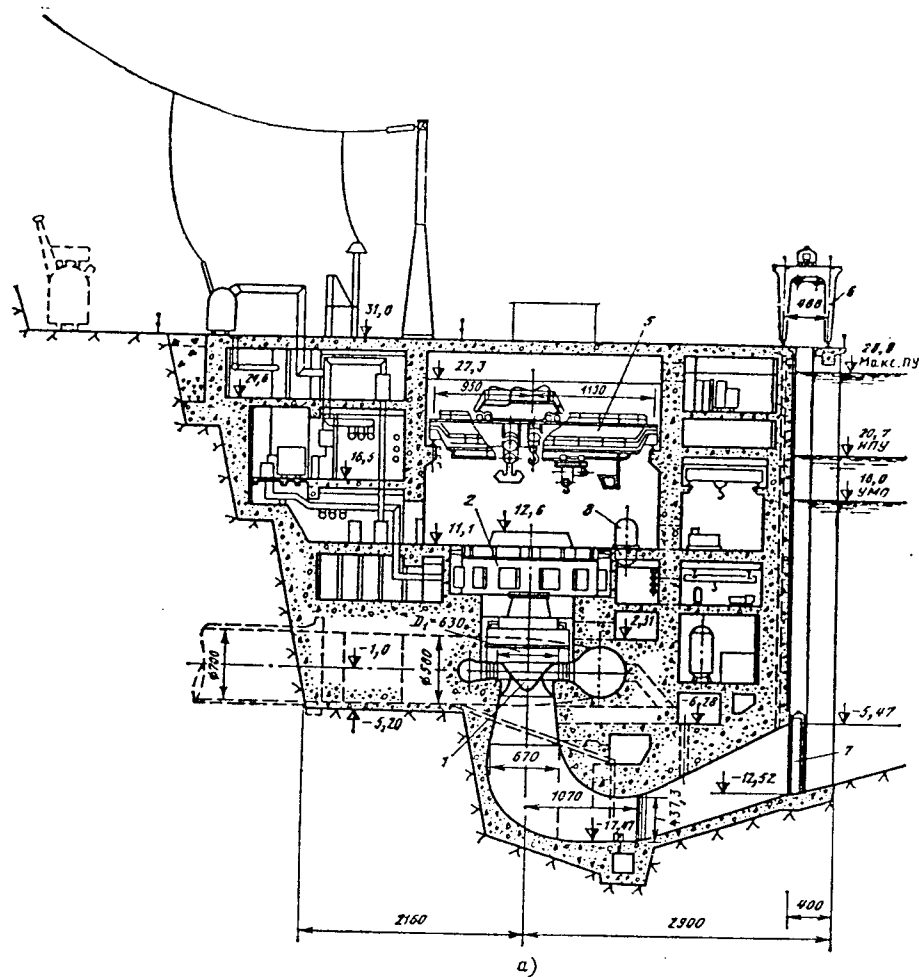


Рис. 10.22. Поперечные разрезы здания Ташлыкской ГЭС-ГАЭС по
 1 — насос-турбина; 2 — двигатель-генератор; 3 — гидротурбина; 4 — гидрогенератор; 5 — мостовой кран
 щий затвор нижнего бьефа;
 6 — коловый кран нижнего бьефа; 7 — плоский скользя-

оси обратимого гидроагрегата (а) и турбинного гидроагрегата (б):
 мшзала грузоподъемностью 500/125 + 10 т; 6 — коловый кран нижнего бьефа; 7 — плоский скользя-
 8 — маслonaпорная установка

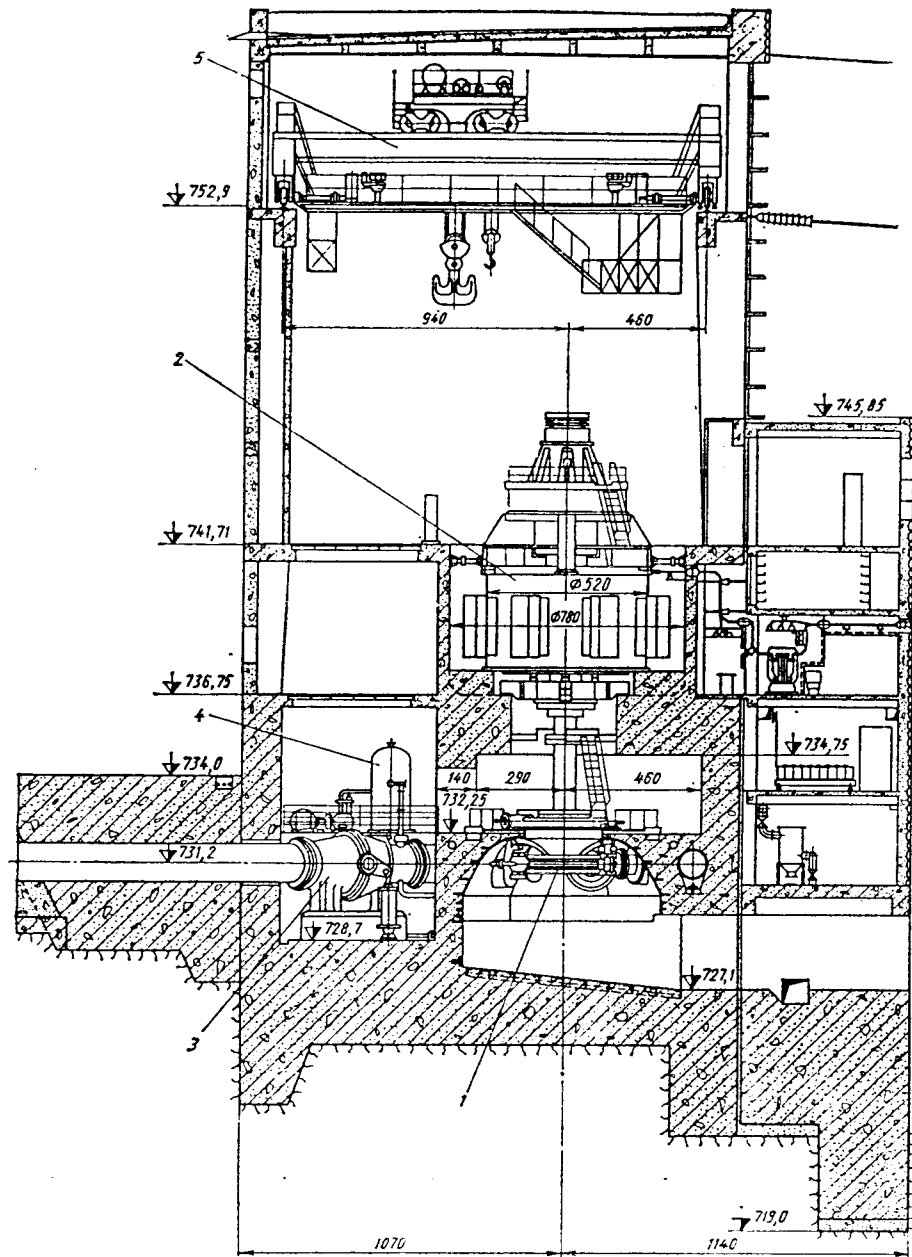
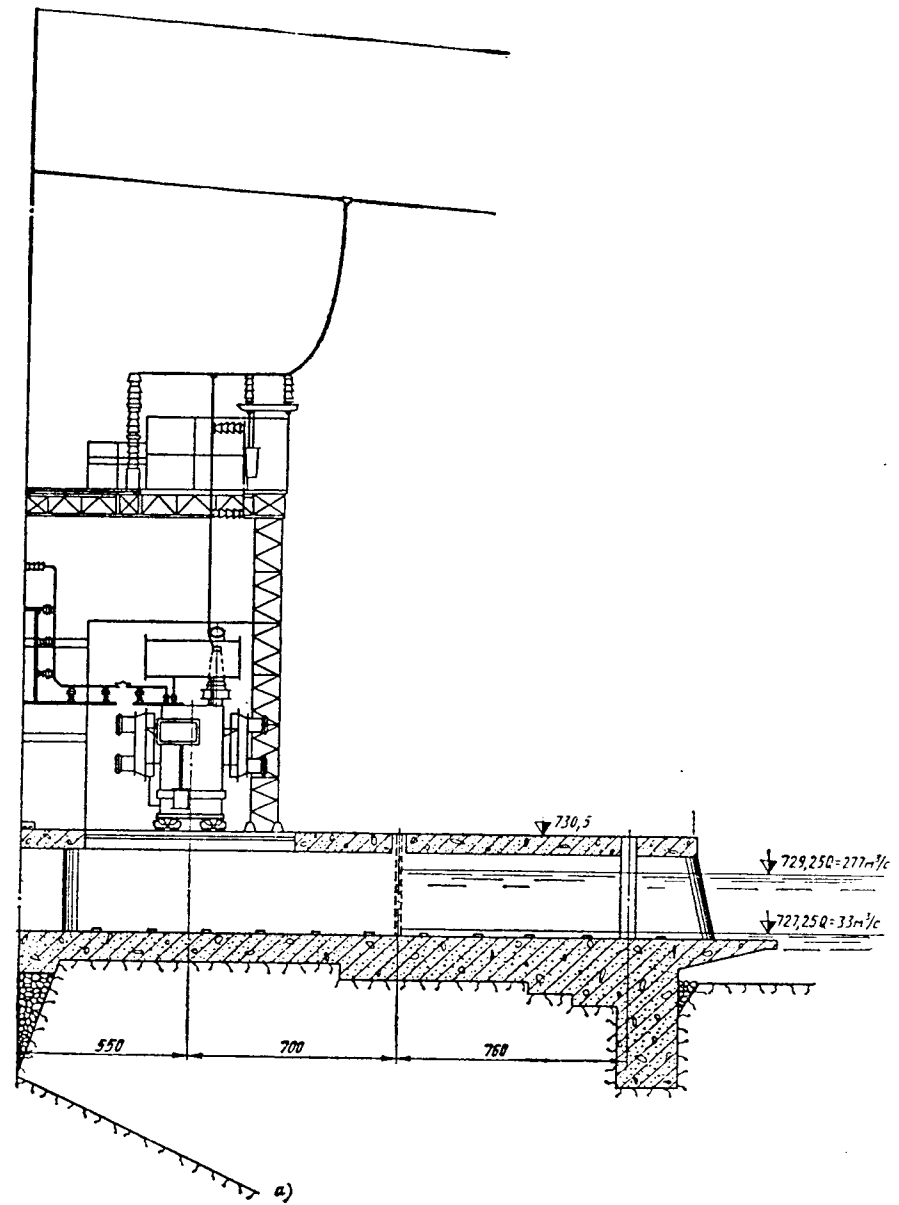


Fig. 10.23. a



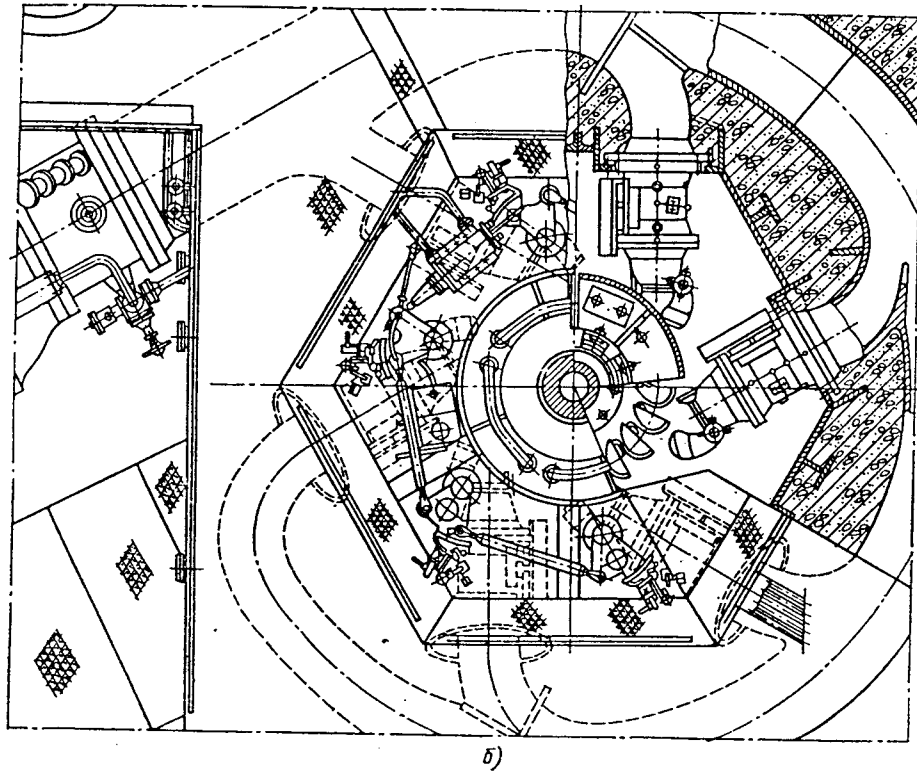


Рис. 10.23. Поперечный разрез здания (а) и план гидротурбины (б) Татевской ГЭС:
 1 — гидротурбина; 2 — гидрогенератор; 3 — предтурбинный шаровой затвор (диаметр 1,3 м, максимальный напор до 700 м); 4 — масляная установка шарового затвора; 5 — мостовой кран машзала грузоподъемностью 150/30 т

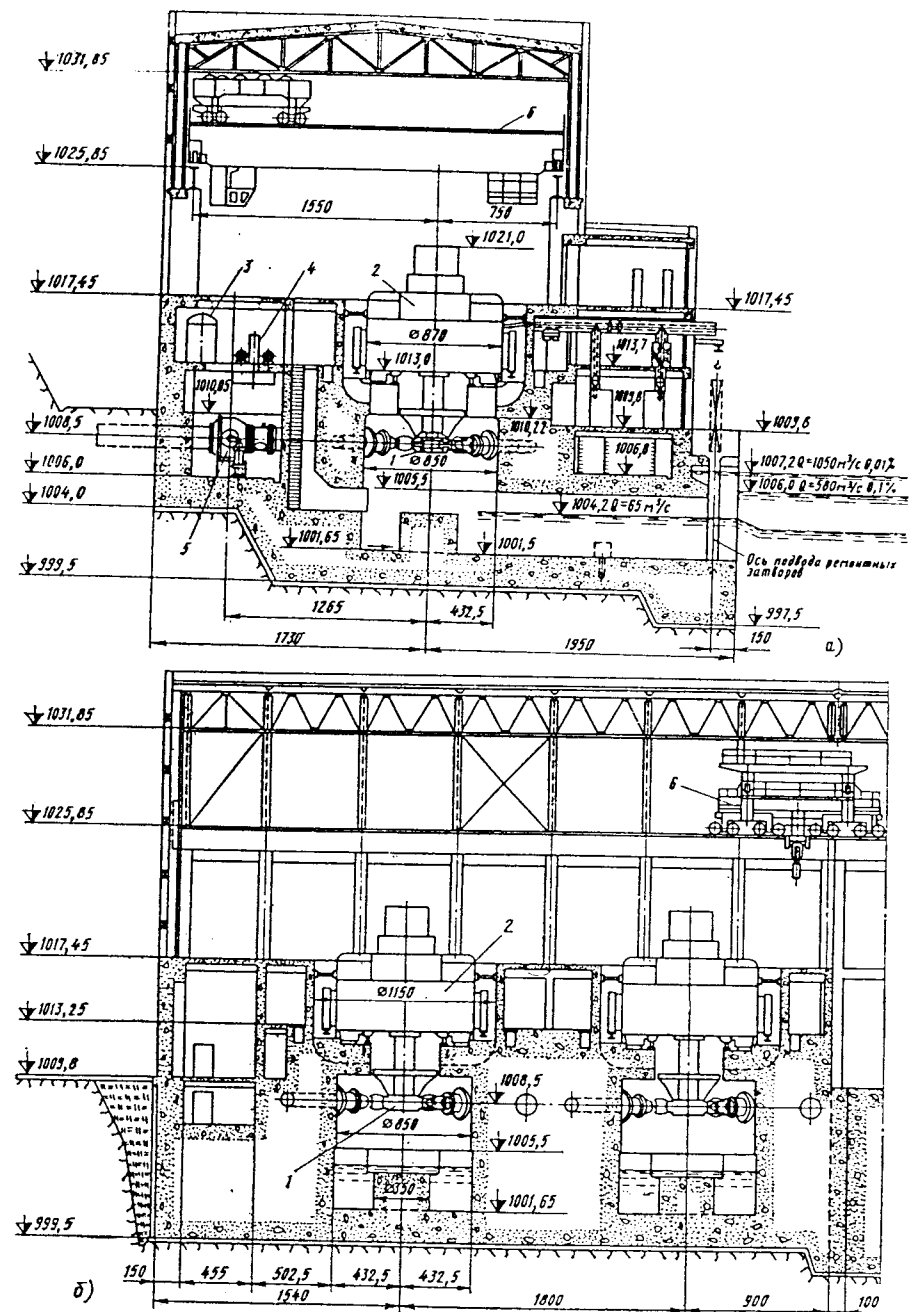


Рис. 10.24. Поперечный (а), продольный (б) разрезы здания, план (в) и разрез (г) по гидротурбине Зарагайской ГЭС:

1 — гидротурбина; 2 — гидрогенератор; 3 — масляная установка; 4 — регулятор частоты вращения; 5 — предтурбинный шаровой затвор (диаметр 1,4 м, напор максимальный до 600 м); 5 — мостовой кран машзала грузоподъемностью 2 × 235,50 + 10 т

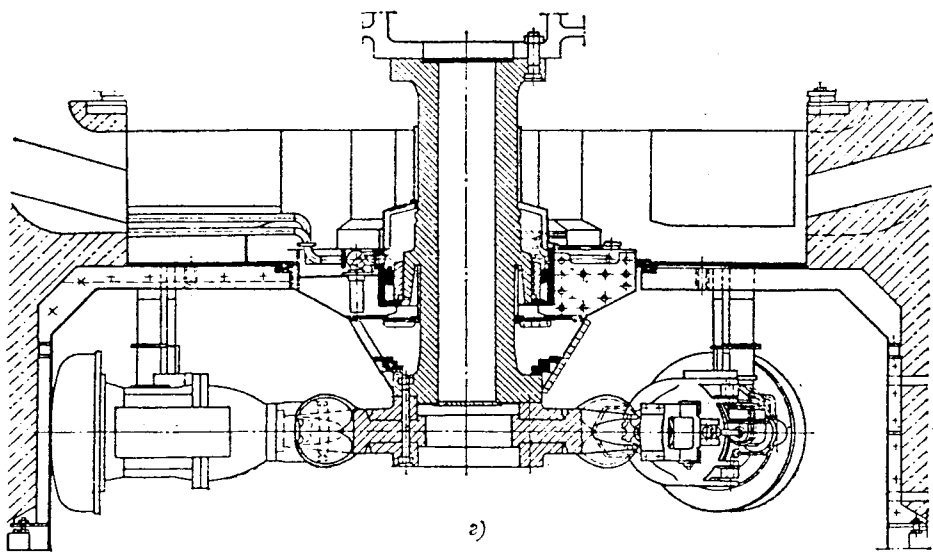
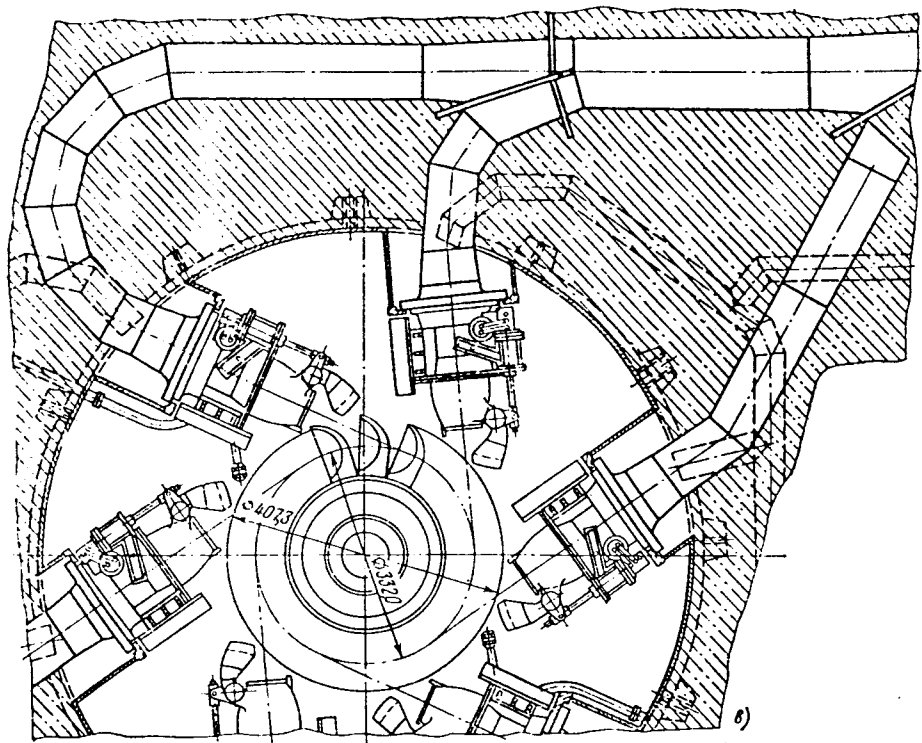


Рис. 10.24, в, г

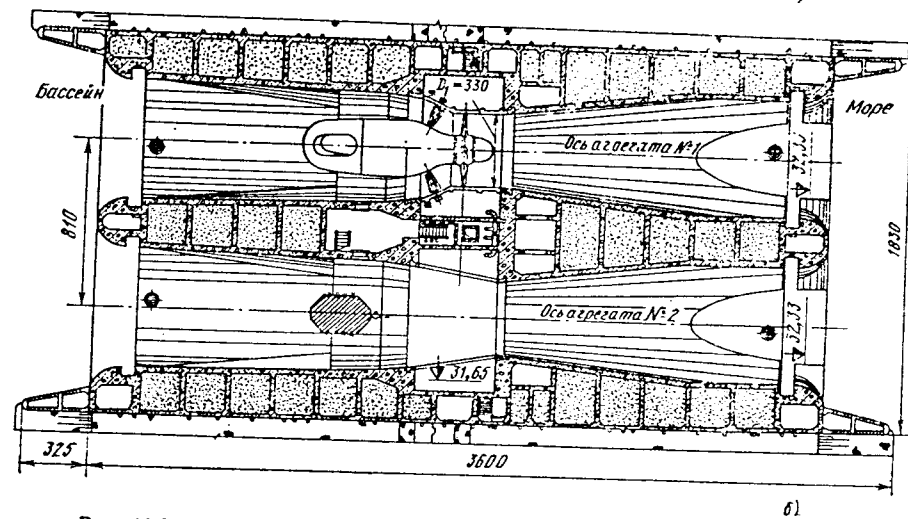
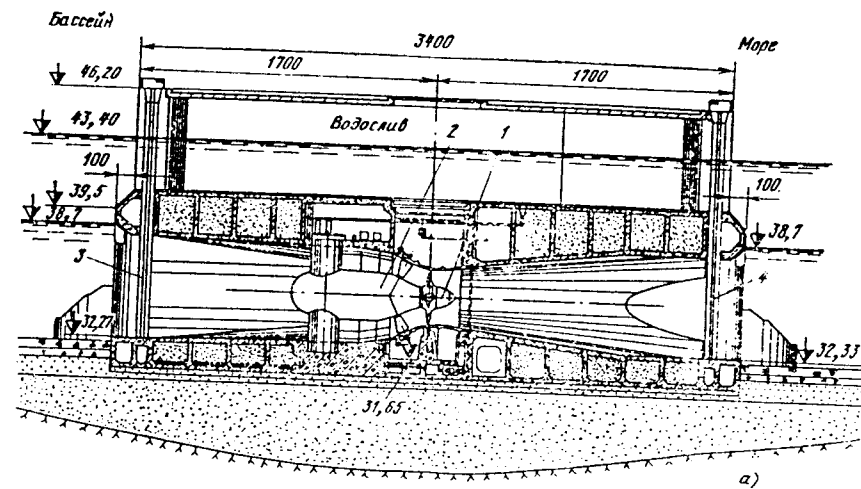


Рис. 10.25. Поперечный разрез (а) и план-разрез (б) Кислогубской ПЭС:
1 — гидротурбина; 2 — гидрогенератор; 3 — паз затвора со стороны бассейна; 4 — паз затвора со стороны моря

10.1. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ГИДРОМАШИН
Таблица 10.1. Поворотно-лопастные горизонтальные капсульные гидротурбины

Гидроэлектростанция, река	Тип гидротурбины	Год изготовления	Изготовитель	Напор, м		Мощность турбины N_r при H_r и N_r , МВт	Расход Q_r при H_r и N_r , м ³ /с	Частота вращения, об/мин		Высота отсасывания H_s при H_r и N_r , м	Полное осевое усилие, МН (гидростатическое)	КПД при N_r и H_r , %	Масса турбины с заключенными частями, т
				расчетный H_r	максимальный			номинальная	разгонная				
Киевская, Днепр	ПЛГК20	1963	ПОАТ ХТЗ	7,7	11,8	5,6	17,2	85,7	200	-0,8	3,0	89	743
				11,2	12,3	11,2	20,6	93,8	210	2,8	91,5	409	
	ПЛГК20	1969	ПОАТ ХТЗ	7,4	14,8	4,7	18,1	85,7	200	-9,4	3,2	88	711
				11	15	8,7	23	93,8	210	3,0	91	409	
Череповецкая (2-я очередь), Шексна	ПЛГК25	Грокрт	ПОАТ ХТЗ	16	20,1	14,2	38,2	115,4	230	-15,5	3,4	93,3	659
				10,6	14,7	6,5	47,3	75	170	7,0	93,5	934	
Енкледская, Кура													
Саратовская, Волга (рис. 10.2)	ПЛГК15	1970	ПО ЛМЗ	10,6	14,7	6,5	47,3	75	170	-11,3	7,0	93,5	934

Продолжение табл. 10.1

Гидроэлектростанция, река	Система регулирования		Расстояние между осями агрегатов, м	Отсасывающая труба		Рабочее колесо (с четырьмя лопастями)		Цал		Направляющий аппарат					
	давление масла, МПа	тип регулятора		тип МПУ	длина на сечении, м	ширина выхода на сечении, м	скорость в выходном сечении, м/с	номер лопастной системы	номинальный диаметр D_1 , м	исполнение	исполнение	длина, м	диаметр, м	масса, т	число лопастей
Киевская, Днепр	4	ЭГРК-150	МНУ 12,5	13,8	27	12	1,8	984	6	СК 1	8,38	37,5	2,4	24	2СП*
Перепядные (2, 3, 4), Ингури	4	ПОК-100	МНУ 12,5	14,2	27	12	2,5	984	6	СК 1	8,3	37,5	2,4	24	2СП
Каневская, Днепр (рис. 10.1)	4	ЭГРК-150	МНУ 20	13,5	24,2	11	2,17	3166	5,5	К	4,15	23	2,2	24	2СП
Череповецкая (2-я очередь), Шексна	4	ЭГРК-150	МНУ 30/2	22,0	35,5	12,0	2,7	548	7,5	К	6,99	49,5	3,375	16	2СП
Енкледская, Кура	4	ЭГРК-150	МНУ 20	13,5	24,2	11	2,17	3166	5,5	К	4,15	23	2,2	24	2СП
Саратовская, Волга (рис. 10.2)	4	ЭГРК-150	МНУ 30/2	22,0	35,5	12,0	2,7	548	7,5	К	6,99	49,5	3,375	16	2СП

* Здесь и в других таблицах цифра обозначает число сервомоторов.

Примечания: 1. Смазка цапф лопаток направляющего аппарата гидротурбины пришедших ГЭС — водяная.
2. Режим синхронного компенсатора на указанных ГЭС не предусматривается.

Таблица 10.2. Поворотно-лопастные осевые

Гидроэлектростанция, река	Тип гидро- турбины	Год изго- товле- ния	Изготовитель	Напор, м			Мощность турбины N при H_p , МВт	Расход Q при H_p , м ³ /с
				расчет- ный H_p	макси- мальный	мини- мальный		
Палакоргская, Выг	ПЛ115	1965	ПО ЛМЗ	8	11,8	7,4	10,2	147
Днепродзержин- ская, Днепр	ПЛ115	1961	ПОАТ ХТЗ	9,9	12,5	8,4	45,4	553
Угличская, Волга	ПЛ115	1939	ПО ЛМЗ	13	14,5	5,3	55	482
Саратовская, Вол- га (рис. 10.3)	ПЛ115	1965	ПО ЛМЗ, ПОАТ ХТЗ	9,7	14,7	4,5	62	744
Варшавские (1, 2, 3, 4), Риони	ПЛ120	1976	ПОАТ ХТЗ	14,9	15,9	14,9	23,8	175
Кегумская (рекон- струкция), Даугава	ПЛ115	1977	То же	11,6	15	10,5	55,6	540
Каховская, Днепр	ПЛ120	1954	»	13,8	16,5	8,9	60,2	564
Горьковская, Волга	ПЛ120	1953	ПО ЛМЗ	12,2	17	8,8	59	585
Кременчугская, Днепр	ПЛ120	1958	ПОАТ ХТЗ	14,2	16,9	9,6	58	490
Нижекамская, Кама	ПЛ120	1978	ПО ЛМЗ	12,4	18,5	6,5	80,5	728
Чебоксарская, Волга (рис. 10.4)	ПЛ120	1980	То же	12,4	18,6	6,5	80,5	728
Майнская, Енисей	ПЛ120	1986	»	16,6	19,6	10,8	110	714
Новосибирская, Обь	ПЛ120	1956	ПОАТ ХТЗ	14,3	19,8	11,5	58,6	500
Рыбинская, Волга	ПЛ120	1940, 1949	ПО ЛМЗ	13,2	20	10,4	65	600
Тюямюнская, Амударья	ПЛ120	1981	ПОАТ ХТЗ	16,4	20	5,2	26	180
Борисоглебская, Паз	ПЛ120	1962	ПО ЛМЗ	19	20,1	16,75	29	174
Чардаринская, Сырдарья	ПЛ130	1966	ПОАТ ХТЗ	15,8	23	10	26	195
Путкинская, Кемь	ПЛ130	1964	ПО ЛМЗ	20,1	23,2	19	29	165
Кайраккумская, Сырдарья	ПЛ130	1954	СТЗ	15	24,5	13,2	20,9	178
Нарвская, Нарва	ПЛ130	1952	ПО ЛМЗ	20,6	25	20,6	48	268
Нижне-Терибер- ская, Териберка	ПЛ140	1984	ПОАТ ХТЗ	21,4	25,9	20,4	27,2	139
Шульбинская (1-я очередь), Иртыш (рис. 10.5)	ПЛ130	1983	То же	23,5	28,3	16,5	120	585
Шульбинская (2-я очередь), Иртыш	ПЛ150	Проект	»	40	48,3	33	230	624
Газалкентская, Чирчик	ПЛ140	1980	СТЗ	25	29,4	21,6	41,5	182
Кривопорожская, Кемь	ПЛ130	1983	»	26	29,9	25,3	46,5	200
Волжская, им. В. И. Ленина, Волга	ПЛ130	1954	ПО ЛМЗ	19	30	14	126	713

вертикальные гидротурбины

Частота вращения, об/мин		Высота отсасыва- ния H_s при H_p и N , м	Осевое ускоре- ние МН		КПД при H_p и N , %	Масса турбины с заклад- ными частями, г	Система регулирования		
номи- нальная	разгон- ная		пол- ное	гидрав- лическое			давле- ние масла, МПа	тип регулятора	тип МНУ
68,2	160	+4	3,1	2,5	89,5	224,1	2,5	РКМ-100	МНУ 4
51,7	108	+1	10,5	8,4	85,0	876	4	ЭГРК-150	МНУ 34
62,5	165	+1,1	13,5	86	1257	876	4	К-350	В-35
50	110	-0,9	14	10	88	1173	4	ЭГРКМ-150	МНУ 25
115,4	235	-3,5	3,6	3,06	93,1	230	4	ПОК-100	МНУ 5,6
55,6	110	-0,9	14,2	8,7	90,1	815	4	ЭГРК-150	МНУ 20
62,5	150	-1,5	10	7,05	78,6	710	2,5	РК-200	МНУ 20
62,5	134	-1	9,7	4,05	86,8	1136,3	2,5	УК-250	МНУ 27
62,5	135	-3	9,5	7,4	85,8	722	2,5	РК-200	МНУ 20
57,7	119	-2,7	15,65	7,5	90,9	1400	4	ЭГРК-200	МНУ 30
57,7	119	-2,7	15,65	7,5	90,9	1400	4	ЭГРК-200	МНУ 30
62,5	135	-4,8	17,4	13,9	93	1450	4	ЭГРК-150	МНУ 30
62,5	134	-3	11,5	8,82	83,6	751,9	2,5	РК-200	МНУ 20
62,5	165	-3	15,55	86	1257	2,5	УК-250	МНУ 27	
88,2	210	1,3	4,9	4,2	90,1	310	4	ЭГРК-100	МНУ 8
115,4	260	-2,3	4,1	3,5	89,7	184,2	2,5	ЭГРК-100	МНУ 4
115,4	250	-3,0	4,5	4,45	86	260	4	ЭГРК-100	МНУ 5,6
115,4	260	-2,5	4,7	4,1	89,5	182	2,5	ЭГРК-100	МНУ 4
125	250	-2,4	5,08	4,28	80,5	308	2,5	РК-150	МНУ 7
88,2	180	+0,1	8,2	6,45	89	634,5	2,5	УК-150	МНУ 14
150	290	-3,5	3,75	3,30	91,8	200	4	ЭГРК-100	МНУ 6,3
75	150	-8,3	18,65	17,0	92	1060	4	ЭГРК-150	МНУ 16
93,8	190	-11,8	28,85	25	93,7	1060	4	ЭГРК-150	...
136,4	270	-3,5	6,02	5,2	93,5	335	4	ЭГРК-150	МНУ 8
136,4	280	-6	6,45	5,5	93,6	340	4	ЭГРК-100	МНУ 8
68,2	140	-4,5	23,5	18,64	94,5	1401	2,5	РКО-250	МНУ 32

Гидроэлектростанция, река	Расстояние между осями агрегатов, м	Диаметр шахты гурбины, м	Спиральная камера				Отсасывающая труба			
			площадь входного сечения, м ²	максимальная ширина в плане, м	угол окр. та, град	тип	длина, м	высота, м	ширина выходного сечения, м	скорость в выходном сечении, м/с
Палакоргская, Выг	17,7	8,3	26	14,7	180	ЖБ	22	10,53	13,5	2,5
Днепродзержинская, Днепр	28,6	12,0	94,7	23,5	180	»	37,2	17,8	23,5	2,83
Угличская, Волга	27,0	12,3	88	23	192	»	30,35	17,2	20	3,15
Саратовская, Волга (рис. 10.3)	45	13,5	44	40	136	»	39	24,3	40	2
Варшихские (1, 2, 3, 4), Риони	18,5	7	27,4	13,2	189	»	22,5	12,15	13,2	2,4
Кегумская (реконструкция), Даугава	26	12	95,9	23,5	180	»	37,2	17,81	23,5	3
Каховская, Днепр	26,5	10,4	65,45	22	180	»	32,8	12,35	21,5	3,22
Горьковская, Волга	25	12,3	88,2	23	192	»	32,5	17,21	22	3,6
Кременчугская, Днепр	26,5	10,4	82,2	20,5	180	»	32,8	15,3	20,5	3,17
Нижнекамская, Кама	29	13,6	45	26,5	210	»	40,5	25,5	24	2,87
Чебоксарская, Волга (рис. 10.4)	29	13,6	45	26,5	210	»	40,5	25,5	24	2,41
Майнская, Енисей	30	13,6	31,8	26,5	210	»	40,5	24,3	26,5	2,48
Новосибирская, Обь	25	10,4	68,53	21,5	180	»	32,75	15,36	18	3,47
Рыбинская, Волга	27	12,3	88	23	192	»	30,35	17,2	18	3,9
Тюямуюнская, Амурдарья	17,5	7,6	25,85	15,8	180	»	22	13,38	15	2,3
Борисоглебская, Паз	27	6,6	47,5	15,5	270	»	25,5	12,32	15,6	3,94
Чардаринская, Сырдарья	15	6,8	26,6	13	180	»	21	9,575	13	2,5
Путкинская, Кемь	17,7	6,6	33,8	15	270	»	20	9,57	12,5	3
Кайраккумская, Сырдарья	17	6,9	25,0	12	195	»	27	9,57	12	2,98
Нарвская, Нарва	20,2	8,7	37,2	16,7	192	»	30	12,57	15,2	2,59
Нижне-Териберская, Териберка	—	6	21,7	11,6	187	»	19,3	10,3	11,6	2,1
Шульбинская (1-я очередь), Иртыш (рис. 10.5)	29	8,5	71,1	26	225	»	35,35	22,95	38	1,27
Шульбинская (2-я очередь), Иртыш	29	8,5	71,1	26	225	»	35,35	22,95	38	1,83
Газалкентская, Чирчик	20	7	25,1	17	225	»	24,1	12,4	17	2,55
Кривопорожская, Кемь	16,5	7,1	97,57	14	210	»	22,5	13	13,8	2,5
Волжская, им. В. И. Ленина, Волга	28	12,2	63	25	135	»	42	20,83	24	2,87

Рабочее колесо			Цал				Направляющий аппарат				
номер лопастной системы	номинальный диаметр D, м	число лопастей	масса т	исполнение	диаметр м	длина м	масса т	высота, в. м	диаметр D, м	число лопастей	тип серво мотора
661	5,5	4	42	СК	0,75	9,585	13,72	2,2	6,4	24	СПШ
661	9,3	4	187,3	»	1,33	5,14	33,4	3,72	10,8	32	ЧСТ
91	9	4	304,09	К	1,27	4,8	87,8	3,7	10,8	32	СП
661	10,3	4	260	СК	1,3	6,86	50,2	4,275	11,95	32	2СП
811	5	4	35,7	»	0,6	6,64	17,2	2,15	6	24	2СПК
811	9,3	4	155,5	»	1,3	9,89	48,38	3,72	10,8	32	4СП
548	8	4	200	К	1,1	7,5	47,8	3,2	9,3	32	СП
510	9	4	301,37	К	1,27	4,8	44,2	3,7	10,8	32	»
661	8	4	148,9	СК	1,3	5,76	43,5	3,2	9,3	32	2СП
811	10	4	252,5	»	1,4	10,865	55,4	4,3	12	28	4СП
811	10	4	258,8	»	1,4	10,86	55,4	4,3	12	28	»
811a	10	4	270	»	1,4	11,39	70	4,3	12	28	СП
548	8	4	167,3	К	1,12	7,5	47,86	3,2	9,3	32	СПШ
91	9	4	304	»	1,27	4,8	87,8	3,7	10,8	32	4СП
811	5,5	4	46,72	СК	0,77	8,4	17,9	2,365	6,6	24	»
661	5	4	28,9	»	0,75	5,64	10,71	2	5,8	24	СПШ
661	5	4	33,6	»	0,7	6,22	16,8	2	5,8	24	2СТ
661	5	4	29	»	0,75	5,64	10,7	2	5,8	24	СПШ
495	5	4	60	»	0,7	...	17	2	5,8	24	2СП
495	6,6	6	152,58	К	0,9	3,9	18,81	2,64	7,7	24	СП
587a	4,3	5	36	»	0,7	6,475	7,5	1,61	5,1	20	»
1075	8,5	7	300	СК	1,6	12,3	120	2,98	10,2	28	4СП
1075	8,5	7	300	»	1,6	12,3	120	2,98	10,2	28	4СП
587a	5	6	53,8	»	0,85	7,28	23,66	1,88	6	24	2СП
800	5	5	70	»	0,75	7,975	22	2	6	24	»
587	9,3	6	426,5	К	1,42	5,195	59,73	3,5	10,8	32	»

Гидроэлектростанция, река	Тип гидро- турбины	Год изго- товле- ния	Изготовитель	Напор, м			Мощность турбины N при H_p МВт	Расход Q при H_p и N , м ³ /с
				расчет- ный H_p	макси- мальный	мини- мальный		
Волжская им. XXII съезда КПСС, Волга	ПЛ30	1961	ПО ЛМЗ	19	27	14	126	713
Вилуйская-3, Вилуй	ПЛ40	Проект	ПОАТ ХТЗ	22,7	32	18,3	92,5	444
Иркутская, Ангара	ПЛ40	1956	То же	26	31,5	25	90	400
Павловская, Белая	ПЛ40	1958	»	22	32	21	42,5	233
Ондская, Нижний Выг	ПЛ40	1954	ПОАТ ХТЗ	26	32,5	25,3	20,8	91,5
Новская (до ре- конструкции), Иова	ПЛ40	1960	То же	32	36	31	41,5	145
Новская (после реконструкции), Иова	ПР40	1981	ПО ЛМЗ	31	36	30	48	167
Учкурганская, Нарын	ПЛ40	1961	То же	25,75	36	18,5	41,75	186,5
	ПЛ40*	1962	»	25,75	36	18,5	45,5	207
Ходжикентская, Чирчик	ПЛ40	1976	СТЗ	34	37,5	28,5	57	183,6
Кумская, Кума	ПЛ40	1962	ПОАТ ХТЗ	32	38	29	41,5	147
ДнепроГЭС-2, Днепр	ПЛ40	1972	То же	34,3	38,3	30,2	107	336
Крапивинская (1-я очередь), Томь	ПЛ60	1984	»	36,3	44,7	20,3	103	314
Мамаканская, Мамакан	ПЛ50	1960	ПОАТ ХТЗ	45	46,5	31,8	22,2	55,3
Усть-Хантайская, Хантайка	ПЛ60	1969	СТЗ	45,8	54	26,5	58,8	146,5
Днестровская, Днестр (рис. 10.7)	ПЛ60	1981	ПОАТ ХТЗ	40	54,5	28	119,5	327,5
Шамхорская, Кура	ПЛ60	1981	То же	47,5	55	37,8	195	445,7
Худаферинская, Аракс	ПЛ60	Проект	»	41,5	57,25	31,7	51,5	134,4
Миатлинская, Сулак	ПЛ60	1983	»	46	59	39	113	266
Верхнетуломская, Тулома	ПЛ70	1963	ПО ЛМЗ	55	62	51,6	58,7	118
Перепадная-1, Ингури	ПЛ70	1969	ПОАТ ХТЗ	59	67	57	70	132
Вилуйская-1, Вилуй	ПЛ70	1963	То же	55	68	48	79,5	164
Серебрянская-1, Воронья	ПЛ80	1969	ПО ЛМЗ	75,5	82,7	71	68,3	...
Серебрянская-2, Воронья	ПЛ70	1971	То же	62,5	64	59,7	68,3	...

Частота вращения, об/мин		Высота отсасыва- ния H_s при H_p и N , м	Осевое усилие, МН		КПД при H_p и N , %	Масса турбины с заклад- ными частями, т	Система регулирования		
номи- нальная	разгон- ная		плэ- ное	гидрав- лическое			давле- ние масла, МПа	тип регулятора	тип МНУ
68,2	132	-4,5	21,5	18,55	94,5	1320	2,5	РКО-250	МНУ 32
88,2	185	-9,3	16,3	13,5	93,7	845	4	ЭГРК-150	МНУ 20
83,3	167	-5	1,5	1,17	86,5	1088	2,5	РК-200	МНУ 20
88,2	180	-4	0,82	...	88,9	373,3	2,5	РК-150	МНУ 14
150	320	-0,8	3,75	2,82	89	157,4	2,5	РК-100	МНУ 4
136,4	275	-4	5,9	...	90,25	270	2,5	РК-150	МНУ 5,6
136,4	275	-4,5	4,95	4,50	93	191,5	2,5	РК-150	МНУ 5,6
115,4	255	-4,5	7,5	5,4	88,8	326	2,5	РК-150	МНУ 10
115,4	255	-1,9	7,5	6,56	87,8	311	2,5	РК-150	МНУ 10
150	310	-4,4	7,45	6,63	93,45	325	4	ЭГРК-150	МНУ 8
136,4	275	-5	6,13	...	90,3	270	2,5	РК-150	МНУ 5,6
107,1	215	-4	14,3	12,5	94,3	563	4	ЭГРК-150	МНУ 16
125	260	-7,7	16,55	11,75	93,15	550	4	ЭГРК-150	МНУ 20
214,3	460	-11,3	2,38	...	91	150	2,5	РК-100	МНУ 1,6
187,5	...	-4,5	...	7,8	89,4	350	4	ЭГРК-100	МНУ 5,6
125	260	-1,2	15,8	14,3	93	511	4	ЭГРК-150	МНУ 20
107,1	220	-8,7	22,9	19,85	93,45	875	4	ЭГРК-150	МНУ 30
166,7	355	-2,9	9	8,2	93,8	285	4	ЭГРК-150	МНУ 10
125	270	-5,5	16,7	9,65	94,3	470	4	ЭГРК-150	МНУ 20
187,5	415	-5	8,7	8,06	92,2	277	2,5	ЭГРК-100	МНУ 5,6
187,5	390	-9	9,1	8,35	91,3	335	4	ЭГРК-100	МНУ 5
187,5	390	-16	9,1	8,35	90	356	4	ЭГРК-100	МНУ 12,5
250	525	-8	7,5	6,75	92,5	272,2	4	ЭГРК-100	МНУ 5,6
250	525	-5,3	7,5	6,75	91,7	249,2	4	ЭГРК-100	МНУ 5,6

Гидроэлектростанция, река	Расстояние между осями агрегатов, м	Диаметр шахты турбины, м	Спиральная камера				Отсасывающая труба			
			площадь входного сечения, м ²	максимальная ширина в плане, м	угол охвата, град	тип	длина, м	высота, м	ширина выходного сечения, м	скорость в выходном сечении, м/с
Волжская им. XXII съезда КПСС, Волга	28	12,2	63	25	135	ЖБ	45,15	20,83	24	2,8
Вилуйская-3, Вилуй	24	10,3	70,8	20	187,5	»	39,9	24	20	2,15
Иркутская, Ангара	21,8	9,6	48,4	19	192	»	27,5	13,79	18,4	3,57
Павловская, Белая	20,6	..	28,85	16	192	»	27,8	10,59	16	2,3
Ондская, Нижний Выг	13	5,2	11,65	9	175	»	16,72	7,07	8,24	2,78
Иовская (до реконструкции), Иова	15	9,4	17,86	11	180	»	19,7	8,64	11,5	2,71
Иовская (после реконструкции), Иова	15	9,4	17,86	11	180	»	19,62	8,64	11,5	2,5
Учкурганская, Нарын	20	7	25,6	17	225	»	21,5	11,79	21,5	2,66
	20	7	28,4	17	225	»	21,5	11,79	21,5	2,66
Ходжикентская, Чирчик	20	7	25,1	17	225	»	24,1	12,4	17	2,62
Кумская, Кума	15	6,1	17,67	11	180	»	17,65	8,64	11,5	2,88
ДнепроГЭС-2, Днепр	18,5	9,4	52	18,25	187,5	»	29,2	14,95	17,5	2,35
Крапивинская (1-я очередь), Томь	25,5	8,8	41	17,25	225	»	27	13,8	15	3
Мамаканская, Мамакан	14,5	4,4	12	11	345	МК	14	5,745	9,5	2,1
Усть-Хантайская, Хантайка	17	9,5	28,26	15,6	345	»	52,5	17,54	6,77	2
Днестровская, Днестр (рис. 10.7)	25,5	9,2	44,4	17,5	225	ЖБ	29	13,8	17,5	2,86
Шамхорская, Кура	25	10,3	60,94	20,7	270	»	31,5	15,49	20,2	2,95
Худаферинская, Аракс	16,5	6	20,5	12,9	290	»	20,25	10,3	14	2,04
Мнатлинская, Сулак	22	8,8	33,5	17,1	270	»	26	13,8	16	2,97
Верхнетуломская, Тулома	18	5,8	5,2	14,6	345	МК	25	11,115	10	1,97
Перепадная-1, Ингури	17	5,7	22	14,6	345	»	18,45	9,43	12	2,2
Вилуйская-1, Вилуй	17	5,7	24,4	15,83	345	»	50	19,27	12	2,1
Серебрянская-1, Воронья	14	5,1	14,38	12,4	345	»	14,4	8,28	9	2,9
Серебрянская-2, Воронья	14,5	5,1	17,2	10,1	345	»	18	8,28	9	2,9

* Двухпероная гидротурбина.

Примечание. Режим синхронного компенсатора предусмотрен на гидроагрегатах всех при-
люйской-1 и 3, Серебрянских).

Рабочее колесо			Пал				Направляющий аппарат				
номер лопастной системы	номиналь- ный диаметр D _н , м	число лопастей	масса, т	испол- нение	диаметр, м	длина, м	масса, т	высота D _в , м	диаметр D _о , м	число лопастей	тип серво- мотора
587	9,3	6	417,62	К	1,5	5,195	49,9	3,5	10,8	32	2СП
800	7,5	6	180,0	СК	1,45	11,2	80	2,81	9,0	24	4СПШ
577	7,2	7	248	К	1,23	7,1	48,88	2,52	8,4	32	2СП
577	5,5	7	96,45	»	0,92	2,785	14,2	1,925	6,35	24	»
577	3,7	7	35,87	»	0,62	4,55	12,64	1,3	4,3	24	СП
577	4,5	7	53,2	СК	0,8	5,6	19,53	1,575	5,2	24	2СП
587а	4,5	6	27,0	К	0,8	6,1	15	1,575	5,2	24	СП
577	5	7	81,66	»	0,9	7,09	29,39	1,75	5,8	24	2СП
707	5	4×2	66,79	»	0,9	7,33	27,52	1,75	5,8	24	»
587а	5	6	53,8	»	0,85	7,28	23,66	1,88	6	24	»
577	4,5	7	53,2	СК	0,8	5,6	19,53	1,575	5,2	24	»
587а	6,8	6	119,1	»	1,3	9,24	41,1	2,55	8,5	24	СП
3160	6	7	105	»	1,32	8,79	43,4	2,1	7,2	24	4СПК
642	3	8	16	»	0,6	5,48	12,1	1,05	3,5	24	2СП
5а	4,1	8	50,6	К	1,02	4,38	15	1,44	4,75	24	»
3160	6	7	104,7	СК	1,3	8,7	42,2	2,1	7,8	24	4СП
642	7,35	7	231	»	1,4	11,35	73,4	2,57	9	24	4СПК
1075	4,5	7	58	»	0,85	5	12	1,57	5,7	20	2СП
1075	6	7	104	»	1,3	8,7	43,4	2,1	7,2	24	4СП
646	4,2	8	46	»	0,8	5,17	18,15	1,47	4,9	24	СПС
5а	4,1	8	50,8	»	1	4,35	14,3	1,44	4,75	24	2СП
5а	4,1	8	50,8	»	1	4,35	14,2	1,44	4,75	24	»
642	3,6	4×2	41,3	К	0,85	5,55	18,11	1,26	4,2	24	СП
645	3,6	4×2	41,3	»	0,85	5,55	18,115	1,26	4,2	24	»

веденных ГЭС (кроме Угличской, Нарвской, Нижне-Териберской, Иркутской, Ондской, Пивской, Ви-

Таблица 10.3. Пропеллерные гидротурбины и поворотные-лопастные диагональные гидротурбины

Гидроэлектростанция, река	Тип гидротурбины	Год изготовления	Изготовитель	Напор, м		Мощность турбины N при H _p МВт	Расход Q при H _p и N, м ³ /с	Частота вращения, об/мин		Разноная	Высота отсечки H ₅ при H _p и N, м	полное гидравлическое КПД при H _p и N, %		Масса турбины с лопастями частями, т	Система регулирования			
				расчетный, H _p	максимальный			номинальная	минимальная			при H _p и N, %	при H _p и N, %		Давление масла, МПа	Тип регулятора	Лин. АПУ	
ДнепроГЭС-2, Днепр (рис. 10.6)	ПР40	1974	ПОАТ ХТЗ	34,3	38,3	30,2	115	360,7	107,1	215	—4	14,3	12,5	94,75	490	4,0	ЭГС-150	МНУ 16
Бухтарминская, Иртыш	ПЛД45	1966	ПО ЛМЗ	61	66	158,5	77 (80)	142	150	305	—5	10	9	90,7	426	4	РКМ-100	МНУ 12,5
				То же	78,5	97,3	74,5	220	302	136,4	300	—5	25	11,8	94,4	1046	4	ЭГРК-160
Алджанская, Караларья	ПЛД45	1981	ПОАТ ХТЗ	83	99	45	36,5	47,8	333,3	700	—6,8	4,9	4,65	93,5	135	4	ЭГРК-100	МНУ 2,5

Пропеллерные гидротурбины

ДнепроГЭС-2, Днепр (рис. 10.6)	ПР40	1974	ПОАТ ХТЗ	34,3	38,3	30,2	115	360,7	107,1	215	—4	14,3	12,5	94,75	490	4,0	ЭГС-150	МНУ 16
--------------------------------	------	------	----------	------	------	------	-----	-------	-------	-----	----	------	------	-------	-----	-----	---------	--------

Поворотные-лопастные диагональные гидротурбины

Бухтарминская, Иртыш	ПЛД45	1966	ПО ЛМЗ	61	66	158,5	77 (80)	142	150	305	—5	10	9	90,7	426	4	РКМ-100	МНУ 12,5
				То же	78,5	97,3	74,5	220	302	136,4	300	—5	25	11,8	94,4	1046	4	ЭГРК-160
Алджанская, Караларья	ПЛД45	1981	ПОАТ ХТЗ	83	99	45	36,5	47,8	333,3	700	—6,8	4,9	4,65	93,5	135	4	ЭГРК-100	МНУ 2,5

Продолжение табл. 10.3

Гидроэлектростанция, река	Расстояние между осями агрегатов, м	Диаметр шахты тур. осей, м	Спиральная камера			Отсасывающая труба			Рабочие колеса			Направляющий аппарат										
			тип	угол охвата град	максимальная ширина в плане, м	площадь входного сечения, м ²	высота, м	ширина входного сечения, м	скорость в выходном сечении, м/с	номер лопастной системы	диаметр ноки лопастей D _л , м	число лопастей	масса, т	диаметр, м	длина, м	масса, т	высота D _н , м	диаметр D _р , м	число лопаток	тип сервомотора		
ДнепроГЭС-2, Днепр (рис. 10.6)	118,49	9,4	52	18,25	187	ЖБ	29,25	14,95	17,5	2,42	587а	6,8	6	78,2	СК	1,3	9,95	37,8	2,55	8,5	24	СП

Пропеллерные гидротурбины

ДнепроГЭС-2, Днепр (рис. 10.6)	118,49	9,4	52	18,25	187	ЖБ	29,25	14,95	17,5	2,42	587а	6,8	6	78,2	СК	1,3	9,95	37,8	2,55	8,5	24	СП
--------------------------------	--------	-----	----	-------	-----	----	-------	-------	------	------	------	-----	---	------	----	-----	------	------	------	-----	----	----

Поворотные-лопастные диагональные гидротурбины

Бухтарминская, Иртыш	19	6	4,96	14,5	345	МК	21,6	4,45	13,5	2,76	Д45-5а	4,35	10	93	К	1,1	8,96	36,17	1,087	6,2	24	СТК
Алджанская, Караларья	11	4,3	6,4	9,5	345	12	5,75	6	2,67	2556	2,5	9	20,7	СК	0,56	2,82	4,8	0,62	3,36	20	СП	

Таблица 10.4. Радиально-

Гидроэлектростанция, река	Тип гидротурбины	Год изготовления	Изготовитель	Напор м			Мощность турбины N при H_p МВт	Расход Q при H_p и N , м ³ /с
				расчетный H_p	максимальный	минимальный		
ДнепроГЭС-1, Днепр	PO45	1946	ПО МЛЗ	36,3	39,4	26,7	75	237
Усть-Каменогорская, Иртыш	PO45	1951	То же	39,8	41,8	35,9	85	236
Кубанская-1, Кубань (канал)	PO75	1965	УЗГМ	47,8	50	—	19,25	45
Барсучковская-4, Кубань (канал)	PO75	1968	ПОАТ ХТЗ	53,7	56,95	53,25	26	53,5
Ташкумырская, Нарын	PO75	1984	То же	53	58,5	40	153	318
Байпазинская, Вахш (рис. 10.9)	PO75	1983	»	54	60	40	153	309,6
Барсучковская-3, Кубань (канал)	PO75	1968	»	59,2	61,05	58,35	30	56,1
Мингечаурская, Кура	PO75	1952	ПО ЛМЗ	52	62	48	61,5	130
Курейская, Курейка	PO75	1986	СТЗ	57	65,5	43,2	123	236
Бухтарминская, Иртыш	PO75	1958	ПО ЛМЗ	61	66	58,5	77	142,5
Вилюйская-2, Вилюй	PO75	1975	ПОАТ ХТЗ	55	67	51	88	181,2
Киевская ГАЭС *	PO75	1970	То же	65	70,5	63	43	74,3
Богучанская, р. Ангара (рис. 10.10)	PO115	1986	ПО ЛМЗ	66,5	69,3	64,6	340	565
Усть-Илимская, Ангара (рис. 10.11)	PO115	1971	То же	85,5	90	84	245	315
Красноярская, Енисей (рис. 10.12)	PO115	1964	»	93	100,5	76	508	615
Курпсайская, Нарын	PO115	1980	ПОАТ ХТЗ	91,5	101	93,5	206	243,1
Братская, Ангара	PO115	1961	ПО ЛМЗ	100	106	92	255	309
Кубанская-2, Кубань (канал)	PO115	1965, 1967	УЗГМ ПОАТ ХТЗ	114,5	114,5	113	48,5	47
Верхне-Тернберская, Тернберка	PO170	1984	СТЗ	111	118	103	133	132

осевые гидротурбины

Частота вращения, об/мин		Высота отсасывания H_s при H_p и N , м	Осевое усилие, МН		КПД при H_p и N , %	Масса турбины с закладными частями, т	Система регулирования		
номинальная	разгонная		полное	гидравлическое			давление масла, МПа	тип регулятора	тип МНУ
83,3	167	+3,15	5	3,7	88	623,6	2	УК-150	МНУ 7
83,3	167	+2,2	5	3,52	92	642,2	2	УК-150	МНУ 7
187,5	370	+1,7	1,1	0,94	92	95,6	2,5	РС-К	МНУ 25
250	480	-1	1,21	1,20	92,2	124	4	ЭГРМ-100	МНУ 1,6
100	180	-1	8	6,3	92,5	665	4	ЭГР-150	МНУ 8
100	180	-1,2	8	6,3	93,3	665	4	ЭГР-150	МНУ 30
250	500	-1	1,2	1,2	92	124	4	ЭГРМ-100	МНУ 1,6
125	240	+0,5	3,2	2,4	89,8	338,5	2	УК-150	МНУ 7
125	265	+2	6,5	5,5	93,5	498	4	ЭГР-150	МНУ 8
125	246	-0,3	3,24	2,5	90,7	304	2,5	Р-150	МНУ 4
136,4	290	+0,6	5,56	3,0	90	440	4	ЭГР-100	МНУ 5,6
166,7	350	+3,2	1,57	1,29	90,8	137	4	ЭГР-100	МНУ 5,6
90,9	190	-2	25	12	94	1450	4	ЭГР-150	МНУ 20
125	230	-4,5	16,45	8	93	587	4	ЭГРМ-150	МНУ 12,5
93,7	180	-2,8	16	12,5	90,7	1350	4	ЭГРИ-150	МНУ 20
136,4	260	-4	8,66	7,5	94,4	613	4	ЭГР-150	МНУ 10
125	250	-1	14,00	5,5	93,5	582	2,5	ЭГР-150	МНУ 12,5
300	600	+1	1,8	1,64	91,5	95,2	2,5	РС-К	МНУ 1
187,5	330	-1,3	4,2	1,7	92,2	381	4	ЭГР-100	МНУ 12,5

Гидроэлектростанция, река	Расстояние между осями агрегатов, м	Диаметр шахты турбины, м	Спиральная камера				Отсасывающая труба			
			площадь входного сечения, м ²	максимальная ширина в плане, м	Угол охвата, град	Тип	длина, м	высота, м	ширина выходного сечения, м	скорость в выходном сечении, м/с
ДнепроГЭС-1, Днепр	22	7,32	60	20,5	342	МК	17,67	13,76	19,2	2,38
Усть-Каменогорская, Иртыш	22	7,62	45,58	20,5	342	»	23,1	10,82	16,8	2,25
Кубанская-1, Кубань (канал)	11	3,6	7,05	7	345	»	10,3	6,2	6	2,88
Барсучковская-4, Кубань (канал)	12	5	8,07	8,97	345	»	11,7	6,52	7	2,48
Ташкумырская, Нарын	24	9	45,1	21,4	345	СБ	26,3	16,1	19	2,2
Байлазинская, Вахш (рис. 10.9)	24	9	45,1	21,4	345	МК	26,3	16,1	19	2,14
Барсучковская-3, Кубань (канал)	12	5	8,07	8,97	345	»	11,7	6,53	7	2,58
Мингечаурская, Кура	18	6	22	14,5	347	»	22,4	9,97	14	2,1
Курейская, Курейка	21	7,3	35,5	19,6	342	МК	25,5	13,26	17	2,4
Бухтарминская, Иртыш	18	6	19,4	14,4	347	»	21,6	9,97	14	2,34
Вилюйская-2, Вилюй	18	6,7	26	16,52	352,5	»	23,5	11,635	14	2,37
Киевская ГАЭС *	13	4,5	11,86	10	345	»	13,5	8	8	2,2
Богучанская, Ангара (рис. 10.10)	30	10,5	75,4	27,1	345	»	33,7	19,5	23,5	3
Усть-Илимская, Ангара (рис. 10.11)	22	8,2	33,6	19,64	351,5	»	24,75	14,5	15	3
Красноярская, Енисей (рис. 10.12)	30	10,6	59,42	26	345	»	30	19,5	22,2	3,4
Курсайская, Нарын	19,5	7,25	26,83	18,2	345	»	20	13,3	16	2,89
Братская, Ангара	22	7,7	30,2	18,5	345	»	22	14,3	13	3,65
Кубанская-2, Кубань (канал)	11	3,6	7,05	7	345	»	10,3	6,22	6	2,75
Верхне-Териберская, Териберка	—	5,8	15,9	13,03	342	»	18	9,614	12,2	2,4

номер лопастной системы	Рабочее колесо			исполнение	Нал			Направляющий аппарат			
	диаметр номинальный D _н , м	число лопастей	масса, т		диаметр, м	длина, м	масса, т	высота в. м	диаметр Д _о , м	число лопаток	тип сервомотора
123	5,45	14	95,6	К	1,1	4,035	35,1	1,99	6,25	24	СП
123	5,45	14	112,7	»	1,1	4,035	35,1	1,99	6,25	24	СПШ
702	2,5	15	16,3	»	0,59	2,75	6	0,625	2,9	24	»
7286	2,5	14	9	»	0,55	3,06	4,6	0,75	2,9	24	»
3123	6,2	14	115,2	СК	1,4	6,56	35,5	2,1	7,56	24	4СПШ
3123	6,2	14	115,2	СК	1,4	6,56	35,5	2,1	7,56	24	»
7286	2,5	14	9	К	0,55	3,06	4,6	0,75	2,9	24	СПШ
211	4,1	14	46,4	»	0,9	5,02	28,18	1,23	4,75	24	»
728	5,1	14	70	»	1,12	6,315	29,4	1,53	6	20	2СП
211	4,35	10	93	»	0,9	5,02	30,2	1,23	4,75	24	СПШ
3123	4,5	14	47,17	СК	0,9	4,25	15,63	1,57	5,65	24	»
697а	3	14	17,75	»	0,8	2,88	6,7	0,75	3,5	24	»
841	7,5	14	216	»	1,8	8,7	85	2,626	9	24	4СП
810	5,5	16	78,7	К	1,5	6,8	45,3	1,792	6,875	20	»
697	7,5	14	245,4	СК	2,3	7,7	99,9	1,88	8,7	24	СПС
810	5,156	16	62,5	»	1,4	9,28	47,3	1,63	6,25	20	2СП
662	5,5	14	93	К	1,5	4,3	35	1,12	6,4	24	»
638	2,5	15	9	»	0,59	2,75	6	0,56	2,9	24	СП
803	4	15	35	»	1	359	18,02	0,95	4,8	20	»

Гидроэлектростанция, река	Тип гидротурбины	Год изготовления	Изготовитель	Напор, м			Мощность турбины N_p при N_r , МВт	Расход Q_p при N_r и N_r , м ³ /с
				расчетный N_p	максимальный	минимальный		
Бурейская, Бурейка	PO140	Проект	ПО ЛМЗ	106	122	97,5	342	350
Ладжанурская, Цхенис-Цхали и Ладжанури	PO170	1956	«Фойт», Австрия	131	135	126	37	33,3
Чарвакская, Чирчик	PO170	1969	ПО ЛМЗ	118	148,6	90	155	147
Жинвальская, Арагни	PO170	1982	ПОАТ ХТЗ	128	156	108,6	33,5	29,5
Токтогульская, Нарын (рис. 10.13)	PO170	1974	ПО ЛМЗ	140	183	100	307	243
Ирганайская, Аварское Койсу	PO230	Проект	ПОАТ ХТЗ	168	201,7	147	205	131
Чиркейская, Сулак (рис. 10.14)	PO230	1970	То же	170	207	156	256	165,6
Саяно-Шушенская, Енисей (рис. 10.15)	PO230	1977	ПО ЛМЗ	194	220	175	650	560
Зеленчукская, Кубань	PO230	1986	ПОАТ ХТЗ	234	241,2	231	82	38
Нурекская, Вахш (рис. 10.16)	PO310	1971	То же	223	275	207	310	153,5
Гюмушская, Раздан	PO310	1953	ПО ЛМЗ	285	290,3	281	55,2	22,2
Рогунская, Вахш (рис. 10.17)	PO310***	Проект	ПОАТ ХТЗ	245	320	220	615	275
Храмская, Храми	PO400	1961	ПО ЛМЗ	317	329,8	294	56,5	20,3
Спандарянская, Воротан	PO400	1982	То же	295,05	354,76	277,55	39,2	15
Ингульская, Ингури (рис. 10.18)	PO400	1970	ПОАТ ХТЗ	325	404	280	265	89,4

Частота вращения, об/мин		Высота отсасывания H_c при N_p и N_r , м	Осевое устье, МПа		КПД при N_p и N_r , %	Масса турбины с закладными частями, т	Система регулирования		
номинальная	разгонная		полное	гидравлическое			давление масла, МПа	тип регулятора	тип МНУ
136,4	240	-7	11,65	10	94	960	4	ЭГР-150	МНУ 16
250	460	+2,5	3	1,25	87	—	2
187,5	380	-3,5	6,1	5,4	90	318	4	ЭР-100	МНУ 5,6
428,6	900	-8,45	1,1	1,04	90,3	79,8	4	ЭГР-100	МНУ 4
166,7	310	-8	9,4	8	93,5	697,5	1	ЭГР-150	МНУ 25
214,3	400	-4,9	5,5	3	94,3	410	4	ЭГР-150	МНУ 8
200	360	-4,9	8,5	5,5	92,7	660	4	ЭГР-100	МНУ 8
142,8	280	-7,5	20	8,36	95,8	1400	6,4	ЭГР-10	МНУ 25
428,6	830	-4,5	2,2	2	94,0	119	4	ЭГР-100	МНУ 6,3
200	360	-8,3	10,4	9,39	92,3	570	4	ЭГР-100	МНУ 20
375	590	-1	2,75	2,85	89	156,9	2,5	УК-100	МНУ 1,7
166,7	310	-14,9	20	18	94,4	1380	4	ЭГР-150	МНУ 30
428,6	725	-0,6	2,3	2,3	90,6	146	2,5	Р-100	МНУ 2,5
500	900	-1,56	1,9	1,77	92,7	130	4	ЭГР-100	МНУ 6,3
250	440	-7,8	7,9	6,7	93	480	4	ЭГР-100	МНУ 20

Гидроэлектростанция, река	Расстояние между осями агрегатов, м	Диаметр шахты турбины, м	Спиральная камера				Отсасывающая труба			
			площадь входного сечения, м ²	максимальная ширина в плане, м	угол окр. град	тип	длина, м	высота, м	ширина выходного сечения, м	скорость в выходном сечении, м/с
Бурейская, Бурейка	24	8,8	38,46	20,6	351	МК	27	15,4	18	2,87
Ладжанурская, Цхенис-Цхали и Ладжанури	12	—	34,5	7,6	315	»	8	5,6	6	2,3
Чарвакская, Чирчик	16,5	5,8	14,29	13,43	345	»	20,8	10	13,8	2,45
Жинвальская, Арагви	12	3,4	3,2	6,5	345	»	22,8	9	Эллипс 3×6	1,8
Токтогульская, Нарын (рис. 10.13)	19	7,7	20	16,77	351	»	29,5** 51,5	13	14	2,89
Ирганайская, Аварское Койсу	18	6,3	12,6	13,33	342	»	21,8	10,8	12,5	1,7
Чиркейская, Сулак (рис. 10.14)	24	6,5	15,9	14,84	345	»	20,25** 41,55	11,64** 19,2	12	2,95** 2,7
Саяно-Шушенская, Енисей (рис. 10.15)	23,8	9,6	33,16	18,86	342	»	27,3	16,92	18,3	3,78
Зеленчукская, Кубань	12	—	3,29	7,27	350	»	10,1	6,2	6,5	2,37
Нурекская, Вахш (рис. 10.16)	19,5	7,2	14,7	15,4	345	»	23,8	11,5	13	3,1
Гюмушская, Раздан	12	—	1,7	6,7	337,5	»	7,5	5,11	4,5	2,05
Рогунская, Вахш (рис. 10.17)	24	10,6	23,8	18,6	350	СБ	30	25,2	10,5	3,17
Храмская, Храми	24	29	2,01	6,9	360	МК	7,5	5,5	4,5	1,92
Спандарянская, Воротан	12	3,4	1,47	3,5	360	»	12	5,06	3,86	0,77
Ингульская, Ингури (рис. 10.18)	17,5	6,5	7,06	12,25	360	СБ	50	14,4	6	2,88

* Прямые агрегаты.

** В числителе указаны показатели отсасывающих труб верхних (по потоку) гидроагрегатов

*** С встроенным кольцевым затвором между статором и направляющим аппаратом.

Примечание. Режим синхронного компенсатора предусмотрен на всех гидроагрегатах Кубанской-2, Ладжанурской, Гюмушской и Храмской.

Рабочее колесо				Вал				Направляющий аппарат			
номер лопастной системы	диаметр номинальный D _н , м	число лопастей	масса, т	исполнение	диаметр, м	длина, м	масса, т	высота в ₀ , м	диаметр D ₀ , м	число лопаток	тип сервомотора
810	6	16	110	СК	1,6	6,04	55	1,5	7,3	24	СП
—	2,73	15	9	К	0,65	3,16	—	0,5	3,1	24	2СП
638а	4,1	15	33,35	»	1	4,7	21,95	0,82	4,75	24	2СПС
660а	1,8	14	4,5	»	0,5	3,47	4	0,36	2,3	16	2СП
805	5,35	16	82	»	1,5	6,08	48	1,062	6,3	20	»
833	4,25	16	39,1	»	1,12	4,8	23,3	0,735	5,1	20	СП
6896	4,5	17	51,7	СК	1,4	5,45	28,5	0,72	5,4	24	СПШ
833	6,77	16	153,71	»	2	7,175	93	1,17	7,9	20	СКР
821	2,24	16	8	К	0,6	5,345	9,95	0,36	2,69	20	СП
957	4,75	15	67,1	СК	1,4	4,395	30,4	0,57	5,8	24	2СПШ
246	2,65	—	8,56	К	0,615	4,52	11,24	0,216	3,2	24	СП
3207	6	15	142	СК	1,8	8,6	105	0,822	7,415	24	2СП
683	2,45	19	6,84	»	0,6	3,88	6,79	0,25	3	24	»
683	2,1	19	6,233	К	0,5	3,679	5,221	0,216	2,55	20	СП
960а	4,5	13	70,35	СК	1,4	4,695	26	0,45	5,4	24	2СПШ

(при двухрядном расположении гидроагрегатов).

приведенных ГЭС, кроме Кубанской-1, Барсучковской-3, Барсучковской-4, Бухтарминской, Вилюйской-2.

Таблица 10.5. Ковшовые вертикальные гидротурбины

Показатель	Татевская ГЭС, р. Борстан (рис. 10.23)	Зараматская, р. Ардон (рис. 10.24)	Показатель		Зараматская, р. Ардон (рис. 10.24)
			Татевская ГЭС, р. Борстан (рис. 10.23)	Зараматская, р. Ардон (рис. 10.24)	
Год изготовления	1967	Проект	Тип МНУ	МНУ 4	МНУ 8
Изготовитель	ПО ЛМЗ	ПО ЛМЗ	Расстояние между осями гидротурбин, м	11	18
Напор, м: расчетный H_p максимальный минимальный	545,8 568,8 538,3	618,6 639,2 609,6	Диаметр шахты турбины, м	3,5	8,5
Мощность турбины N при H_p и N , МВт	54,6	176,5	Подводящий коллектор: площадь входного сечения, м ² максимальная ширина в плане, м тип	1,326 9,6	$2 \times 1,54$ 16,6
Расход Q при H_p и N , м ³ /с	33	32,5	Рабочее колесо: номинальный диаметр, м число ковшей масса, т	1,86 20 5,7	3,32 20 66
Частота вращения, об/мин: номинальная разгонная	500 910	300 400	Вал гидротурбины: диаметр, м длина, м масса, т	0,68 4,2 7,4	1,22 4,08 38
Высота отсасывания H_s при H_p и N , м	+3,95	+4,3	Наличие режима синхронного ком- пенсатора	Предусмотрен	Предусмотрен
КПД при H_p и N , %	89,7	90			
Масса гидротурбины с закладными частями, т	132	425			
Тип регулятора	КЭГР70	ЭГР2			
Давление масла в системе регулирования, МПа	4	4			

Таблица 10.6. Вертикальные насос-турбины

ГЭС, река	Тип насос-турбины	Год изготовления	Изготовитель	Напор, м *			Мощность N при H_p и N , МВт	Расход Q при H_p и N , м ³ /с *	Частота вращения, об/мин		Высота отсасывания H_s при H_p и N , м	Оценочные данные	
				расчетная H_p	максимальная	минимальная			номинальная	разгонная		полное	гидравлическое
Константиновская (ГЭС-ГАЭС), Ю. Буг (рис. 10.21)	ПЛДНТ150	Проект	ПОАТ ХТЗ	36,8 37,1	41,7 44,8	18,2 20,6	54,7 74,3	$\frac{220}{168}$	107,1	200	-15	14,8	12,5
Киевская, Днепр (рис. 10.20)	РОНТ75	1969	То же	65 69,5	70,5 74	63,5 50,5	34,6 40	$\frac{63,5}{50,5}$	166,7	215	-4,3	2,6	1,99
Ташлыкская (ГЭС-ГАЭС), Ю. Буг (рис. 10.22)	РОНТ115	Проект	ПО ЛМЗ	70,6 81,4	80,6 85,8	69,6 77,1	130,5 133	$\frac{203,7}{147,6}$	125	200	-8	7,72	5,92
Ленинградская, Шапша	РОНТ115	»	То же	84 90	93,3 97,8	80 84,5	200 230	$\frac{267}{215}$	150	247	-15	7,5	5,5
Загорская, Кузня (рис. 10.19)	РОНТ115	1984	»	100 105	111 115	91 96	205 215,8	$\frac{228}{189}$	150	240	-14,4	9,8	8,0
Кавская, Днепр	РОНТ115	Проект	»	100 106,2	111,4 117,5	86,3 92,8	213 244	$\frac{236,3}{214}$	150	240	-15	9,85	8,0
Днестровская, Днестр	РОНТ170	»	ПОАТ ХТЗ	135,1 154,3	155,4 166,5	132,2 143,4	328 403	$\frac{272}{245}$	150	210	-20	23,3	19,3
Кайяторская, р. Неман	РОНТ115	1985	ГО ЛМЗ	100 105	108 112,3	93 98	205 215,8	$\frac{228}{189}$	150	240	-14,4	9,8	8

ГАЭС, река	КПД при Н _р и Н, % *	Масса турбин с заводскими частями, т	Система регулирования			Расстояние между осями агрегатов, м	Диаметр шахты насос-турбин, м	Спиральная камера			
			Давление масла, МПа	Тип регулятора	Тип МНУ			Площадь входного сечения, м ²	Максимальная ширина в плане, м	Угол охвата, град	Тип
Константиновская (ГЭС-ГАЭС), Ю. Буг (рис. 10.21)	$\frac{89,5}{90,5}$	880	4	ЭГРК-150	МНУ 16	24,9	9,7	40,7	23,3	350	МК
Киевская, Днепр (рис. 10.20)	$\frac{85}{89,5}$	206	4	РМ-100	МНУ 4	13	6,5	6,08	12,2	345	»
Ташлыкская (ГЭС-ГАЭС), Ю. Буг (рис. 10.22)	$\frac{92,5}{90,5}$	1101	6,3	ЭГР-100	МНУ 16	20,55	9	23,7	17,94	351	»
Ленинградская Шапа	$\frac{91,5}{91}$	1110	6,3	ЭГР-150	МНУ 20	21	9	23,7	18,7	351	»
Загорская Кунья (рис. 10.19)	$\frac{92,5}{90,2}$	1050	6,3	ЭГР-100	МНУ 20	29	9	19	17,8	351	»
Каневская, Днепр	$\frac{92,5}{91,3}$	1070	6,3	ЭГР-150	МНУ 12,5	21	9	23,7	19	360	»
Днепровская, Днестр	$\frac{91,1}{91,9}$	1850	4	ЭГР-150	МНУ 20	**	10,6	—	21,15	360	»
Кайшадорская р. Неман	$\frac{92,5}{—}$	1050	6,3	ЭГР-100	МНУ 20	29	9	19	17,8	351	»

ГАЭС, река	Отсасывающая труба			Рабочее колесо			Вал			Направляющий аппарат						
	Дли-на, м	Вы-сота, м	Ширина выходного сечения в плане, м	Скорость в выходном сечении, м/с	Номер лопа-стной системы	Диаметр номин-нальный D _н , м	Число лопа-стей	Масса, т	Испол-нение	Диаметр, м	Дли-на, м	Масса, т	Вы-сота в, м	Диаметр D _н , м	Число лопа-ток	Тип серво-мотора
Константиновская (ГЭС-ГАЭС), Ю. Буг (рис. 10.21)	27	13,8	15,3	2,2	—	6	8	190	СК	1	5,5	30	1,8	8,12	24	2СПШ
Киевская, Днепр (рис. 10.20)	13,5	8,06	8	2,15	18	4,65	6	41	К	0,8	9,84	6,06	0,68	5,4	16	»
Ташлыкская (ГЭС-ГАЭС), Ю. Буг (рис. 10.22)	34	15,6	18,25	1,3	812	6,3	8	100	СК	1,32	7,4	70	1,2	7,5	20	»
Ленинградская Шапа	25	15,6	18,5	2,04	812	6,3	8	135	»	1,4	7,2	65	1,575	7,5	20	2СП
Загорская Кунья (рис. 10.19)	25	15,6	18,5	2,04	812	6,3	8	117	»	1,4	7,6	58,3	1,11	7,5	20	»
Каневская, Днепр	25	16,2	18,5	1,9	859	6,3	8	97	»	1,4	7,6	58,3	1,11	7,5	20	2СПШ
Днепровская, Днестр	36,5	27	8,2	5,17	5217	7,3	7	120	»	1,7	8,06	88	1,022	8,76	20	2СП
Кайшадорская р. Неман	25	15,6	18,5	2,04	812	6,3	8	117	»	1,4	7,6	58,3	1,11	7,5	20	»

* В числителе — для турбинного, в знаменателе — для насосного режима.

** Гидроагрегаты устанавливаются в колодцах D = 25 м.

Примечание. Режим синхронного компенсатора предусмотрен на всех гидроагрегатах приведенных ГАЭС.

10.2. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ И ДВИГАТЕЛЕЙ-ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

Таблица 10.7. Гидрогенераторы горизонтальных капсульных гидротурбин

Гидроэлектростанция, река	Тип генератора	Изготовитель	Год изготов- ления	Мощность		Кэффи- циент мошт- ности cos φ	Частота враще- ния, об/мин	Напря- жение, кВ	КПД* при 100%-ной мощности и номинальном cos φ, %
				МВ·А	МВт				
Киевская, Днепр	СГК $\frac{538}{160} \frac{70}{115}$	ПО ЭТМ	1964	19,9	18,5	0,93	85,7	3,15	96,1
Перепадные (2, 3, 4), Ингури	СГКВ $\frac{480}{115} \frac{64}{115}$	ЛПЭО «Электросила»	1969	20,4	20	0,98	93,75	3,15	96
Каневская, Днепр (рис. 10.1)	СГК $\frac{538}{160} \frac{70}{115}$	ПО ЭТМ	1972	19,9	18,5	0,93	85,7	3,15	96,1
Череповецкая, Шексна	СГКВ $\frac{480}{115} \frac{64}{115}$	ЛПЭО «Электросила»	1963	22,5	22	0,98	93,8	3,15	95,6
Елицинская, Кура	СКГ $\frac{576}{220} \frac{52}{140}$	ПО ЭТМ	Проект	41,6	37,5	0,9	115,4	6,3	97,7
Саратовская, Волга (рис. 10.2)	СГКВ $\frac{720}{140} \frac{80}{140}$	ЛПЭО «Электросила»	1967	45,9	45	0,98	75	6,3	96,7

Продолжение табл. 10.7

Гидроэлектростанция, река	Система охлаждения	Воз- бужде- ние	Реактивность, %	Максимальный момент, тыс. т·м		Диаметр расточки статора, см	Диаметр статора по кор- пусу, см	Диаметр капсулы, см	Нагрузка на под- шипник, МН	Масса гидро- генера- тора, т	Масса ротора, т	
				x_d'	x_d''							
Киевская, Днепр	Воздушная от от- дельного венти- лятора	ЭМВ	140	59	47	1	493	610	610	3	170	70,6**
Перепадные (2, 3, 4), Ингури	Водяная обмотки статора и ротора	ТСВ	180	52	41	0,65	450	550	550	3	170	60
Каневская, Днепр (рис. 10.1)	Воздушная от от- дельного венти- лятора	»	133	57	45	1	493	610	610	3,2	170	80**
Череповецкая, Шексна	Водяная обмотки статора и ротора	»	198	60	45	0,65	450	550	550	3	170	62
Елицинская, Кура	Воздушная форси- рованная	»	137	55	35	1,9	508	660	660	3,4	270	106**
Саратовская, Волга (рис. 10.2)	Водяная	»	128	49	35	3	685	850	850	7	307	135

* КПД капсульных машин с воздушным охлаждением указан без учета мощности, затрачиваемой на вентиляцию.
** Без вала.

Таблица 10.8. Гидрогенераторы пов

Гидроэлектростанция, река	Тип гидрогенератора	Конструктивное исполнение	Изготовитель	Год изготовления	Мощность		Кэф-фици-ент мощ-ности cos φ	Ча-стота враще-ния, об/мин
					МВ-А	МВт		
Палакоргская, Выг	ВГС $\frac{850}{70}$ 88	3	ПО УЭТМ	1962	11,8	10	0,85	68,2
Днепродзержинская, Днепр	СВ $\frac{1500}{110}$ 116	»	То же	1963	55,0	44	0,8	51,7
Углицкая, Волга	СВ $\frac{1250}{170}$ 96	»	ЛПЭО «Электросила»	1940	68,75	55	0,8	62,5
Саратовская, Волга (рис. 10.3)	ВГС $\frac{1525}{135}$ 120	»	ПО УЭТМ	1963	67,3	57,2	0,85	50
Варшские (1, 2, 3, 4) Риони	СВ $\frac{866}{70}$ 52	»	ПО ЭТМ	1974	28,75	23	0,8	115,4
Кегумская (реконструкция), Даугава	СВ $\frac{1510}{120}$ 108	»	ЛПЭО «Электросила»	1978	75,3	64	0,85	55,6
Каховская, Днепр	СВК $\frac{1340}{150}$ 96	»	ПО ЭТМ	1955	71,5	57,2	0,8	62,5
Горьковская, Волга	СВ $\frac{1340}{150}$ 96	»	ЛПЭО «Электросила»	1952	71,5	57,2	0,8	62,5
Кременчугская, Днепр	СВКР $\frac{1340}{150}$ 96	»	ПО ЭТМ	1959	71,5	57,2	0,8	62,5
Нижнекамская, Кама	СВ $\frac{1470}{149}$ 104	»	ПО СЭТМ, ЛПЭО «Электросила»	1978	91,8	78,0	0,85	57,7
Чебоксарская, Волга (рис. 10.4)	СВ $\frac{1470}{149}$ 104	»	То же	1980	91,8	78	0,85	57,7
Майнская, Енисей	СВ $\frac{1490}{170}$ 96	»	ЛПЭО «Электросила»	1982	125,88	107	0,85	62,5
Новосибирская, Обь	СВ $\frac{1340}{150}$ 96	»	ПО СЭТМ	1952	71,5	57,2	0,8	62,5
Рыбинская, Волга	СВ $\frac{1250}{700}$ 96	»	ЛПЭО «Электросила»	1940	68,75	55	0,8	62,5
Тюямуюнская, Амударья	ВГС $\frac{930}{89}$ 68	»	ПО УЭТМ	1980	31,2	25	0,8	88,2
Борисоглебская, Паз	ВГС $\frac{800}{110}$ 52	»	То же	1965	35	28	0,8	115,4

оротно-лопастных осевых гидротурбин

Нап-ряже-ние, кВ	КПД при 100%-ной мощности и номинальном cos φ, %	Систе-ма воз-бужде-ния	Реактивность, %			Махо-вой мо-мент, тыс. т·м ²	Диаме-тр ра-сточки ста-тора, см	Диаме-тр ста-тора по кор-пусу, см	Диаме-тр шахты генера-тора, см	Наг-рузка на под-пят-ник, МН	Масса гидро-генера-тора, т	Масса ро-тора, т
			x_d	x'_d	x''_d							
10,5	95,4	ЭМВ	70	34	25	42	806	955	1 150	2,5	246	112
10,5	96,6	»	61	28	23	52	1 450	1 696	1 940	16	803	454
13,8	97	»	77	33	33	50	1 182	1 410	1 720	21	1 141	565
10,5	92,2	ТСВ	66	32	...	67	1 470	17 100	1 920	20	920	485
10,5	97	ЭМВ	100	29,7	20,5	5	814	985,0	1 120	60	280	240
13,8	97,5	ТСВ	70	28	21	48	1 456	1 681	1 920	18	835	417
13,8	97	ЭМВ	64	29	21	47	1 292	1 520	1 810	20	1 076	513
13,8	96,7	»	64	29	21	47	1 292	1 520	1 810	20	1 080	515
13,8	96,7	»	64	29	21	47	1 292	1 520	1 690	20	954	515
13,8	97,9	ТСВ	72	29	24	62	1 412	1 650	1 900	20,2	925	470
13,8	97,9	»	72	29	24	62	1 412	1 650	1 900	20,6	925	470
13,8	97,7	»	70	31	22	80	1 430	1 700	1 960	23	1 060	550
13,8	96,7	ЭМВ	64	29	21	47	1 292	1 520	1 810	20	1 080	515
13,8	97,0	»	77	33	33	50	1 182	1 410	1 720	21	1 141	565
10,5	96,8	ТСВ	90	35	25	9	878	1 054	1 250	7	330	180
10,5	96,7	ЭМВ	110	41,5	28	58	740	920	1 160	6	345	170

Гидроэлектростанция, река	Тип гидрогенератора	Конструктивное исполнение	Изготовитель	Год изготовления	Мощность		Кэф-фици-ент мощ-ности cos φ	Частота вращения, об/мин
					МВ·А	МВт		
Чардаринская, Сырдарья	СВч $\frac{790}{106}$ 52	З	ПО СЭТМ	1963	31,2	25	0,8	115,4
Путкинская, Кемь	ВГС $\frac{800}{110}$ 52	»	ПО УЭТМ	1966	35	28	0,8	115,4
Кайраккумская, Сырдарья	ВГС $\frac{700}{100}$ 48	»	То же	1955	26,3	21	0,8	125
Нарвская, Нарва	СВ $\frac{1030}{120}$ 68	»	ЛПЭО «Электросила»	1953	52	41,6	0,8	88,2
Нижне-Терiberская, Терiberка	СВ $\frac{663}{100}$ 40	П	То же	1985	31,18	26,5	0,85	150
Шульбинская, (1-я очередь), Иртыш (рис. 10.5)	СВ $\frac{1463}{200}$ 80	З	»	1984	130	117	0,9	75
Шульбинская, (2-я очередь), Иртыш	СВ $\frac{1436}{200}$ 64	»	»	Проект	250	225	0,9	93,8
Газалкентская, Чирчик	СВ $\frac{808}{130}$ 44	П	ПО СЭТМ	1980	47	40	0,85	136,4
Кривопорожская, Кемь	СВ $\frac{866}{110}$ 44	З	ПО ЭТМ	1987	53	45	0,85	136,4
Волжская им. В. И. Ленина, Волга	СВ $\frac{1500}{200}$ 88	»	ЛПЭО «Электросила»	1953	127,8	115	0,9	68,2
Волжская им. XXII съезда КПСС, Волга	СВ1 $\frac{1500}{200}$ 88	»	То же	1957	127,8	115,0	0,9	68,2
Иркутская, Ангара	СВИ $\frac{1160}{180}$ 72	»	»	1955	103,5	82,8	0,8	83,3
Павловская, Белая	СВ $\frac{1030}{120}$ 68	»	»	1957	52	41,6	0,8	88,2
Ондская, Нижний Выг	ВГС $\frac{700}{80}$ 40	»	ПО УЭТМ	1953	23,5	20	0,8	150
Иовская* (до реконструкции), Иова	СВ $\frac{840}{135}$ 44	П	ЛПЭО «Электросила»	1959	50	40	0,8	136,4

Напря-жение, кВ	КПД при 100%-ной мощности и номин-альном cos φ, %	Систе-ма воз-буж-дения	Реактивность, %			Махо-вой момент, тыс. т·м ²	Диаметр статора, см	Диаметр статора по корпусу, см	Диаметр шахты генера-тора, см	Нагру-зка на под-пят-ник, МН	Масса гидро-генера-тора, т	Масса ротора, т
			x _d	x' _d	x'' _d							
10,5	96,7	ЭМВ	79,8	27,6	22,6	49	732	900	1020	6	275	135
10,5	96,7	»	110	41,5	28	58	740	920	1160	6	345	170
10,5	96,3	»	71,4	29,8	19	3,7	650	805	880	6,4	250,5	137,6
10,5	96,8	»	74	28	20	15	972	1150	1350	12,4	530	274
10,5	97,4	ТСВ	117	34	25	3	605	770	960	5,35	305	150
13,8	98	»	65	25	17	80	1350	1635	1840	26,77	1300	650
15,75	98,25	»	128	42	28	80	1350	1635	1840	26,77	1300	650
10,5	97,7	ЭМВ	92	24	17	6	750	1070	1200	8,5	470	195
10,5	97,6	ТСВ	100	30	17	1,25	800	490	1200	9,0	450	200
13,8	97,4	»	52	20	15	121	1430	1710	2000	34	1650	874
13,8	97,4	»	52	20	19	100	1430	1710	2000	29	1410	767
13,8	97,6	ЭМВ	89	35	26	39	1100	1310	2000	15,1	1130	530
10,5	96,8	»	74	28	20	15	972	1150	1350	12	530	274
10,5	96,7	»	97	35	23	2,5	646	800	940	4,8	257	120
10,5	96,0	ТСВ	182	32	18,5	7,8	778	980	1220	11	500	197

Гидроэлектро- станция, река	Тип генератора	Кон- струк- тивное испол- нение	Изготовитель	Год изго- товле- ния	Мощность		Кэф- фици- ент мощ- ности cos φ	Ча- стота враще- ния, об/мин
					МВ·А	МВт		
Учкурганская, Нарын	СВ $\frac{840}{150}$ 52	П	ЛПЭО «Электросила»	1961	56,25	45	0,8	115,4
Ходжикентская, Чирчик	СВ $\frac{808}{130}$ 40	>	ПО СЭТМ	1976	64,7	55	0,85	150
Кумская, Кума	СВ $\frac{840}{135}$ 44	>	ЛПЭО «Электросила»	1962	50	40	0,8	136,4
ДнепроГЭС-2, Днепр	СВ $\frac{1230}{140}$ 56	3	ПО ЭТМ	1973	130,6	104,5	0,8	107,1
Крапивинская, (1-я очередь), Томь	СВ $\frac{1230}{140}$ 48	>	ПО ЭТМ	Прект	137,6	117	0,85	125
Мамаканская, Мамакан	ВГС $\frac{525}{125}$ 28	П	ПО УЭТМ	1961	26,9	21,5	0,8	214
Хантайская, Хантайка	СВ $\frac{780}{137}$ 32	>	ПО СЭТМ	1970	74,12	63	0,85	187,5
Днестровская, Днестр (рис. 10.7)	ГСВ $\frac{1250}{140}$ 48	3	ПО ЭТМ	1981	137,5	117	0,85	125
Шамхорская, Кура	СВ $\frac{1322}{179}$ 56	>	ПО СЭТМ	1982	224	190	0,85	107,1
Худаферинская, Аракс	ВГС $\frac{545}{105}$ 36	>	ПО УЭТМ	1985	62,5	50	0,8	166,7
Миатлинская, Сулак	СВ $\frac{1230}{140}$ 48	>	ПО ЭТМ	1982	137,6	117	0,85	125
Верхне-Тулום- ская, Тулома	СВ $\frac{660}{165}$ 32	П	ЛПЭО «Электросила»	1963	67,1	57	0,85	187,5
Перепадная-1, Ингури	СВ $\frac{780}{190}$ 32	>	ПО СЭТМ	1969	73,3	86	0,85	187,5
Вилюйская-1, Вилюй	СВ $\frac{780}{190}$ 32	>	То же	1965	90,5	77	0,85	187,5
Серебрянская-1, Воронья	СВ $\frac{640}{170}$ 24	>	ЛПЭО «Электросила»	1970	78,8	67	0,85	250
Серебрянская-2, Воронья	СВ $\frac{640}{170}$ 24	>	То же	1974	78,8	67	0,85	250

* Неявнополюсные генераторы с продольно-поперечным возбуждением.

Примечание. Охлаждение гидрогенераторов, приведенных в таблице, воздушно-е.

Нап- ряже- ние, кВ	КПД при 100%-ной мощности в номи- нальном cos φ	Воз- буж- дение	Реактивность, %			Махо- вой мо- мент, тыс. т·м²	Диаметр ра- сточки ста- тора, см	Диаметр ста- тора по кор- пусу, см	Диаметр шахты генера- тора, см	Наг- рузка на под- пят- ник, МН	Масса гидро- генера- тора, т	Масса ро- тора, т
			x_d	x'_d	x''_d							
10,5	97,0	ЭМВ	80	28	20	9,0	785	980	1220	11	550	244
10,5	97,9	>	93	35	22	7,5	750	1070	1200	10	500	246
10,5	96,7	>	103	30	23	7,2	775	980	1220	9,5	500	213,5
13,8	97,9	ТСВ	96	30	20	35	1160	1390	1620	19	800	408
13,8	98	>	116	32	20	33	1147	1390	1620	20,9	900	450
10,5	96,3	ЭМВ	92	27	19	1,3	466	650	—	3,7	241	116,5
10,5	97,79	>	88,3	26	16,7	7,0	704	900	1210	10,8	511	253
13,8	98	ТСВ	116	32	20	40	1147	1230	1620	21	900	450
15,75	98,6	>	130	37	22	60	1240	1508	1820	30	1250	610
10,5	97,7	>	100	29	18	7,0	775	975	1160	7,7	370	190
13,8	98	>	116	32	20	41	1147	1390	1620	21	900	450
10,5	97,5	ЭМВ	104	29	20	4,5	588	764	920	11,5	480	225
13,8	97,4	>	85	23,7	15,4	9,5	...	840	1200	...	865	...
13,8	97,66	>	85	23,7	15,4	9,5	704	900	1210	12,5	580	290
13,8	97,6	>	106	26	20	4,0	568	750	1000	10,5	498	242
13,8	97,6	>	106	26	20	4,0	568	750	1000	10,5	498	242

Таблица 10.9. Гидрогенераторы пропеллерных осевых и диагональных гидротурбин

Гидроэлектростанция, река	Тип генератора	Конструк- тивное испол- нение	Изготовитель	Год напото- вления	Мощность		Коэффициент мощности cos φ	Частота вращения, об/мин	Напря- жение, кВ
					МВ·А	МВт			

Гидрогенераторы пропеллерных осевых гидротурбин

ДнепроГЭС-2, Днепр (рис. 10.6)	СВ	$\frac{1230}{140}$	56	3	ПО ЭТМ	1973	130,6	118	0,9	107,1	13,8
--------------------------------------	----	--------------------	----	---	--------	------	-------	-----	-----	-------	------

Гидрогенераторы диагональных гидротурбин

Бухтарминская, Иртыш	СВБ	$\frac{850}{190}$	48	П	ПО СЭТМ	1960	88,3	60	0,85	125	13,8
Зейская, Зeya (рис. 10.8)	СВ	$\frac{1130}{220}$	44	З	ЛПЭО «Электросила»	1975	253	215	0,85	136,4	15,75
Андижанская, Карадарья	СВ	$\frac{508}{115}$	18	П	ПО СЭТМ	1980	43,75	35	0,8	333,3	10,5

Примечание. Система охлаждения гидротурбин, приведенных в таблице, воздушная.

Продолжение табл. 10.9

Гидроэлектростанция, река	КПД при 100 %-ной мощности и номинальном cos φ, %	Система возбуж- дения	Реактивность, %		Максималь- ный момент, тыс. т·к2	Диаметр расточек стватора, см	Диаметр стватора по нару- жному контур- у, см	Диаметр плахты стватора, см	Нагрузка на под- пятник, МН	Масса гидро- генера- тора, т	Масса ротора, т
			x_d'	x_d''							

Гидрогенераторы пропеллерных осевых гидротурбин

ДнепроГЭС-2, Днепр (рис. 10.6)	97,9	ТСВ	96	30	20	35,00	1160	1390	1620	19	800	408
--------------------------------------	------	-----	----	----	----	-------	------	------	------	----	-----	-----

Гидрогенераторы диагональных гидротурбин

Бухтарминская, Иртыш	97,81	ЭМВ	90,7	32,5	23,2	12,8	782	...	1240	7,5	645	325
Зейская, Зeya (рис. 10.8)	98,3	ТНВ	105	32	21	45	1040	1300	1600	3,2	1295	644
Андижанская, Карадарья	97,35	ЭМВ	103	29	21	0,95	430	630	870	6,4	292	130

Таблица 10.10. Гидрогенераторы радиально-

Гидроэлектростанция, река	Тип гидро- генератора	Конструктив- ное исполне- ние	Изгото- витель	Год изгото- вления	Мощность		Коэффициент мощности cos φ	Частота вращения, об/мин	
					МВ·А	МВт			
<i>Гидрогенераторы радиально</i>									
ДнепрГЭС-1, Днепр	СВ $\frac{1160}{180}$	72	П	ЛПЭО «Электросила»	1948	90,0	72	0,8	83,3
Усть-Каменогорская, Иртыш	СВ $\frac{1160}{180}$	72	»	ПО СЭТМ	1951	103,5	82,8	0,8	83,3
Кубанская-1, Кубань (канал)	ВГС $\frac{525}{110}$	72	»	ПО УЭТМ	1965	20,6	18,5	0,9	187,5
Барсучковская-3, Кубань	ВГС $\frac{527}{110}$	27	»	То же	1968	32,25	29	0,9	250
Барсучковская-4, Кубань	ВГС $\frac{527}{110}$	27	»	»	1973	32,25	29	0,9	250
Ташкумирская, Нарын	ВГС $\frac{1260}{185}$	60	3	ПО СЭТМ	1985	176,5	150	0,85	100
Байпазинская, Вахш (рис. 10.9)	ВГС $\frac{1260}{185}$	60	»	ПО УЭТМ	1983	176,5	150	0,85	100
Мингечаурская, Кура	СВ $\frac{850}{190}$	48	П	ЛПЭО «Электросила»	1952	85,5	72,5	0,85	125
Курейская, Курейка	СВ $\frac{1130}{140}$	48	3	ПО СЭТМ	1986	141	120	0,85	125
Бухтарминская, Иртыш	СВБ $\frac{850}{190}$	48	П	То же	1960	88,3	75	0,85	125
Вилюйская-2, Вилюй	СВ $\frac{972}{150}$	44	»	ПО СЭТМ	1975	95	85	0,9	136,4
Богучанская, Ангара (рис. 10.10)	СВ $\frac{1547}{240}$	66	3	ЛПЭО «Электросила»	198	370	333	0,9	90,9
Усть-Илимская, Ангара (рис. 10.11)	ВГС $\frac{1190}{215}$	48	»	ПО УЭТМ «Электросила»	1971	282,5	240	0,85	125
Красноярская, Енисей (рис. 10.12)	СВФ $\frac{1690}{175}$	64	»	ЛПЭО «Электросила»	1964	590	500	0,85	93,8
	СВФ $\frac{1690}{185}$	64	»	То же	1969	590	500	0,85	93,8
Курпсайская, Нарын	СВ $\frac{1130}{220}$	44	ЗОК	ПО СЭТМ	1980	235	200	0,85	136,4
Братская, Ангара	СВ $\frac{1190}{250}$	48	П	ЛПЭО «Электросила»	1960	294	250	0,85	125
Кубанская-2, Кубань (канал)	ВГС $\frac{525}{150}$	20	»	ПО УЭТМ	1964	51,6	46	0,9	300
Верхне-Териберская, Териберка	СВ $\frac{800}{230}$	32	»	ЛПЭО «Электросила»	1983	144,4	130	0,9	187,5
Бурейская, Бурей	СВ $\frac{1315}{265}$	48	3	То же	Проект	372,22	335	0,9	125
Ладжанурская, Цхенис и Ладжанури	СРФЛ $\frac{706}{50}$	24	П	АЕГ УНИОН	1956	46,6	37,3	0,8	250

осевых и ковшовых гидротурбин

Напряжение, кВ	КПД при 100 %-ной мощности и номиналь- ном cos φ, %	Систе- ма воз- бужде- ния	Реактивность, %			Момент, тыс т·м ²	Диаметр расстоян стватора, см	Диаметр стватора по корпусу, см	Диаметр шахты гене- ратора, см	Нагрузка на подпятник, МН	Масса гидро- генератора, т	Масса рото- ра, т
			x _d	x' _d	x'' _d							
13,8	97,3	ЭМВ	79	30	23	39	1100	1310	1545	10,3	986	491
13,8	97,6	»	89	35	26	39	1100	1310	1545	10,3	990	491
10,5	96,8	»	104,4	35,1	22	1,25	477	650	360/570	2,15	215	105
10,5	97,2	»	1,14	460	650	360/570	2,5	240	115
10,5	97,2	»	112	32	20	1,14	460	650	360/570	2,5	240	115
15,75	98,2	ТСВ	101	33	23,7	55	1190	1444	1670	14,7	1100	645
15,75	98,2	»	101	33	23,7	65	1190	1444	1670	15	1100	645
13,8	97,5	»	87	32	23	12,8	782	980	1200	7,5	660	325
13,8	0,982	»	108,6	66,5	33,5	29	1040	1292	1470	12	830	420
13,8	97,5	ЭМВ	90	33	23	12,8	782	980	1240	7,5	645	325
13,8	98,13	»	90	30	20	16	896	1120	1420	8,4	680	330
15,75	98,4	ТСВ	110	35	24	152	1455	1760	1960	27,5	1770	940
15,75	98,4	ТНВ	122	38	25	55	1100	1365	1570	16,45	1212	620
15,75	98	»	157	41	30	187	1610	1910	2200	26	1640	884
15,75	98	»	166	43	32	187	1610	1910	2200	26	1650	884
15,75	98,34	ТСВ	97	29	19	41	1040	1310	1550	15	1220	600
15,75	98,2	ТНВ	119	39	27	52	1100	1360	1600	14	1300	655
10,5	98	ЭМВ	101	25,5	16,2	1,5	464	650	360/570	3,3	300	150
10,5	98,1	ТСВ	116	35	22	14	720	920	1154	10,5	790	435
15,75	98,4	ТСВ	103	32	24	74	1200	1520	1780	20	1500	750
10,5	97,11	ЭМВ	95	21,6	15,2	1,99	516	710	Квадрат 870	3,08	423,77	176,5

Гидроэлектростанция, река	Тип гидро генератора	Конструктив- ное исполне- ние	Изгото- витель	Год изгото- вления	Мощность		Коэффициент мощности cos φ	Частота вращения, об/мин
					МВ-А	МВт		
Чарвакская, Чирчик	СВ $\frac{854}{235}$ 32	П	ЛПЭО «Электросила»	1970	176,5	150	0,85	187,5
Жинвальская, Арагви	СВ $\frac{425}{135}$ 14	»	ПО ЭТМ	1983	40,6	32,5	0,8	428,6
Токтогульская, Нарын (рис. 10.13)	СВ $\frac{1100}{250}$ 36	»	ПО СЭТМ	1974	353	300	0,85	166,7
Ирганайская, Аварское Койсу	СВ $\frac{812}{240}$ 28	»	То же	Про- ект	235	200	0,85	214,3
Чиркейская, Сулак (рис. 10.14)	ВГСФ $\frac{915}{227}$ 30	»	ПО УЭТМ	1970	294	250	0,85	200
Саяно-Шушенская, Енисей (рис. 10.15)	СВФ $\frac{1285}{275}$ 42	3	ЛПЭО «Электросила»	1977	711	640	0,9	142,8
Зеленчукская, Кубань	ВГС $\frac{475}{210}$ 14	П	ПО УЭТМ	1984	94	80	0,85	428,6
Нурекская, Вахш (рис. 10.16)	ВГСВФ $\frac{940}{235}$ 30	»	ПО УЭТМ	1972	353	300	0,85	200
	ВГСВВ $\frac{940}{235}$ 30	»	То же	1979	353	300	0,85	200
Гюмушская, Раздан	СВ $\frac{465}{210}$ 16	»	ЛПЭО «Электросила»	1952	66	56	0,85	375
Ткибульская, Дзеврула	СПФЛ $\frac{586}{51}$ 10	»	АЕГ Уннион	1954	25	20	0,8	600
Рогунская, Вахш (рис. 10.17)	СВФ $\frac{1165}{300}$ 36	»	ПО УЭТМ	Про- ект	666	600	0,9	166,7
Храмская-2, Храми	СВ $\frac{430}{210}$ 14	»	ЛПЭО «Электросила»	1960	68,75	55	0,8	428,6
Спандарянская, Воротан	СВ $\frac{375}{195}$ 12	»	То же	1982	47,5	38	0,8	500
Ингульская, Ингури (рис. 10.18)	СВ $\frac{712}{227}$ 24	»	ПО СЭТМ	1976	306	260	0,85	250
<i>Гидрогенераторы</i>								
Татевская, Воротан (рис. 10.23)	СВ $\frac{375}{195}$ 12	П	ЛПЭО «Электросила»	1966	65,5	52,4	0,8	500
Зарамагская, Ардон (рис. 10.24)	СВ $\frac{710}{235}$ 20	»	То же	Про- ект	203,5	173	0,85	300

* Нурекская ГЭС, гидроагрегат № 9.

Примечание Система охлаждения гидрогенераторов Красноярской, Саяно-Шушенской, Ингур воздушная ротора. Гидрогенератор девятого агрегата Нурекской ГЭС имеет внутриводяное водяное охлаждение ротора и статора и железа статора. Система охлаждения всех остальных гидрогенераторов

Напряжение, кВ	КПД при 100 %-ной мощности и номиналь- ном cos φ, %	Систе- ма воз- бужде- ния	Реактивность, %			Маховой момент, тыс. т·м ²	Диаметр расточки статора, см	Диаметр статора по корпусу, см	Диаметр шатуна гене- ратора, см	Нагрузка на подпятник, МН	Масса гидро- генератора, т	Масса рото- ра, т
			x_d	x'_d	x''_d							
13,8	98,1	ЭМВ	100	28	17	18	770	980	1250	12	890	472
10,5	97,3	»	100	28	17	0,5	335	500	720	2,4	240	117
15,75	98,4	ТНВ	130	34	20	43	1000	1360	1470	17,25	1554	738,5
13,8	98,3	»	135	39,3	22,9	13,5	720	960	1175	12,75	1050	520
15,75	98,1	»	147	33	19	21,5	835	1166,5	1360	15	1150	560
15,75	98,3	»	158	43	30	102	1185	1480	1750	32,5	1790	912
13,8	97,7	ТСВ	130	30	18	1,05	383	642	378	0,407	385	177
15,75	98,2	ТСВ	131	38	23,7	26,5	843	1130	1390	1,72	1250	648
15,75	98,3	ТСВ	131	38	24,3	26,5	843	1130	1390	17,98	1251,5	666,5
10,5	97,6	ЭМВ	94	21	21	1,2	386	580	820	4,8	360	179
10,5	96,7	»	...	23,8	248	400	555	...	155	...
15,75	98,3	ТНВ	150	39	28	65	1060	1390	1650	30	2200	1000
10,5	97,5	ЭМВ	114	28	18	0,75	350	550	800	4,35	272	168
10,5	97,3	ТСВ	94	20	12	0,4	300	520	780	3,3	280	124,5
15,75	98	»	165	43	100	8	625	890	1170	12	830	398
<i>ковшовых гидротурбин</i>												
10,5	97,5	ЭМВ	130	28	16	0,4	300	520	780	1,8	283	134
13,8	98	ТСВ	105	29	18	1,75	590	870	1150	4,5	760	380

ской и восьми гидроагрегатов Нурекской ГЭС внутриводяное водяное статора и форсированное охлаждение статора и ротора. Гидрогенераторы Рогунской ГЭС имеют полное водяное охлаждение ГЭС, приведенных в таблице, воздушная.

Таблица 10.11. Двигатели-генераторы насос-турбин

Гидроэлектростанция, река	Тип двигателя генератора	Конструк- тивное исполье- ние	Изгото- витель	Год изготовления	Мощность		Коэффициент мощности cos φ*	Частота вращения, об/мин	Напряжение, кВ
					МВ·А	МВт*			
Константиновская ГЭС-ГАЭС, Ю. Буг (рис. 10.21)	СВО $\frac{1130}{155}$ 56	З	ПО ЭТМ	Проект	85,5	$\frac{50}{80}$	$\frac{0,85}{0,95}$	107,1	15,75
	СВО $\frac{733}{130}$ 36	П	То же	1970	45,6	$\frac{33,4}{40}$	$\frac{0,733}{0,9}$	166,7	10,5
Ташлыкская ГЭС-ГАЭС, Ю. Буг	СВО $\frac{1140}{190}$ 48	З	»	Проект	147	$\frac{125}{133}$	$\frac{0,85}{0,95}$	125	15,75
	ВГДС $\frac{1025}{245}$ 40	»	ПО УЭТМ	1984	235	$\frac{200}{220}$	$\frac{0,85}{0,95}$	150	15,75
Каневская ГАЭС, Днепр	ВГДС $\frac{1025}{245}$ 40	»	ПО ЭТМ	Проект	255	$\frac{220}{220}$	$\frac{0,85}{0,95}$	150	15,75
	СВО $\frac{1250}{260}$ 40	»	То же	»	430	$\frac{324}{421}$	$\frac{0,9}{0,99}$	150	15,75
Днепровская ГАЭС, Днепр	ВГДС $\frac{1025}{245}$ 40	»	»	1986	235	$\frac{200}{220}$	$\frac{0,85}{0,95}$	150	15,75
	ВГДС $\frac{1025}{245}$ 40	»	»	»	235	$\frac{200}{220}$	$\frac{0,85}{0,95}$	150	15,75

Продолжение табл. 10.11

Гидроэлектростанция, река	КПД* при 100%-ной мощности в номин- альном cos φ, %	Система возбуждения	Реактивность, %*			Максималь- ный момент, тыс. т·м ²	Диаметр расточки статора, см	Диаметр статора по кор- пусу, см	Диаметр шхты генератора, см	Нагрузка на подпятник, МН	Масса гидро- генера- тора, т	Масса ротора, т
			x	x' _d	x'' _d							
Константиновская ГЭС-ГАЭС, Ю. Буг (рис. 10.21)	$\frac{97,7}{98,3}$	ТНВ	$\frac{59}{87}$	$\frac{24}{34}$	$\frac{16}{23}$	28	1045	1130	1520	19	860	390
	97,4	ЭМВ	$\frac{104}{115}$	$\frac{33}{37}$	$\frac{30}{35}$	5,1	561	860	1100	5,5	450	200
Ташлыкская ГЭС-ГАЭС, Ю. Буг	$\frac{98,2}{98,4}$	ТНВ	$\frac{108}{105}$	$\frac{37}{35}$	$\frac{23}{22}$	35	1048	1140	1585	13	960	460
	$\frac{98,4}{98,5}$	»	$\frac{142}{142}$	$\frac{45}{45}$	$\frac{32}{32}$	32	935	1200	1450	14,6	1100	600
Загорская ГАЭС, Кунья (рис. 10.19)	98,4	»	$\frac{134}{148}$	$\frac{39}{43}$	$\frac{35}{27}$	32	935	1190	1450	15,6	1120	600
	$\frac{98,4}{98,5}$	»	$\frac{103}{123}$	$\frac{30}{35}$	$\frac{14}{17}$	60	1150	1485	1730	36,6	1570	760
Каневская ГАЭС, Днепр	98,3	»	$\frac{142}{142}$	$\frac{45}{45}$	$\frac{32}{32}$	32	935	1190	1200	14,6	1100	600
	$\frac{98,4}{98,5}$	»	$\frac{142}{142}$	$\frac{45}{45}$	$\frac{32}{32}$	32	935	1190	1200	14,6	1100	600

* В числителе — в генераторном режиме, в знаменателе — в насосном режиме.

Примечание. Система охлаждения всех двигателей-генераторов воздушная.

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ГИДРОМАШИН ЗАРУБЕЖНЫХ ГЭС, ГАЭС И ПЭС

Таблица 11.1. Поворотно-лопастные горизонтальные капсульные гидротурбины

Гидроэлектро- станция, страна	Год пуска первого гидро- агрегата	Изготовитель (завод, фирма)	Число гидро- агрега- тов	Тип гидро- турбины	Напор, м			Мощ- ность агре- гата, МВт	Диаметр рабочего колеса D ₁ , м	Частота враще- ния, об/мин	Коеффи- циент быстро- ходности n _с	Макси- маль- ный КПД, %
					мини- маль- ный	расчет- ный	макс- маль- ный					
Клостерфосс, Норвегия	1969	ПОАТ ХТЗ	4	ПЛГК10	3,5	5,03	7,0	5,33	4,5	119	85,7	94
Витъярв, Швеция	1974	КМВ	3		...	5,6	...	12,3	5,8	250	75	...
Вогри, Франция	1980	Нейрлик; Жемон	2		...	5,65	...	18	6,25	350	75	...
Расине, США	1980	Эшер Висс	2		2,44	6,23	7,0	24,6	7,7*	443,5	52,1	93,1
Хишкоре, ВНР	1974	Нейрлик; Ганс-Моваг	4		6,27	6,7	11,5	7,21	4,3	138	107	...
Порт де Фер, Румыния	Проект	Эшер Висс	2		2,44	6,9	7,5	22,8	7,25	...	71,5	...
Дженлеп, Канада	1975	ПО ЛМЗ	6	ПЛГК15	4,9	7,31	10,7	28,0	7,5	448	62	...
Мелк, Австрия	1983	Фойт; Андрис; Фост-Альпине	9		4,9	8,2	11,28	22,3	6,3	300	85,7	...
Абинден-Астен, Австрия	1979	Андрис; Эшер Висс; Фойт; Фост	9		4,8	8,2	10,9	19,5	5,7	284	93,8	...
Калерусс, Франция	1975	Альстом; Нейрлик	4		...	9,1	...	32,5	6,25	400	93,8	...
Конгсвингер, Норвегия	1975	Квернер Бруг	1		...	9,16	...	19,1	5,5	240	93,8	...
Оттенсхейм, Австрия	1973	Андрис; Нохаб	9		5	9,2	13,45	25	5,6	250	100	94,3

Авиньон, Франция	1973	Альстом; Нейрлик	4	ПЛГК15	...	9,3	10,5	30	6,25	400	93,8	...
Жерванс, Франция	1981	Альстом; Нейрлик	4		...	9,7	12	30	6,25	405	93,8	...
Фуннефосс, Норвегия	1976	Квернер Бруг	2		...	10,3	...	20	5,2	220	100	...
Бокэр (Валабрег), Франция	1970	Альстом; Нейрлик	6		8,15	10,7	12,95	35	6,25	400	93,8	...
Страсбург, Франция	1970	Альстом; Нейрлик	6		...	10,7	12,9	24,5	5,6	234	100	...
Парки, Швеция	1970	Нейрлик КМВ	1		5	11	14	21,2	4,9	140	115,4	...
Иффельхейм, ФРГ	1977	Фойт; Эшер Висс	4		...	11,7	13,85	27	5	268	100	...
Шалланг, Ю. Корея	1974	Альстом; Нейрлик	4		5	11,8	14,4	21	5,2	200	120	...
Рок Айленд, США	1978	Альстом; Нейрлик	8		...	12,1	13,3	54	7,25	481	85,7	...
(гис. 11.1) Пож де Руссельон, Франция	1977	Крезо Альстом; Нейрлик	12		...	12,1	...	40	6,25	400	93,8	...
Альтенпорт, Австрия	1976	Шармилль Бюфорс; Нохаб; Андрис; Фойт Эшер Висс	9	ПЛГК20	9,5	14	18,10	39	6	300	103,4	...
Бельвер, Людтугалья	1977	Фойт Эшер Висс	1		...	14,2	15,20	35,3	6	267,5	100	...
Англефорт, Франция	1980	Нейрлик; Жемон	2		...	15	...	45	6,4	350	107	...
Гелделе, Швеция	1973	Нохаб; КМВ	1		...	15	...	24,3	4,5	180	136,4	...
Акао, Япония	1978	Фуджи	1		...	14,4	17,4	34	5,1**	220	128,6	...
Каковек, СФРЮ	1979	Нейрлик; Литгастрой	2		...	18,55	...	42,24	5,4	250	125	...
Шинго, Япония	Проект	...	1	ПЛГК25	...	19,25	22,45	40,6	5	200	136	...

Таблица 11.2. Поворотно-лопастные вертикальные осевые гидротурбины

Гидроэлектро- станция, страна	Год пуска первого агрегата	Изготовитель	Число агре- гатов	Тип гидро- турбины	Напор, м			Мощность агрегата, МВт	Диаметр рабочего колеса D ₁ , м	Расход, м ³ /с	Частота враще- ния, об/мин	Кэффи- циент объём- ной произ- водительности η, %	Макси- мальная КПД, %
					макс. мальная	рас- чётный	макс. мальная						
Вальзе, Австрия	1968	Нохаб	6	ПЛ110	—	9,1	10,6	40,5	7,8	450	62,5	...	94
Руфорс, Швеция	1962	КМВ	2	ПЛ115	—	11,7	13	40,5	8,1	380	71,4	775	94,2
Ашах, Австрия	1964	Фойт; Эшер Внсс	4	ПЛ120	13	15	18,3	66,54	8,4	500	68,2	694	94
Ноканан, Япония	1972	...	2	18	20	28	5,3	...	125	659	...
Донт Спрас, Канада	1977	Доминион Инжиниринг	10	99,3	7,93
Ферлах Мария, ФРГ	1975	Фойт	2	ПЛ130	...	20,8	22	38,94	5,1	...	125	646	...
Жупия, Бразилия	1967	Эшер Внсс; Рива; Франко Този	14	21,1	24,4	100	8,4	462	78,3	640	...
Росер-Сант Австрия	1974	Нохаб	2	23	...	41	5,1	197	136,4	640	...
Сальто Гранде, Аргентина	1977	ПОАТ ХТЗ	14	ПЛ140	10,6	25,3	32,5	138	8,5	...	75	580	94
Вольта Гранде, Бразилия	1974	Доминион Инжиниринг	4	...	21,4	26,2	32,5	103	7,6	...	85,7	542	...
Джердап — Железные Ворота, СФЮ — СРР	1969	ПО ЛМЗ	9	...	17,5	27,16	35,5	178	9,5	...	71,5	575	94,3
Собрадinho, Бразилия	1978	То же	6	ПЛ140	18	27,2	31,8	194	9,5	...	75	590	94,5
Лауэр-Мону- ментал, США	1975	Аллис Чалмерс	6	28,3	30,5	156	7,93	...	90	635,6	94,0
Джон Дей, США	1968	Морган Смит	20	28,6	37,1	135	7,8	...	90	644,1	...
Литл Гус, США	1975	Аллис Чалмерс	6	ПЛ150	...	28,3	48,3	158	7,93	...	90	636	...
Мэктавак, Канада	1977	ПО ЛМЗ	2	ПЛ140	23,77	33,53	36,27	110	6,6	...	112,5	537	94,3
Лоуэр Гранит, США	1974	Аллис Чалмерс	3	28,3	30,5	158,5	7,94	...	90	635	...
Грэнд Репидс, Канада	1965	То же	16	ПЛ150	34,1	36,5	41,1	110,4	6,8	...	112,5	486	...
Литга, Швеция	1976	Бофорс; Нохаб	2	39	...	181,7	7,5	...	107	546	...
Табка, Сирия	1972	ПО ЛМЗ	8	ПЛ170	29	60	69	142,0	6	...	150	395	93,5
Отори, Япония	1965	Хитачи	1	ПЛ160	40	49	51	100	6,15	221,5	150	297	...
Трез Мариа, Бразилия	1969	Фойт	8	...	32	50	55	71	...	149,5	166,3	392	...
Акха, Швеция	1978	Нохаб	8	ПЛ150	...	42,5	45	150	6,8	...	115,4	482	...
Орлик, ЧССР	1963	ЧКД	4	ПЛ170	44	70,5	...	94	4,6	150	187,5	359	90

Таблица 11.3. Пропеллерные и диагональные поворотные лопастные гидротурбины

Гидроэлектро- станция, страна	Год пуска первого гидро- агрегата	Изготовитель	Число гидро- агрегатов	Напор, м			Мощность агрегата, МВт	Диаметр рабочего колеса, D ₁ , м	Расход, м ³ /с	Частота вращения, об/мин	Кэффи- циент быстро- ходности K _{ст}	Макс. магн. КПД, %
				мин. магн.	рас- четная	макс. магн.						
<i>Пропеллерные</i>												
Калерусс*, Франция	1975	Альстом; Нейрлик	2	—	9,1	...	32,5	6,9	400	93,8	1210	...
Советер*, Франция	1973	Альстом; Нейрлик	2	—	9,4	10	33	6,9	400	93,8	1210	...
Кэтл Репидс**, Канада	1974	Франко Тозн	12	—	—	30	106	7,36	...	88	508	...
<i>Диагональные</i>												
Кулигран, Шотландия	1962	Инглиш Электрик	1	58,5	22	2,53	48,7	300	292	...
Амгасэ, Япония	1963	Мицубиси	2	47	57	60,5	57	3,9	94,1	180	408	94
Аура, Швеция	1967	Нохаб	1	44	46	70,3	91,2	4,5	160	166,7	490	...
Шин-Ришима, Япония	1967	Тошиба	1	...	70,6	...	33,9	300	318	...
Самеура, Япония	1970	Хитаги	2	...	80	87,5	44	3,15	...	257	265	...
Яндаэ, Япония	1964	Тошиба	1	...	97,3	...	43,6	257	204	...

* Горизонтальная гидротурбина Приб.
** Вертикальная гидротурбина Проб.

Таблица 11.4. Радиально-осевые вертикальные гидромашин

Гидроэлектро- станция, страна	Год пуска первого гидро- агрегата	Изготовитель	Число гидро- агре- гов, шт.	Тип гидро- турбины	Напор, м			Мощ- ность агре- гата, МВт	Диаметр рабо- чей ко- леса, D ₁ , м	Расход, м ³ /с	Частота вращения, об/мин	Кэффи- циент быстро- ходности K _{ст}	Макс. магн. КПД, %		
					мин.	расчет	макс.								
Сайт-1, Канада	1978	ПО ЛМЗ	4	PO45	36,58	39,6	42,6	179	8	...	66,7	330	—1	220	95
Илья Солтейра, Бразилия (рис. 11.2)	1973	Евроконсорциум; Хитаги	20	PO50	32	46	50	165 (200)	6,8	453	71,8	305	...	146	94,2
Капивара, Бразилия	1974	ПО ЛМЗ	4	PO75	35	50	50	163	6,05	375	100	350	—4	105,8	95,2
Агуа Вермела, Бразилия	1978	Нейрлик	6	PO75	...	57	57	240 (291)	7,2	457	94,7	345	...	160	...
Эль Чокон, Аргентина	1977	...	6	PO75	58,4	61,3	66	200 (235)	7	459	83,3	279
Инга-2, Занр	1976	Нейрлик	8	PO75	...	56,2	62,5	178	6,13	315	107	340
Порьос, Швеция	1976	Бюфорс; Нохаб	2	PO75	...	60,5	...	243,5	6,9	470	83,3	284
Лурнарн, Греция	1979	ПОЛТ ХТЗ	2	PO75	57,5	68	79	103	4,25	...	150	290	—1
Броунли, США	1980	Хитаги	1	PO115	...	72	81	225 (265)	6,9	...	100	264	...	96	...
Докав, Ирак	1976	ПО ЛМЗ	5	PO75	50	82	95	81,7	3,3	...	200	270	—2,6

Гидроэлектро- станция, страна	Год пуска первого гидро- агрегата	Исполнитель	Число гидро- агрега- тов	Тип турбины	Истор. м		Мощ- ность, агре- гатов, МВт	Дли- метр рабо- чей ко- леса, Ди, м	Расход воды, м³/с	Частота вращения, об/мин	Коеффи- циент быстро- ходности, % ¹	Максим. малая высота отсоса воды, Н _э , м	Масса рабо- чей ко- леса, т	Макси- маль- ный КПД, %
					Макс. расчет. мощн.	Макс. малая мощн.								
Паулу Афонсу-3, Бразилия	1974	Фойт	4	PO115	...	82,5	88	207	...	187,5	390
Грэнд Кули-3, США (рис. 11.4)	1975	Бингам-Вилламетте	3		67,1	86,5	108,3	600	750	72	248	...	430	93
Грэнд Кули-4, США	1977	Аллис Чалмерс	3		67,1	86,5	108,3	700	880	85,7	318	...	450	...
Харспронгет-2, Швеция	1980	КМВ; Бофорс	1		...	103	105	469	485	107,1	261	...	190	...
Кабора Басса, Мозамбик (рис. 11.5)	1974	Фойт; Нейрлик	5	PO170	...	103,5	127	415 (485)	405	107,1	244	...	162	...
Инфернильо-2, Мексика	1974	Эшер Висс	2		...	110	112	198,5	202	138,5	201
Геччекая, Турция	1973	Аллис Чалмерс	3		104	115	130	107	100	187,5	190	...	59,3	94,5
Итайпу, Бразилия (рис. 11.6)	1982	Механико-Пеа- да; Фойт; Же- мон; Крезо	18		90	118	124	700	689	90,9	250
Ла Гранд-4, Канада	1983	Нейрлик	9		...	119,5	122	300	280	128,6	262	-4,2
Ла Гранд-2, Канада	1979	Нейрлик	16		...	137	141,7	338,5	270	133,3	190	-7,5	...	94,1

Гури 2, Венесуэла	1982	Хитачи; Тошиба	10	PO170	130	136	146	730	530	112,5	242	...	130	...
Фоз-до-Арея, Бразилия	1980	Гидроарт; Хитачи	6		96	128	135	430	344	128,6	160
Майка, Канада	1976	ПО ЛМЗ; Хитачи	2 4		131	170	182,9	444	435	128,6	160	-3	...	95,3
Ритсем, Швеция	1978	КМВ	1		145	150	173	300 (330)	240	166,6	218	...	75	...
Портлдж Маунтин, Канада	1969	Мицубиси; Тошиба	6		138,7	152,4	170,7	280 (282)	...	150	167	94,1
Реза Шах Кэбир, Иран	1970	Альстом; Нейрлик	4	PO230	...	160	...	280	...	166,7	182
Сейтеваре, Швеция	1967	Нохаб	1		167,5	...	182	204 (225)	...	200	184	...	32	96
Гувер (модерни- зация), США	1970	Аллис Чалмерс	1		...	161,5	181	104	...	180	117,6	92,0
Черчилл Фолс, Канада	1971	Доминион Инжиниринг	11	PO400	...	312,5	322	477	142	200	127	-3,7	100	94,0
Вер Хорнберг, ФРГ	1976	Эшер Висс	4	PO700**	593	625	655	258	45	600	114	-70
Росхаг-Цемм, Австрия	1970	Фойт	4		...	636	650	60	13	750	68	90,1
Вальдек-2 (ГАЭС), ФРГ (рис. 11.7)	1974	»	2	PO400	320	329	343	220	80	375	147	-53
Черны Ваг (ГАЭС), ЧССР	1980	ЧКД	6	PO500	391	419	428	114,3	30	500	105	-24,6

* В скобках указаны максимальные значения.
** Турбина горизонтальная.

Таблица 11.5. Ковшовые вертикальные гидротурбины

Гидроэлектростанция, страна	Год пуска первого гидро- агрегата	Изготовитель	Число гидро- агрегата	Напор, м		Диаметр рабочего колеса D ₁ , м	Расход, м ³ /с	Частота вращения, об/мин	Кэффи- циент быстро- ходности л.с. об/мин
				расчет- ный	макси- мальный				
Нью Колгейт, США (рис. 11.8, 11.9)	1969	Фойт	2	397	413	169	46	180	46
Сестримо, НРБ	1974	ЧКД	2	...	539	136	28	333	55
Скьюмен, Норвегия	1973	Квернер Бруг	2	...	585	140	24	428	46
Иллки, Индия	1972	Аллис Чалмерс	6	600	669	130	22	375	46
Чимето **, Италия	1958	Рива Кальцони	2	...	727	123	18	300	32
Чивор, Колумбия	1975	То же	4	...	803	125	19	450	48
Видра-Лотру, СРР	1972	Нейрлик	3	747	—	180	28	375	48
Кемано, Канада	1960	Аллис Чалмерс; Доминион Инжини- ринг; Нейрлик	16	760	820	110	17	327	32
Эль-Мантаро, Перу	1967	Рива Кальцони; Франко Този	6	...	850	124	17	450	40
Аурланд-1 ***, Норвегия	1973	Квернер Бруг	3	840	855	243	32	375	53
Си-Сима, Норвегия	1979	То же	2	885	...	315 (350)	40,5	333	40,5
Гриттен, Норвегия	1979	» »	1	920	...	144	18	500	44
Ланг-Сима, Норвегия	1975	» »	2	1065	1126	260	28	428	41,9
Мальга-Роттау **** (ГЭС), Австрия	1977	Фойт	2	1030	1106	220	20	500	37
Мончензино, Италия	1976	Рива Кальцони	2	...	1304	130	11	428	23

Фроже, Франция

Сан-Фиорано, Италия
(рис. 11.10)

Нейрлик

Франко Този

1330

1440

234

140

2,85

2,95

20

11

500

500

38

25

* В скобках указана максимальная мощность.

** Гидротурбина горизонтальная

*** Максимальный коэффициент полезного действия 91,28 %.

**** Диаметр предтурбинного шарового затвора 1,1 м.

Таблица 11.6. Диагональные поворотно-лопастные насос-турбины (ПЛДНТ)

Гидроэлектро- станция, страна	Год пуска первого гидро- агрегата	Фирма — изготовитель	Число гидро- агрега- тов шт.	Напор в турбинном режиме, м		Диаметр рабочего колеса D ₁ , м	Мощ- ность, МВт	Частота враще- ния, об/мин	Кэффи- циент быстро- ходности л.с. об/мин	Высота отсыга- вания H _с , м	КПД, %
				мини- маль- ный	рас- чет- ный						
Сэр Адам Бек, Канада	1959	Инглиш Электрик	6	13,1	25,3	26	35,5 47,8	114 140	92,3	...	92 90
Кадана, Индия	1977	ЧКД	2	...	30	48,2	61,7 63,0	147,7 137,7	136,5	...	—
Липтовская Мара, ЧССР	1974	»	2	30	35	46,6	50,3 52,9	124,0 107,0	136,5	...	—
Вальдекасас, Испания	1962	Инглиш Электрик, Мицубиси	3	50	74,1	75	81 81	138 110	150	—9	92
Никаппу, Япония	1974	Тошиба; Мицубиси	2	66,5	100	117	103 102	115 94	231	—40	—
Мосегава, Япония	1973	Тошиба	2	55	100,5	110	148 160	...	180	—49	—
Такаэ-1, Япония	1969	Мицубиси; Хитачи	4	79,6	125	136,2	88 99	80 66	277	—35	90 90,7

* В числителе — в турбинном, в знаменателе — в насосном режиме.

Таблица 11.7. Радиально-осевые насос-турбины (РОНТ)

Гидроэлектростанция, страна	Год пуска пер. гидроагрегата	Фирма-изготовитель	Число гидроагрегатов, шт.	Напор, м			Мощность, МВт	Длина метра, что эквивалентна, м	Расход, м ³ /с	Число вращений для охлаждения, об/мин	Работоспособность, м	КПД, %
				минимальный	расчетный	максимальный						
Велс, США	1976	Аллис Чалмерс	4	...	27 29,9	30	54,5 61,8	6,88
Мормон Флэт, США	1971	То же	2	...	39,3 43,5	...	41,3 45,5
Фэйрфилд, США (рис. 11.11)	1978	»	8	...	45,7	52,7	64,8 71	5,23
Сент-Маунтин, США (рис. 11.12)	1965	»	2	...	58 60	62,5	65 78	6,76
Блу Ридж, США	8	...	80 82	...	300 327
Габриель Калан, Испания	1977	Фолт	1	31	110 ...	5,84
Агуэра, Португалия	1978	Нохаб, Вевей	2	...	61,1	71	112,4 90	6,05
Джонасс, США (рис. 11.13)	1973	Аллис Чалмерс	4	85,5 85	90 90	97,5 105	198 170	7,32	93,5 94
Сянкан (Никаппу), Япония	1970	Мицубиси	...	66,5 73,0	100 102	117 122	103 102	4,15	92 92
Далешце, ЧССР	1976	ЧКД	4	67 69,22	88,7 93	...	112,5 115	6	91,4 ...
Картерс, США	1973	Аллис Чалмерс	2	...	105 106	127 132	130 129	6,3

Лос Рейнос, Аргентина	1978	ЧКД	2	...	90	99,7 104,8	118,5 97,2	5,4	115 139
Ладдингтон, США	1973	Хитачи	6	87,2 93	107,7 113,6	118 120	343 323	8,38	93,5 92
Жарновец, ПНР	1981	ЧКД	4	101,9 112,6	...	119 128,5	181 197,5	6	178,5 153,3	90,5 91
Ягисава, Япония	1967	Хитачи	3	53 63	111 112,5	111 112,5	85 87	5,74	100 80	93 92
Азума, Япония	1968	Тошиба	4	75 78	...	135 138	108,5 106	5,29
Маунт Эльберт, США	1976	Аллис Чалмерс; Тошиба	2	...	123 131,5	145 146	103 133	5,3
Камлох, Ирландия	1972	КМВ; Бовинг	2	...	159 187	170 198,5
Фюерс, Великобритания	1974	КМВ; Бовинг	2	150	165 181	178 ...	150 167	4,57	95,5 77,5	92 80
Окуяхаги-1, Япония	1980	Тошиба	3	...	161	172	107,3 118	4
Широяма, Япония	1965	Хитачи; Тошиба	2	123,9 133	153 155	181,4 186,2	65 67,4	3,9	48 19,5	91,0 91,0
Кисеяма, Япония	1968	То же	1	184 196	206 210	220 230	233 240	5,74	124 110	91,0 91,0
Каппина, СФРЮ	1979	Гидроарт; Рива; Франко Толи; Ансальдо	2	210 227	...	256	245,6 210	...	120,5 97
Нортфилд Маунтин, США	1971	Гамильтон; Лима	4	216 224	228 234	251 254	260 250	5,8	90,5 89,3
Вэр Свэлл, США	1974	Хитачи	2	201 208,8	220 225	228,6 240,8	320 306	5,85	92,5 91,5
Шинтобойэ, Япония	1972	Тошиба	5	116	203	236 245	230 250	5,43	82 129

Гидроэлектро- станция, страна	Год пуща пер- ного гидро- агре- гата	Фирма — изгото- витель	Число гидро- агре- гатов, шт	Напор *, м			Мош- ность, МВт	Диа- метр рабо- чего колеса D, м	Рас- ход H, м³/с	Номи- нальная частота притока H, об/мин	Кэффи- циент быстро- ходности K, об/мин	Высота отсасы- вания, м	КПД *, %
				мини- маль- ный	расчет- ный	максим- аль- ный							
Реван, Франция	1975	Альстом, Нейрлик	4	...	$\frac{223}{226}$	$\frac{243,5}{246}$	$\frac{180}{151}$...	333	192,3	-30	$\frac{90}{91}$	
Шинтакасава, Япония	1979	Тошиба	4	203 230	230 ...	$\frac{242}{265}$	$\frac{336}{320}$	$\frac{128}{125}$	214 200	161 ...	-33 -9,7	...	
Том Соок, США (рис. 11.14)	1965	Аллис Чалмерс	2	241 ...	$\frac{254}{239}$	$\frac{261,5}{268}$	$\frac{235}{200}$	$\frac{75,7}{77}$	200 300	
Млоты, ПНР	1982	Тошиба, ЧКД	5	...	$\frac{250}{270}$	$\frac{274}{283}$	$\frac{257}{253}$	$\frac{115}{77}$	300 ...	178 ...	-30	
Редена, Франция	—	...	3	260	366	$\frac{130}{109}$	
Юктан, Швеция	1978	Бофорс: Нохаб, КМВ	...	224 199	251 —	$\frac{269}{251}$	$\frac{330}{240}$	$\frac{145}{115}$	300 300	201	-60 -18	$\frac{94,5}{91,4}$	
Ко-Труа Пон, Бельгия (рис. 11.15)	1971	Аллис Чалмерс	6	235,6 ...	$\frac{273}{277}$	$\frac{275,5}{...}$	$\frac{125}{140}$...	300	112	
Кастайк, США	1977	Хитачи	6	259 265	$\frac{274}{281}$	328	$\frac{261}{263}$	$\frac{91}{91}$	257	137	-21,3	...	
Маркерсбах, ГДР	1979	ЧКД	6	...	$\frac{286,7}{285,7}$	$\frac{301}{307}$	$\frac{175}{182}$	$\frac{74}{53}$	375	155	-42	...	
Рэжун Маунтин, США (рис. 11.16)	1975	Аллис Чалмерс	4	257 264	$\frac{297}{304}$	$\frac{305}{311}$	$\frac{340}{400}$	$\frac{109}{121}$	300	165	-40	...	
Бас Каунти, США (рис. 11.17)	1980	То же	6	328 334	$\frac{329}{335}$	$\frac{384}{393}$	$\frac{380}{420}$	$\frac{130}{116}$	257,1	132	-45	$\frac{92}{92,7}$	

Набара, Япония	1975	Хитачи	2	$\frac{249,4}{279}$	$\frac{294}{315}$	$\frac{318}{539,3}$	$\frac{318}{...}$	5,95	...	257	126	-43	...
Бленхейм Джилльбоа, США	1973	»	4	305,4 330,7	$\frac{338,3}{357,3}$	$\frac{339}{358}$	$\frac{300}{313}$	6,06	$\frac{99,7}{80,6}$	257	116	-15,3	...
Бэд Крик, США	1978	Аллис Чалмерс	4	...	$\frac{309}{329}$	390	$\frac{257}{230}$	5,7	$\frac{50,5}{...}$	300	156
Видлен-2, Люксембург (рис. 11.18)	1973	Зульдер: Фойт	1	...	$\frac{275,8}{283,7}$	$\frac{291}{294,5}$	$\frac{196}{215}$	4,4	$\frac{74,1}{68,8}$	333	152	-26	$\frac{91,9}{91,5}$
Круахан, Шотландия	1966	Мицубиси: Ин- глиш Электрик	2	...	$\frac{343}{368}$	$\frac{362}{368}$	$\frac{103}{107}$	3,2	$\frac{25,9}{...}$	600	152
Кадамарай, Индия	1982	КМВ, Бовинг	4	323 341	$\frac{341}{381}$	$\frac{395}{413}$	$\frac{102}{116}$...	$\frac{26,7}{...}$	500	127
Родунд-2, Австрия (рис. 11.19)	1977	Фойт	1	324 323	$\frac{330}{357,4}$	$\frac{348}{...}$	$\frac{271}{...}$	4,35	$\frac{83}{71,5}$	375	162	-36	...
Бразимоне Суванна, Италия	1973	Гидроарт	2	354 ...	$\frac{377,7}{386}$...	$\frac{170}{169}$	4,26	$\frac{52,3}{37,7}$	375	108	-36	...
Окутатараги, Япония	1974	Хитачи	2	342,8 374,8	$\frac{383,4}{...}$	$\frac{406}{424}$	$\frac{310}{314}$	5,7	$\frac{94}{72}$	300	116	-17,5	...
Монтеан, Франция	1982	Нейрлик	4	379,8 389,7	...	$\frac{416}{426}$	$\frac{228}{202}$...	$\frac{62,8}{42,8}$	428,6	...	-61	...
Вилларино, Испания	1969	Бовинг: КМВ	4	376 ...	$\frac{382}{...}$	$\frac{395}{410}$	$\frac{135}{125}$	3	$\frac{45}{29}$	600	151	-44	...
Драйкенсберг, ЮАР	1982	Тошиба	4	...	$\frac{422}{...}$	$\frac{451}{467}$	$\frac{250}{300}$...	$\frac{58}{...}$	375	115
Поромба Жар, ПНР	1978	Бовинг: ЧКД	4	402 427	$\frac{417}{...}$	$\frac{430}{452,5}$	$\frac{135}{127}$	3,1	$\frac{34,6}{30}$	600	137	...	$\frac{91,6}{90,5}$

Гидроэлектростанция, страна	Год пуска первого гидроагрегата	Фирма-производитель	Число гидроагрегатов, шт.	Напор, м			Мощность, кВт	Диаметр рабочего колеса, Д _к , м	Расход воды, м ³ /с	Номинальная частота вращения, об/мин	Коэффициент быстротходности, к _б	Высота отсасывания, м	КПД, %
				минимальный	расчетный	максимальный							
Окикуэти, Япония	1977	Хитачи	4	432 468	470 485	490 512	240 250	...	57 48	98	-53	57 48-54	
Охира, Япония	1975	Тошиба	2	470 509	490 509	512 545	256 277	4,82	...	105	-51	...	
Агехара, Япония	...	Хитачи	4	460 508	272 290	
Нумапара, Япония	1974	»	3	422 452	482 ...	500 528	230 250	5,0	...	375	-46	...	
Тамахара, Япония	1982	Хитачи; Тошиба	4	...	518 ...	524,3 559,2	309 310	
Дниорвик, Великобритания (рис. 11.20)	1981	Бовинг; КМВ	6	494 523	535,8 540	541 545	273 300	3,66	...	500	-60	92,5 91,7	
Окуюшино, Япония	1976	Тошиба	6	443 468	475 506,5	528 539	207 214	3,76	...	514	-70	...	
Хелмс, США	1982	Хитачи	3	500 ...	580	350 357	360	
Байна Баста, СФЮ	1978	Тошиба	2	497,5 531,7	554 ...	600 621	294 300	4,82	...	428,6	-54	...	
Чанра, НРВ (рис. 11.21)	Проект	»	4 (1-я очередь)	689 701	212 225	3,74	...	600	-62	90,6 90,1	
Ла Кош **, Франция (рис. 11.22)	1975	Нейрлик; Крезю; Вевей	4	862 882	930 ...	932 945	80 83	1,9	...	600	...	90,9 89,5	

Гранд Мезон ***, Франция	1982	Нейрлик; Вевей	8	821 827	...	949 972	109 146	2,215	...	600	-40	...
Чюглас Пиастрас ***, Италия (рис. 11.26)	1974	Ансальдо; Рива Кальдонни; Франко Тозн	8	...	990 1060	1047 1070	150 160	2,25	...	600	-46	...
Супер Биссортс **, Франция	1986	Нейрлик; Вевей	4	1072 1120	1100 ...	1194 1217	130 148	2,14	...	600	...	89,5 90,0
Эдоло **, Италия (рис. 11.27)	...	Ансальдо; Рива Кальдонни; Франко Тозн	8	...	1256 1287	1290 ...	127 141,6	2,215	...	600

* В числителе — в турбинном режиме, в знаменателе — в насосном режиме.
 ** Насос-турбина 5-ступенчатая.
 *** Насос-турбина 4-ступенчатая.

Таблица 11.8. Насос-турбины ПЭС

Производящая электростанция, страна	Год пуска первого агрегата	Изготовитель	Число агрегатов	Напор, м			Мощность агрегата, кВт	Диаметр рабочего колеса, Д _к , м	Расход воды, м ³ /с	Номинальная частота вращения, об/мин	Коэффициент быстротходности, к _б	Максимальный КПД, %	Диаметр капсулы, Д _к , м
				минимальный	расчетный	максимальный							
Кисловодская, СССР (рис. 10.25)	1964	Нейрлик; Альстом	1	0,18	1,28	2,5	0,4	3,3	37	72 **	1340	86	2,7
Сен-Мало, Франция	1959	То же	1	0,7	5,5	11	9	5,8	270 *	88,2	1375 *	75	5,0
Ранс, Франция	1966	»	24	1	5,5	11	10	5,35	270	94,0	1390	...	4,35
Аннаполис *, Канада	1984	Эшер Висс	1	1,7	5,5	7,1	17,8	7,6	378	50	...	87,3	...

* Для насосного режима
 ** С мультипликатором 600 об/мин.

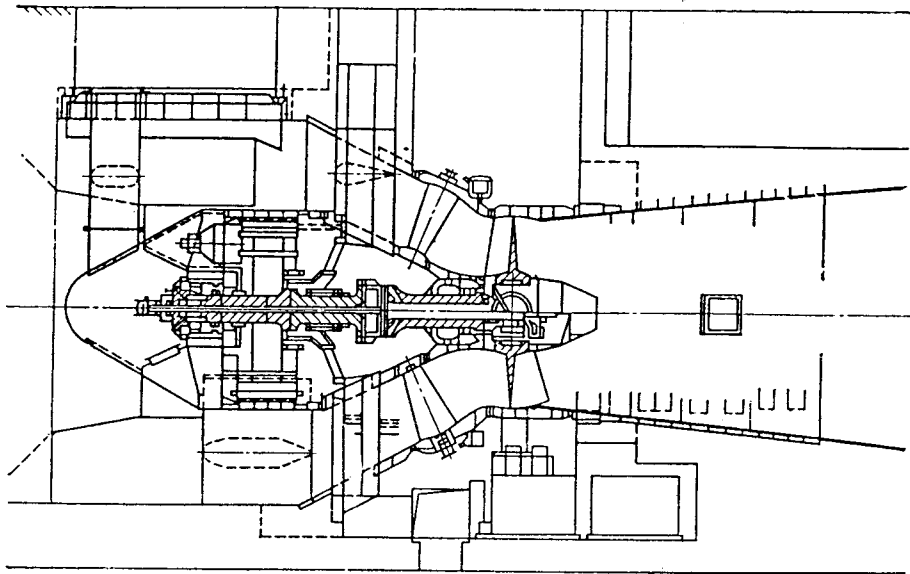


Рис. 11.1. Разрез по гидроагрегату ГЭС Рок Айленд

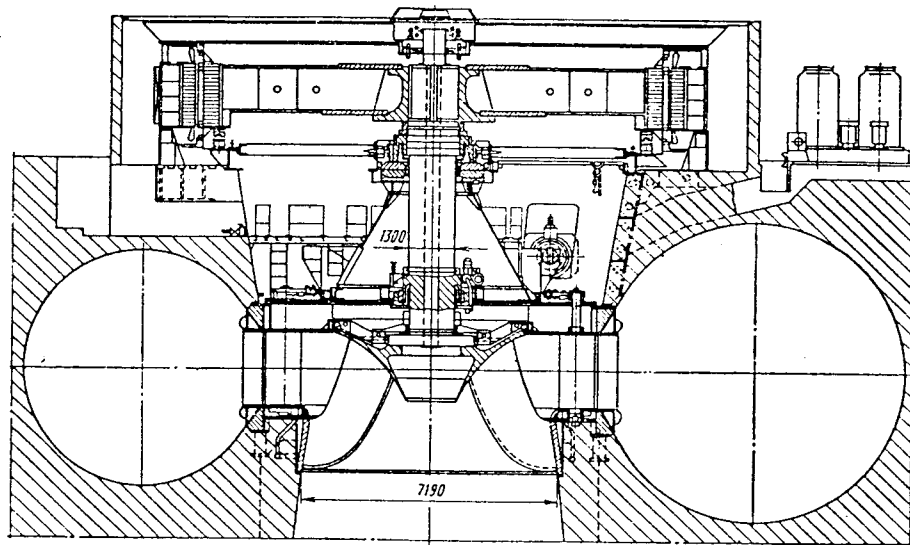


Рис. 11.2. Газрез по гидроагрегату ГЭС Илья Солтейра

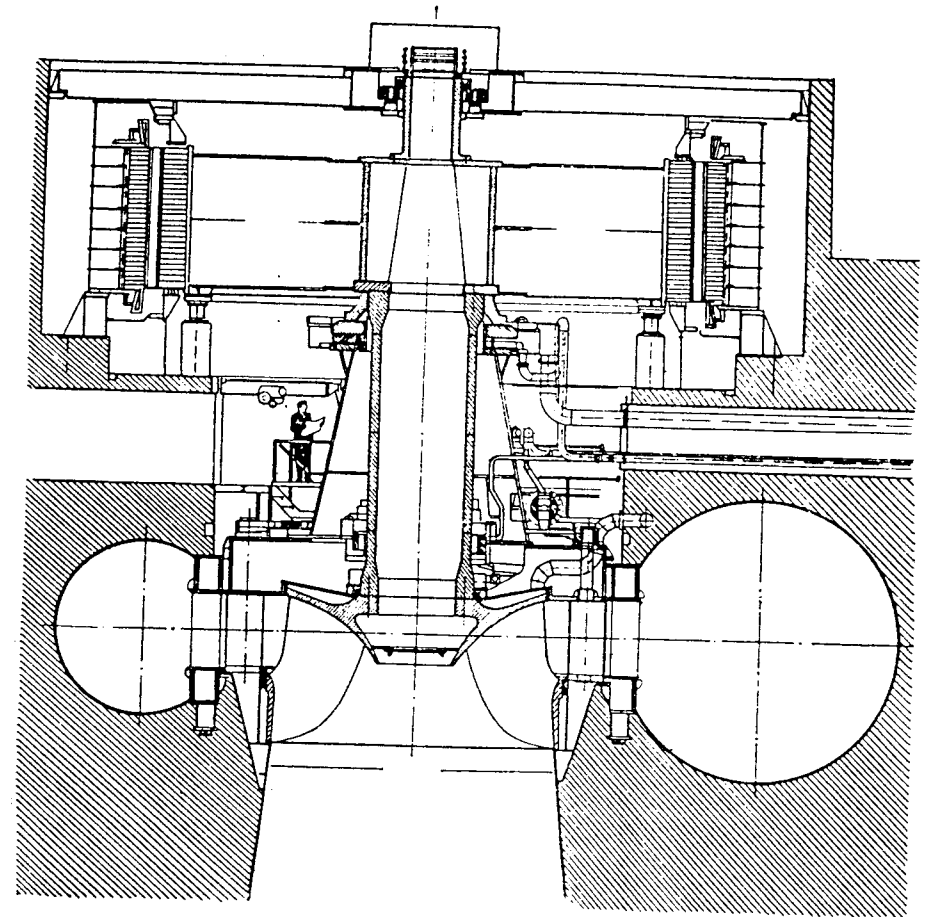


Рис. 11.3. Разрез по гидроагрегату ГЭС Паулу Афонсу-4

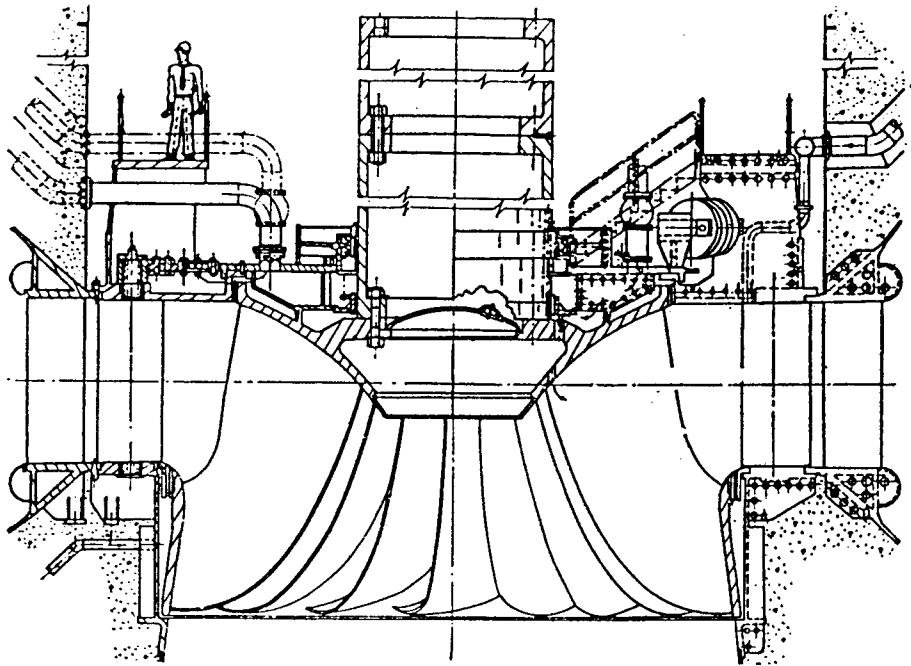


Рис. 11.4. Разрез по гидротурбине ГЭС Грэнд Кули-3

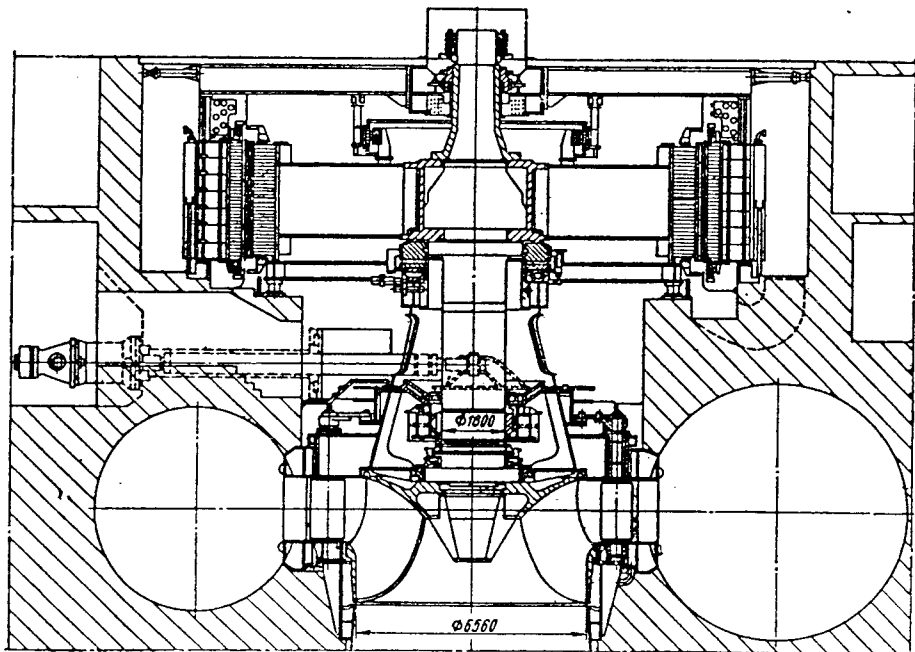


Рис. 11.5. Разрез по гидроагрегату ГЭС Кабора Бясса

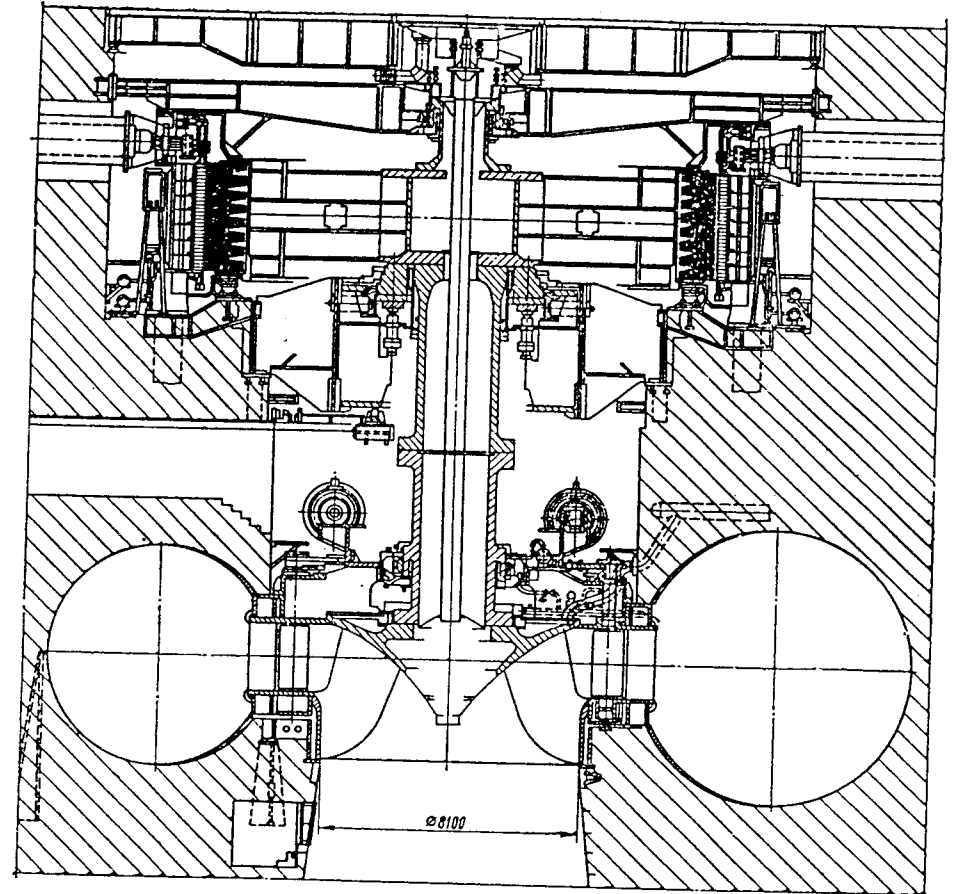


Рис. 11.6. Разрез по гидроагрегату ГЭС Итайпу

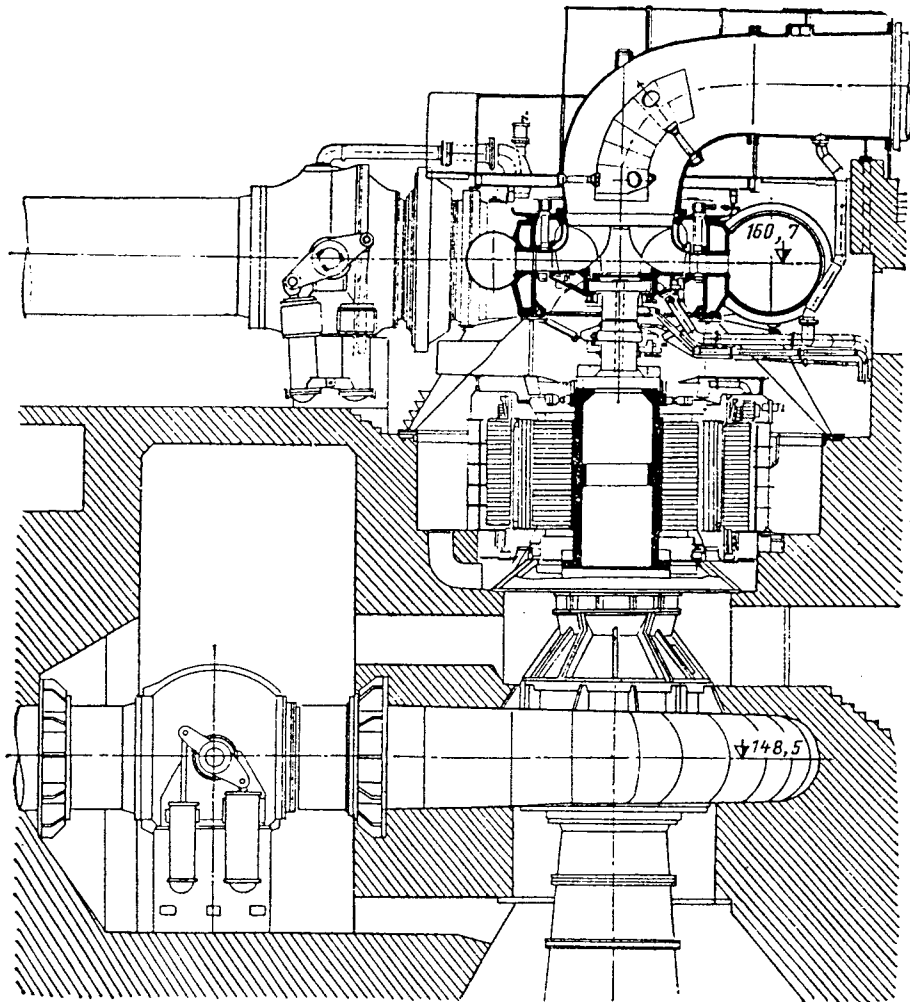


Рис. 11.7. Разрез по гидроагрегату ГАЭС Вальдек-2

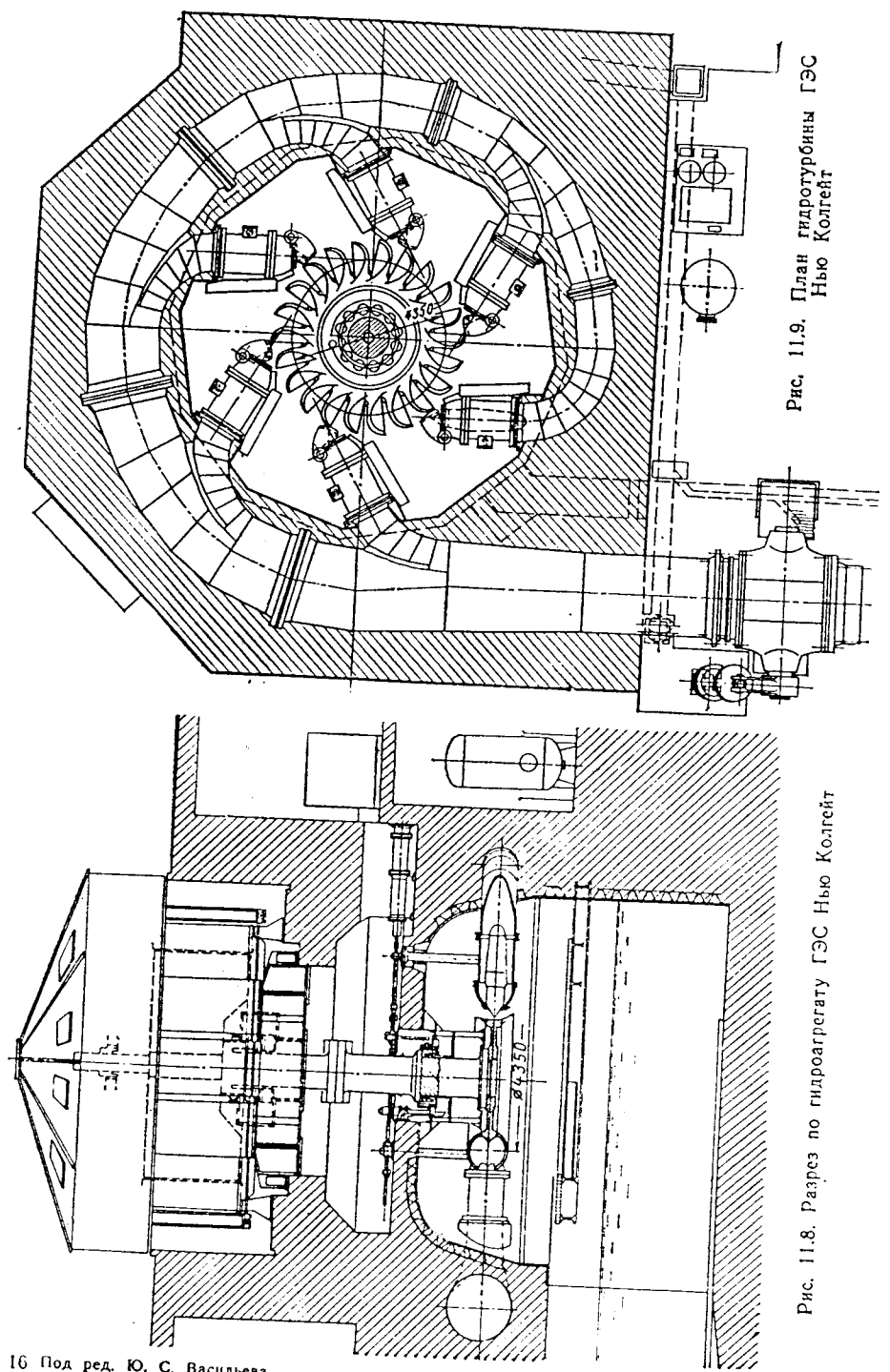


Рис. 11.8. Разрез по гидроагрегату ГАЭС Нью Колгейт

Рис. 11.9. План гидротурбины ГАЭС Нью Колгейт

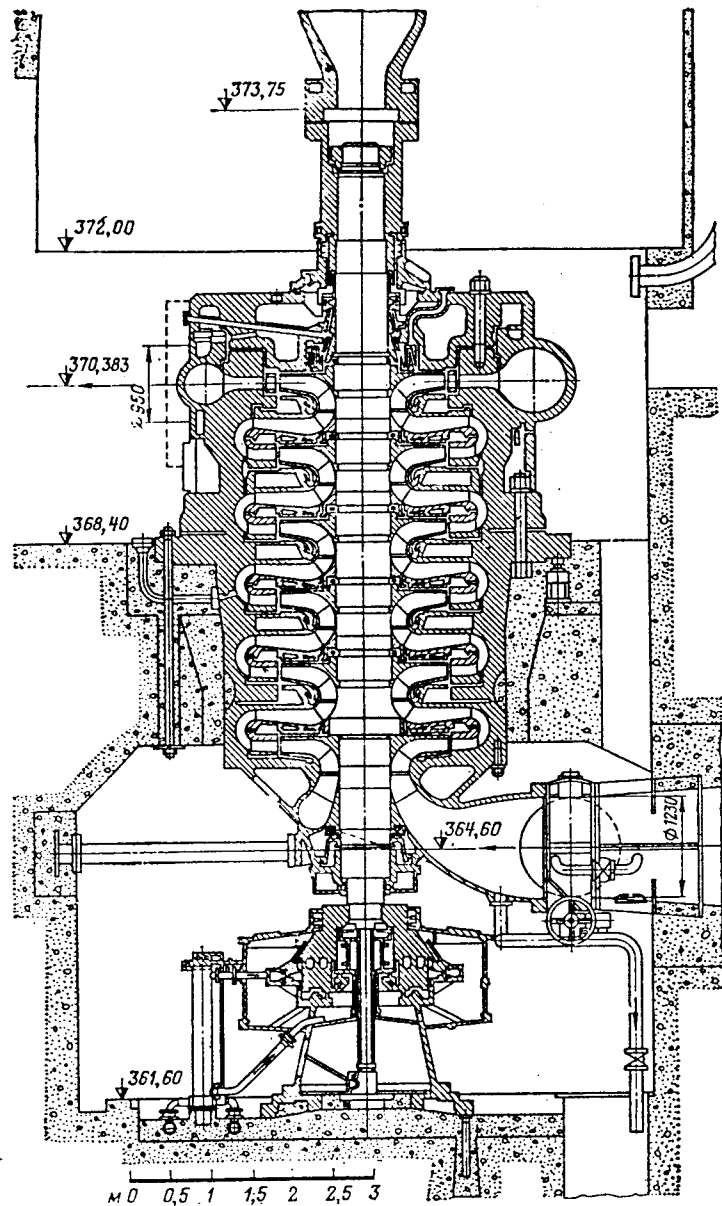


Рис. 11.10. Разрез по многоступенчатому насосу трехмашинного агрегата ГАЭС Сан-Фиорано

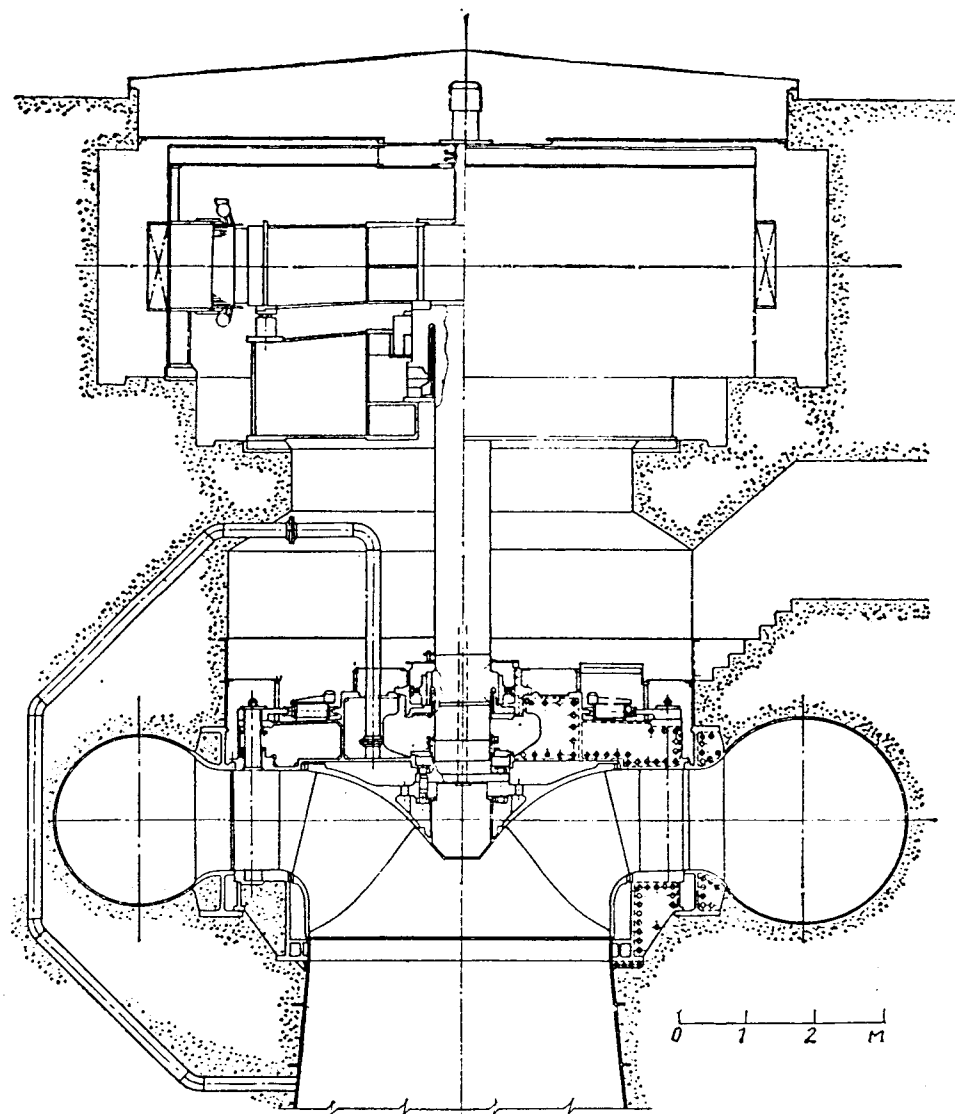


Рис. 11.11. Разрез по гидроагрегату ГАЭС Фэйрфилд

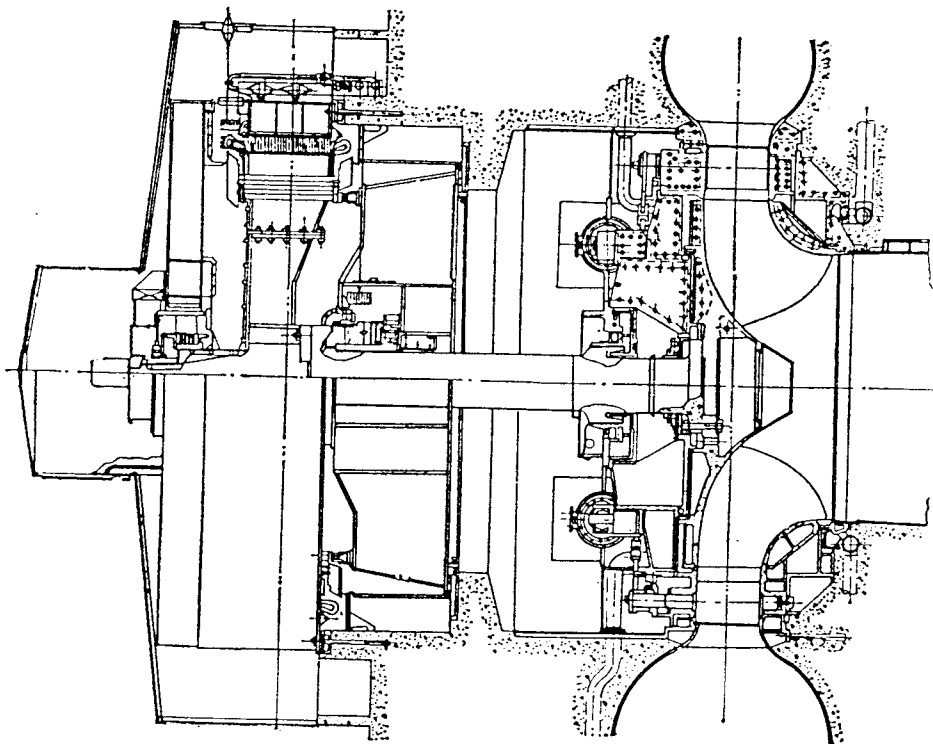


Рис. 11.12. Разрез по гидроагрегату ГАЭС Смит Маунтин

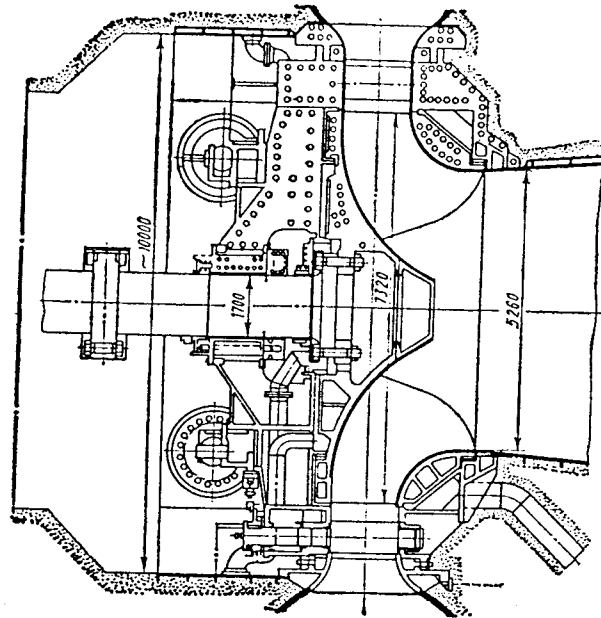


Рис. 11.13. Разрез по насос-турбине ГАЭС Джокасси

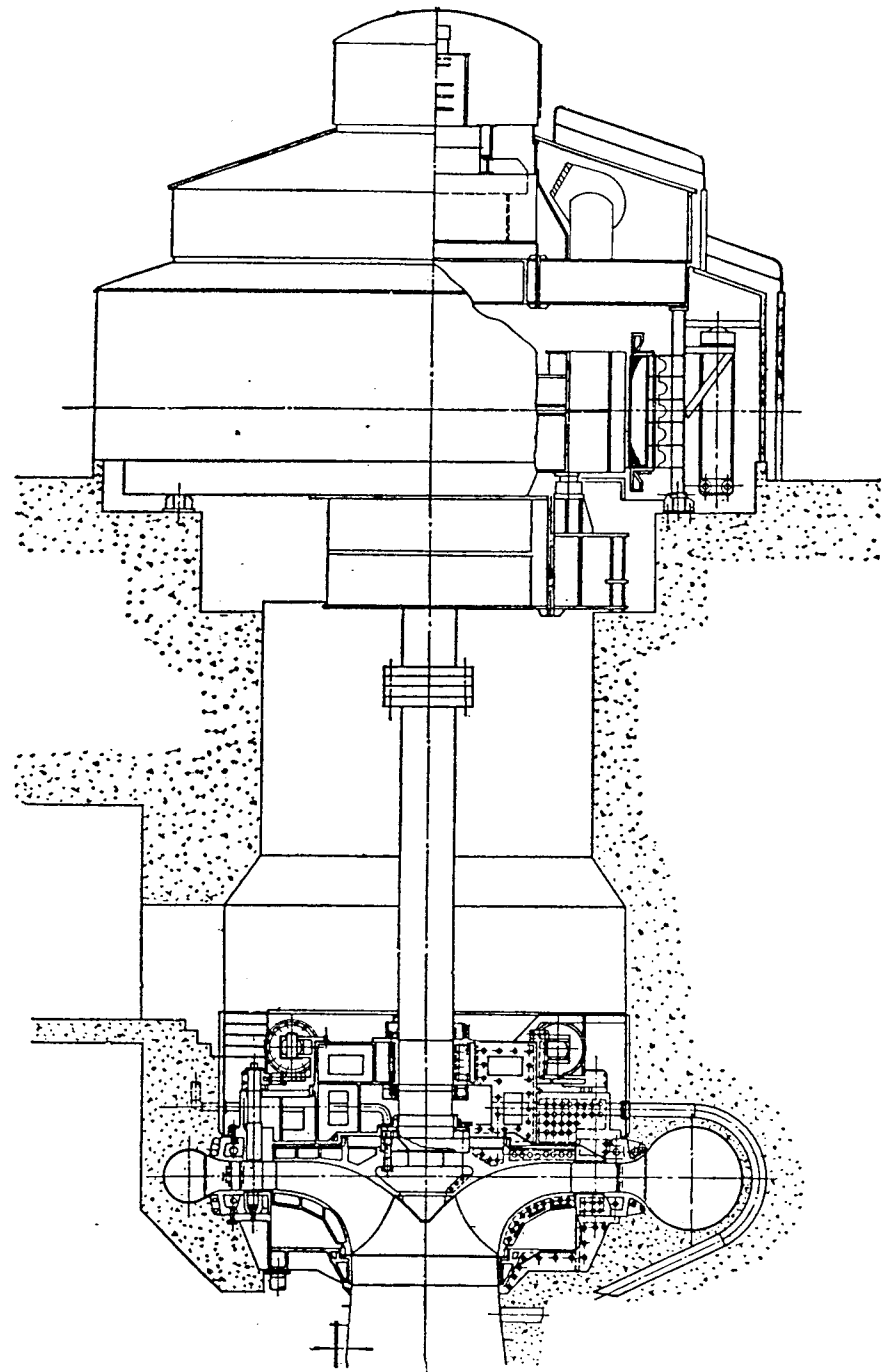


Рис. 11.14. Разрез по гидроагрегату ГАЭС Том Соок

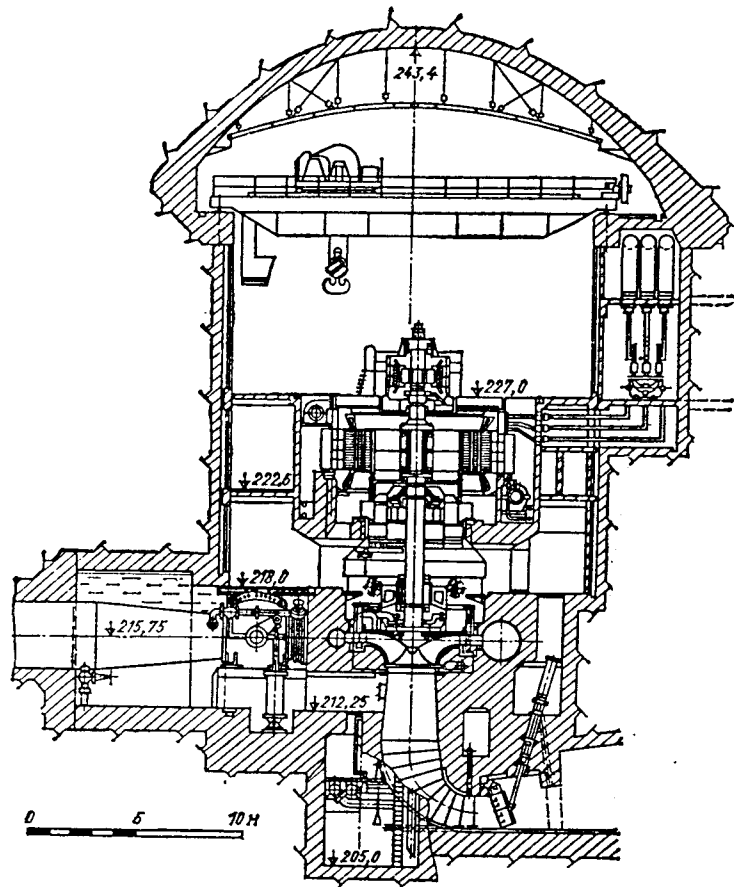


Рис. 11.15. Разрез по гидроагрегату ГАЭС Ко Труа Пон

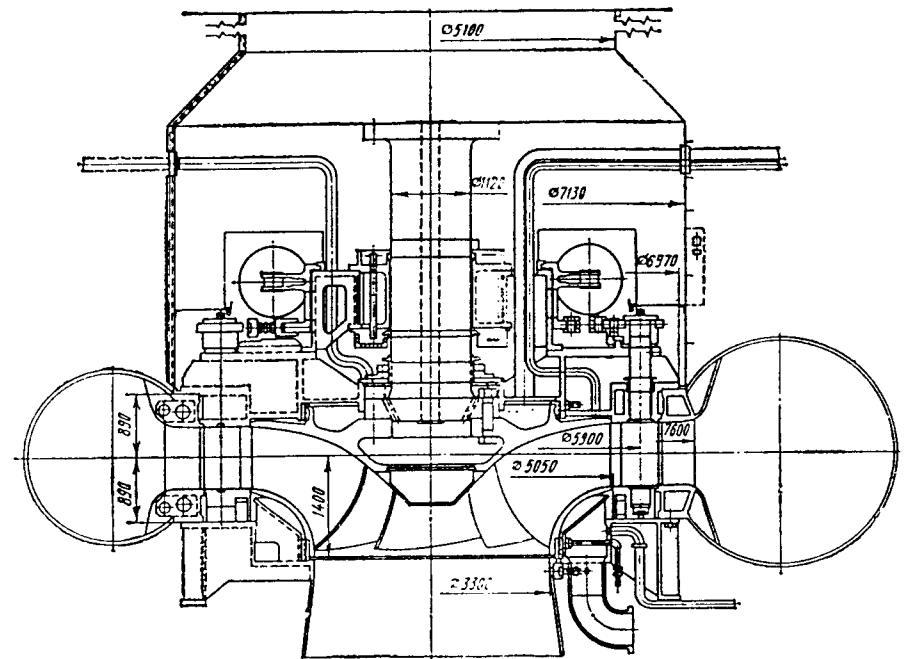


Рис. 11.16. Разрез по насос-турбине ГАЭС Рэкув-Маунтин

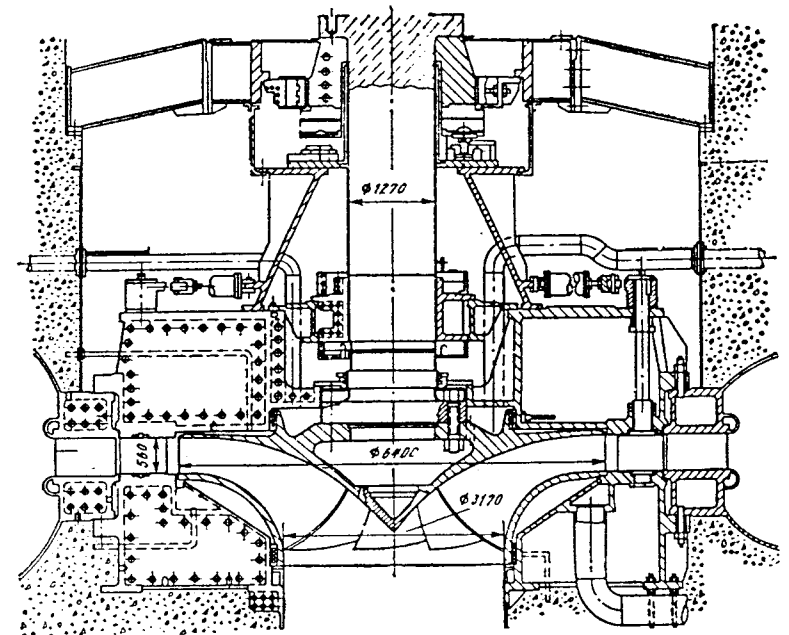


Рис. 11.17. Разрез по насос-турбине ГАЭС Бас Каунти

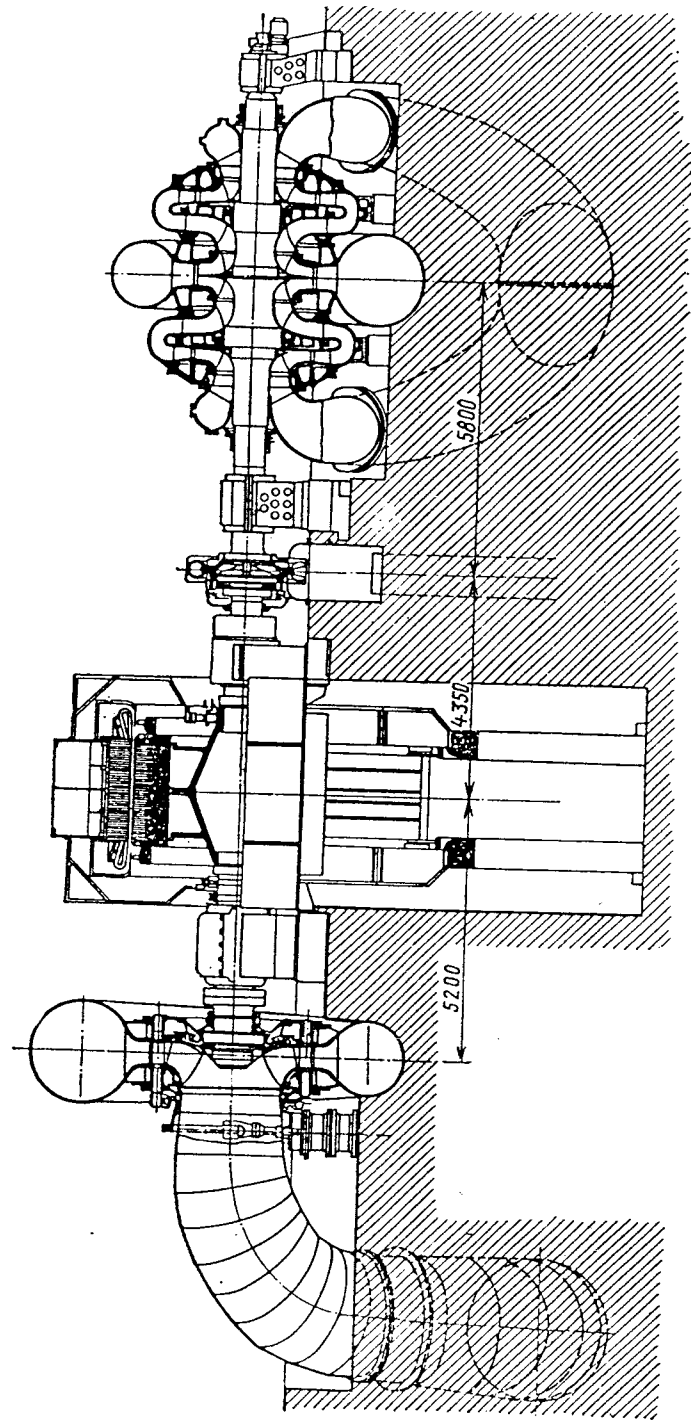


Рис. 11.18. Разрез по гидроагрегату ГЛЭС Вланден-2

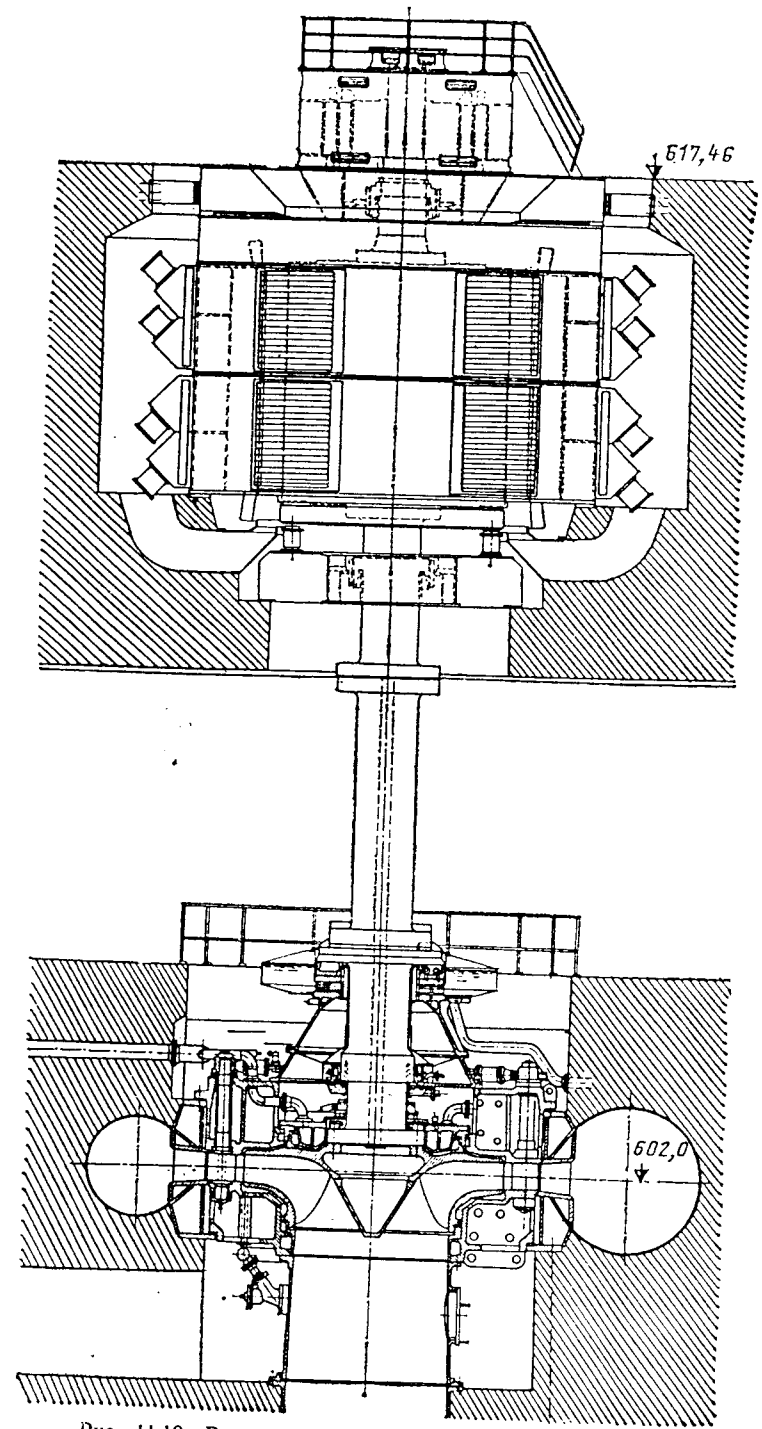


Рис. 11.19. Разрез по гидроагрегату ГЛЭС Родунд-2

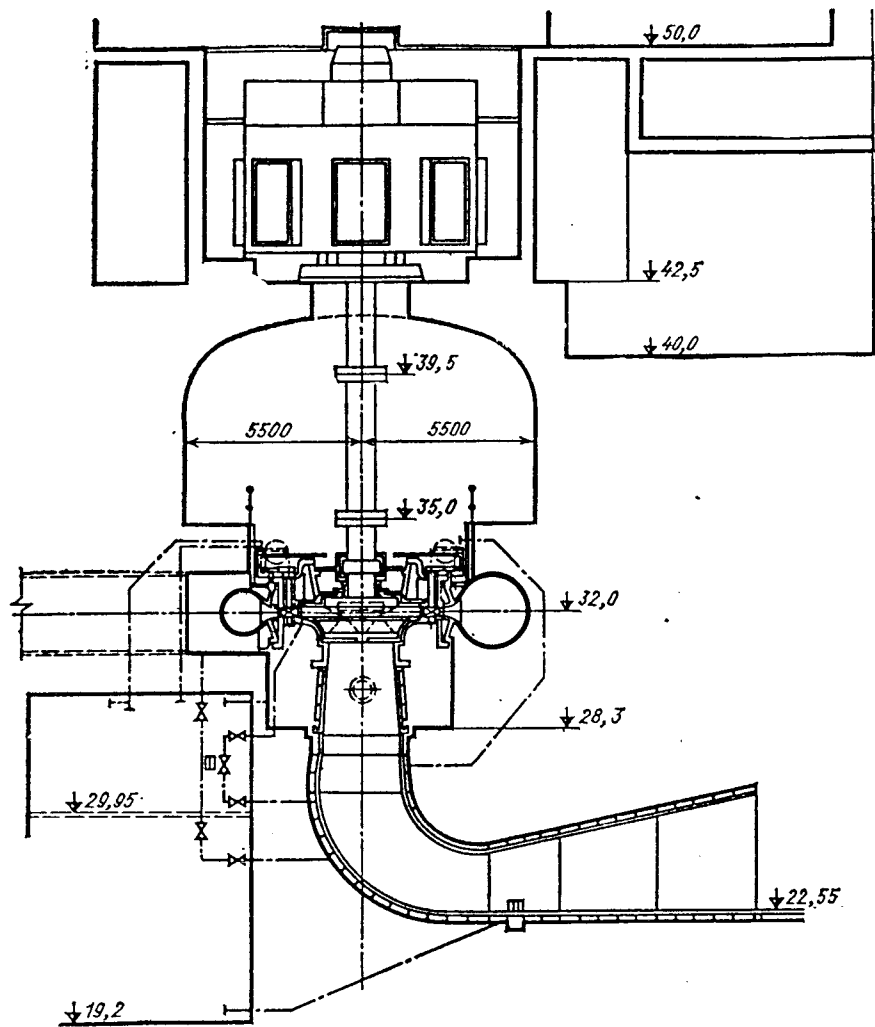


Рис. 11.20. Разрез по гидроагрегату ГАЭС Динорвик

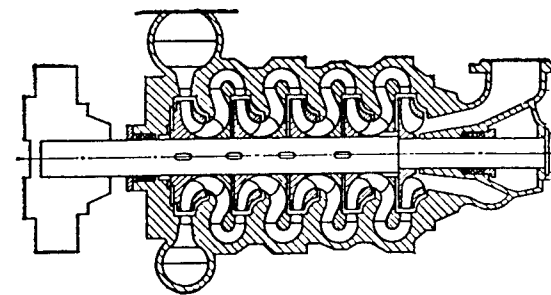


Рис. 11.22. Разрез по на-
сос-турбине ГАЭС Ля Кош

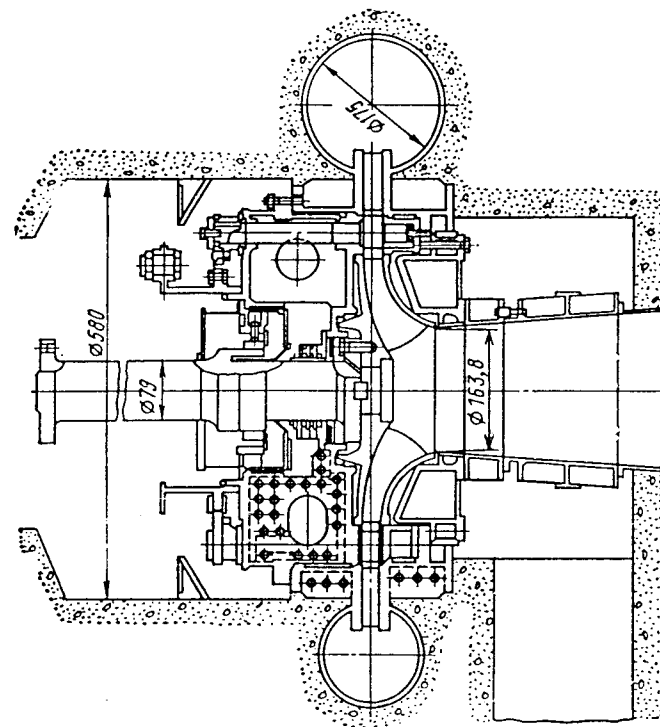


Рис. 11.21. Разрез по насос-турбине ГАЭС Цанра

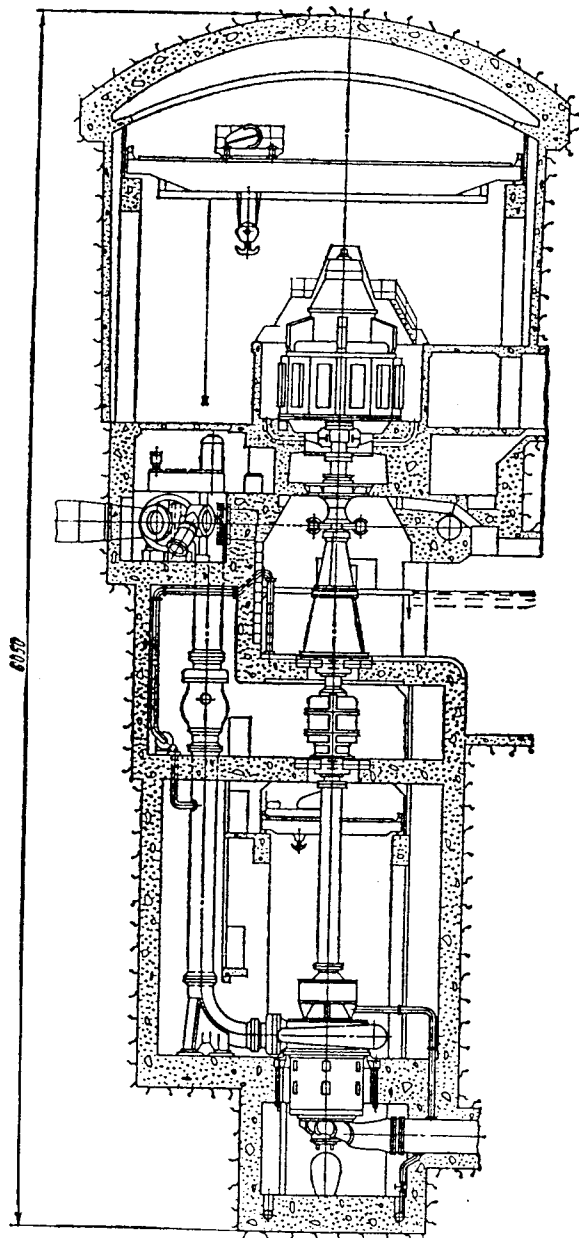
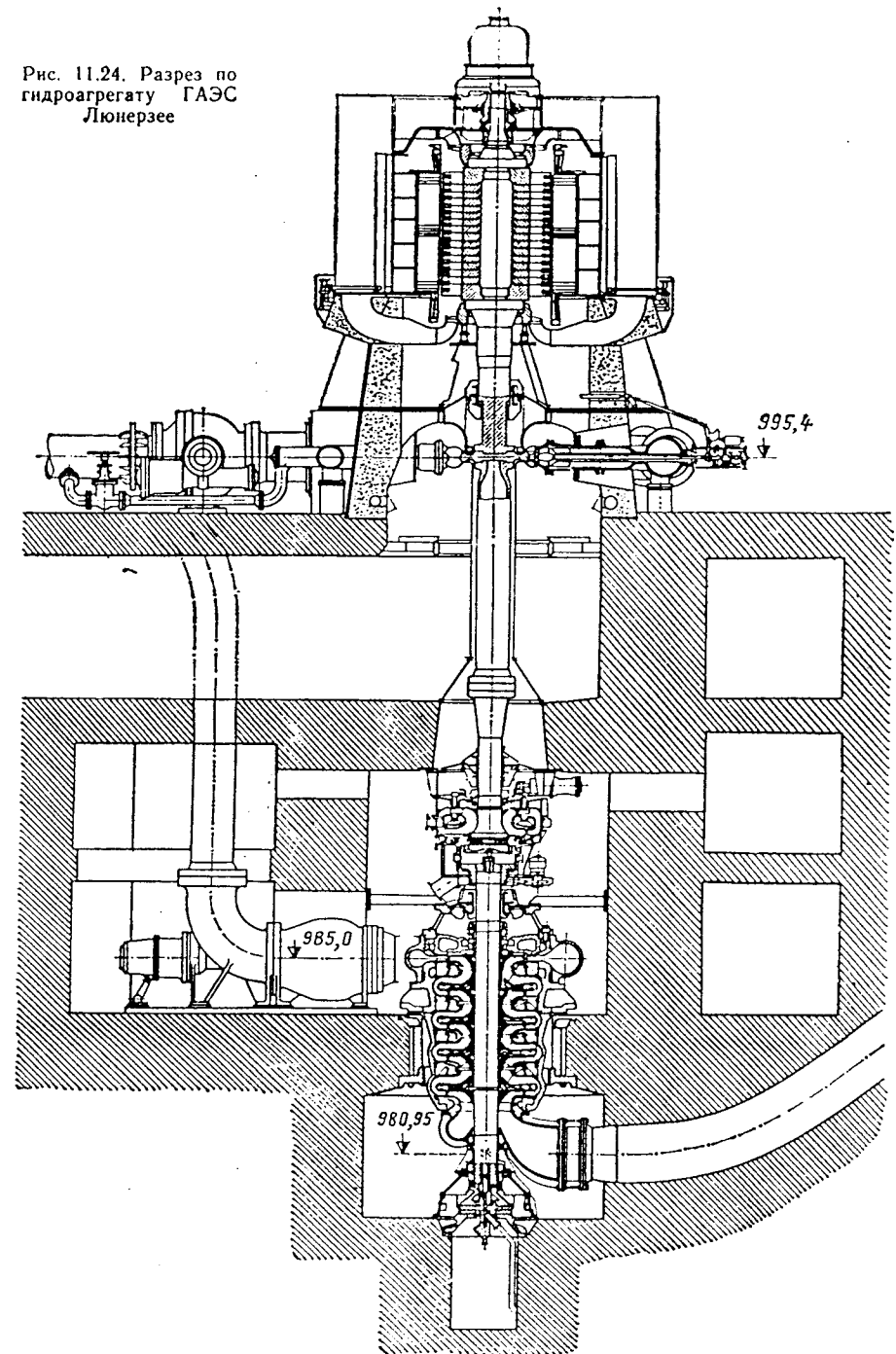


Рис. 11.23. Разрез по гидроагрегату ГАЭС Лаго Делно

Рис. 11.24. Разрез по гидроагрегату ГАЭС Люнерзее



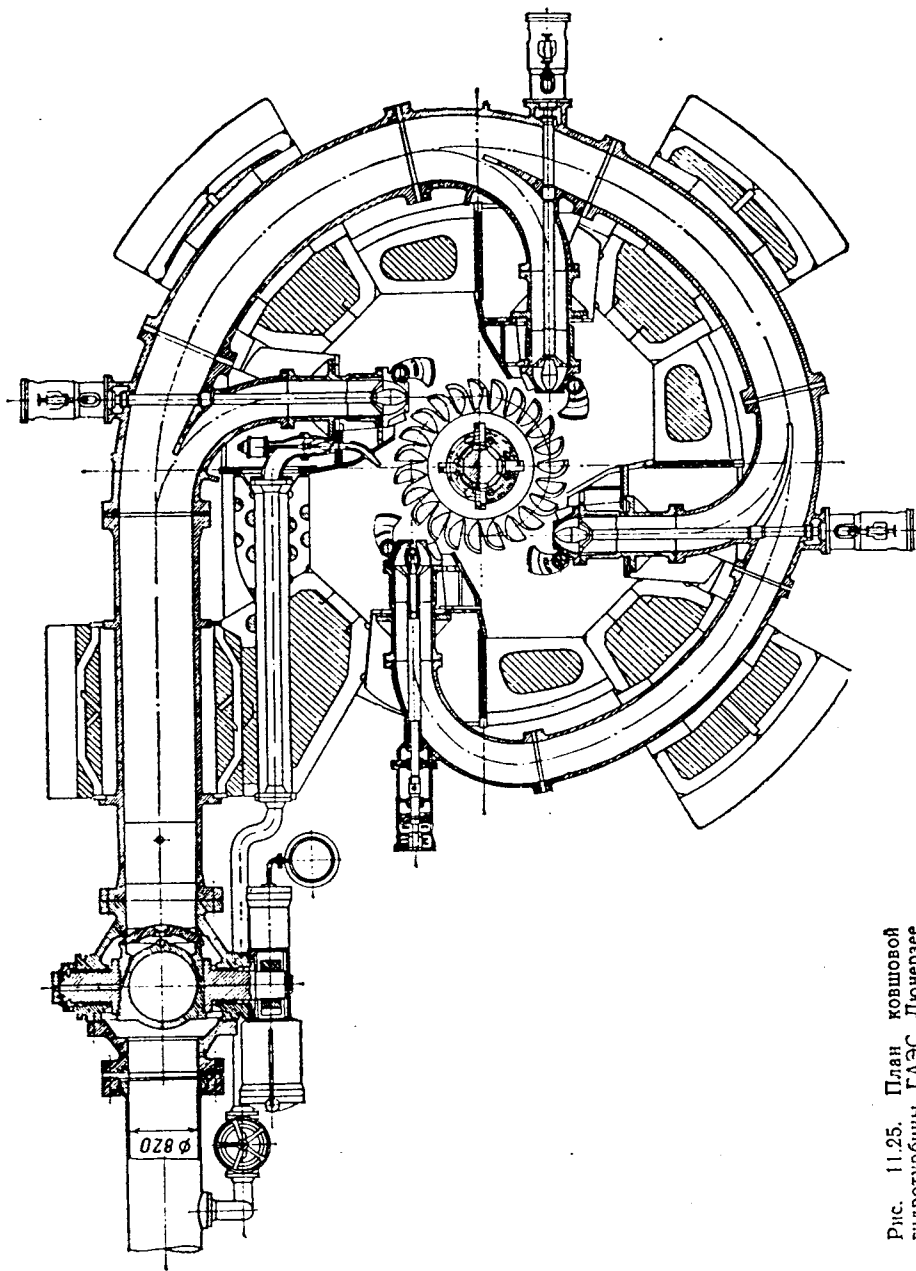


Рис. 11.25. План ковшовой гидротурбины ГАЭС Люнерзее

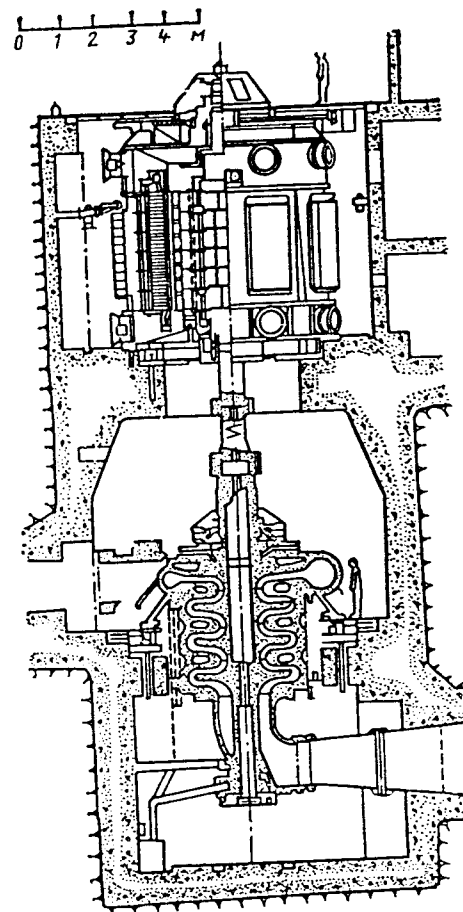


Рис. 11.26. Разрез по гидроагрегату ГАЭС Чюотас Пиастра

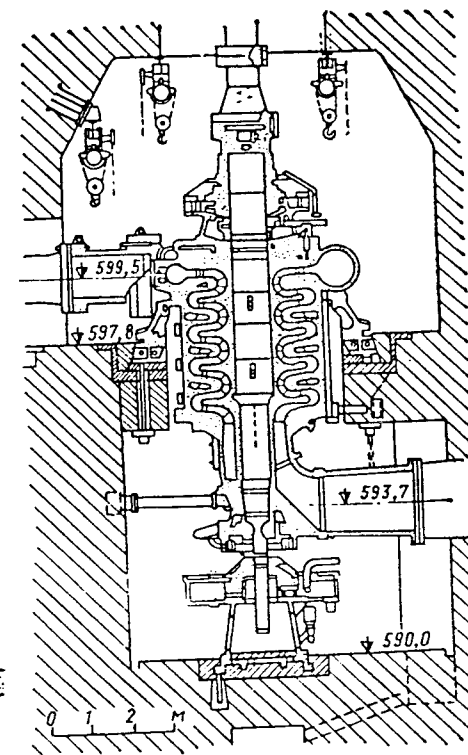


Рис. 11.27. Разрез по насос-турбине ГАЭС Эдоло

МОНТАЖНЫЕ ПЛОЩАДКИ

12.1. МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ И ГАБАРИТЫ МОНТАЖНЫХ ПЛОЩАДОК

Гидроэнергетическое оборудование современных ГЭС и ГАЭС имеет габариты, не позволяющие собирать его полностью в заводских условиях и доставлять в собранном виде на место установки. Турбинные и генераторные предприятия производят контрольную сборку отдельных узлов и часто только для головных образцов гидроагрегатов. После контрольной сборки узлы разбираются на части, которые по массе и размерам можно транспортировать по железной дороге. Некоторые детали гидроагрегата при наличии технической возможности и экономической целесообразности перевозят на строительную площадку водным транспортом, например рабочие колеса крупных радиально-осевых турбин, ванны подпятников и т. п.

На монтажных площадках ГЭС и ГАЭС осуществляют разгрузку деталей и узлов гидроагрегатов и производят консервацию и укрупнительную сборку. На монтажной площадке размещают узлы гидроагрегата также при его демонтаже. Кроме того, на монтажной площадке часто производят сборку и ревизию трансформаторного оборудования, а также других видов оборудования ГЭС и ГАЭС.

Монтажная площадка располагается всегда в зоне действия грузоподъемных кранов машинного зала, как правило, в том торце, куда удобнее повести подъездные пути. На многоагрегатных объектах в ряде случаев предусматривают две монтажные площадки — по обоим торцам машинного зала или делают удлиненным блок последнего агрегата, наиболее удаленного от монтажной площадки.

При необходимости укрупнительной сборки узлов одновременно несколько гидроагрегатов предусматривают дополнительную внешнюю сборочную площадку, обслуживаемую специальными козловыми, автомобильными и самоходными кранами на гусеничном ходу. В некоторых случаях целесообразно использовать в качестве временной дополнительной монтажной площадки строительную часть нескольких гидроагрегатов, примыкающих к основной монтажной площадке или расположенных в противоположном от нее торце машинного зала. Однако это требует значительного

опережения строительных работ по машинному залу, что не всегда осуществимо.

Пол монтажной площадки предусматривается на уровне пола машинного зала. Однако в связи с возможным по топографическим условиям в створе сооруженной уровнем расположения подъездных путей монтажная площадка может располагаться и выше, и ниже машинного зала. Если подъездные пути находятся намного выше машинного зала, то появляется необходимость устройства перегрузочной площадки, оснащенной соответствующим краном. Для подземных ГЭС и ГАЭС может оказаться целесообразным устройство подъездных путей и монтажной площадки не в торце, а в середине машинного зала, между гидроагрегатами.

При монтаже и особенно демонтаже для раскладки некоторых узлов и деталей агрегата используется наряду с монтажной площадкой свободная площадь машинного зала, для чего она рассчитывается на соответствующую нагрузку.

Размеры монтажной площадки, как правило, должны быть достаточны для расположения ротора генератора, крышки турбины, рабочего колеса, вала, ванны подпятника. Крестовина генератора может быть при этом установлена на ротор или под ним. При отсутствии специальной трансформаторной мастерской предусматривается также место для ревизии трансформатора.

В тех случаях, когда конструкция гидрогенератора предусматривает установку на вал разогретой втулки ступицы ротора на месте монтажа, в полу монтажной площадки предусматривается люк для прохода фланца вала и под люком в лежащем ниже помещении располагается бетонная роторная тумба для опоры и крепления фланца. Болты крепления фланца рассчитываются на вырывающее усилие, равное грузоподъемности крана машинного зала за вычетом массы вала и ступицы. Такое усилие может быть приложено при необходимости снятия втулки с вала в случае перекоса при ее установке.

В месте, предназначенном для сборки ротора генератора, предусматриваются закладные металлические плитки для крепления сборочного стенда. Плитки устанавливаются на уровне черного пола. По окончании монтажных работ они закрываются, как и весь пол монтажной площадки, облицовочными маслястойкими плитками.

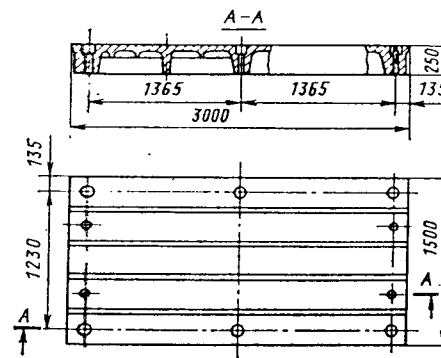


Рис. 12.1. Монтажная плита

В тех случаях, когда на монтажной площадке собирается статор генератора, здесь предусматривается место и приспособление для его сборки.

Сборка рабочих колес поворотного-лопастных гидротурбин и разъемных рабочих колес радиально-осевых гидротурбин производится на чугунных монтажных плитах, закрепленных на перекрытии монтажной площадки. Эти плиты (рис. 12.1) имеют стандартный размер 1,5 × 3 м и поставляются в качестве монтажного приспособления комплектно с первой гидротурбиной. Число плит определяется размерами закрепляемых деталей. Плиты устанавливаются на черный пол и крепятся к перекрытию фундаментными болтами. После покрытия пола монтажной площадки облицовочными плитками поверхность монтажных плит должна несколько выступать над ними. Монтажные плиты удобно использовать и в период эксплуатации при ремонте узлов оборудования.

Для ревизии трансформаторов на монтажной площадке отводится определенное место в пределах подъездных путей для их перемещения на своих катках. Здесь же в случае необходимости производится поворот трансформатора краном машинного зала из транспортного положения в рабочее. В месте, где производится ревизия трансформатора, желательно устраивать неглубокий приямок для сбора и отвода протечек масла с перекрытия в маслоуловитель.

Для выема сердечника или поднятия «колокола» трансформатора в случае недостаточности принятого высотного положения кранов под монтажной площадкой предусматривается трансформаторная яма, перекрываемая съемными прочными плитами.

На рис. 12.2 показан пример расположения узлов оборудования на монтажной площадке для гидроэлектростанции с тремя поворотного-лопастными гидротурбинами

с рабочим колесом диаметром 10 м мощностью 110 МВт. Общая длина монтажной площадки равна 37 м, или 1,2 длины агрегатного блока.

Расчетные нагрузки на перекрытия монтажных площадок определяются по массе собираемых здесь укрупненных узлов и занимаемой ими площади. Наибольшие нагрузки на перекрытия бывают обычно на участках, где производится кантовка вала агрегата, располагается рабочее колесо турбины или ротор генератора.

По опыту проектирования расчетные распределенные нагрузки на монтажную площадку составляют 60—150 кПа, для пола машинного зала 20—80 кПа.

Принятое значение распределенных нагрузок должно быть проверено также на установку временных сосредоточенных грузов и стационарного оборудования.

На монтажной площадке в зоне действия грузоподъемных кранов машинного зала должны размещаться соответствующие транспортные средства, доставляющие сюда грузы:

железнодорожная платформа нормальной колеи 1524 мм грузоподъемностью 92 т, железнодорожные транспортеры для доставки трансформатора и других грузов соответствующей грузоподъемности (схема погрузки трансформатора и других негабаритных грузов определяется предприятием-изготовителем и им же согласовывается с МПС);

автомашинны, автотреллеры и прицепы грузоподъемностью по максимальной массе перевозимых грузов;

специальная железнодорожная тележка для доставки крупногабаритного рабочего колеса с разгрузочного причала.

Завхатное приспособление крана должно заходить за центр тяжести доставляемого груза не менее чем на 200 мм. Центр тяжести обычно располагается по продольной оси транспортного средства.

Железнодорожный путь целесообразно предусматривать с учетом закрытия ворот после вкатывания транспортного средства, причем локомотив-толкатель может быть выведен наружу. То же относится к треллеру-прицепу с тягачом.

Въезд на монтажную площадку в зависимости от расположения подъездных путей по отношению к машинному залу может быть торцевой или фронтальный. При фронтальном въезде более целесообразно подъездные пути располагать максимально приближенными к торцевой стене. При этом разгрузка транспортных средств не будет мешать сборочным работам на остальной части монтажной площадки. При торцевом въезде по этим же причинам желательно подъездные пути располагать не по центру, а ближе к одной из стен монтажной площадки.

Ворота для въезда на монтажную площадку должны иметь размеры, увязан-

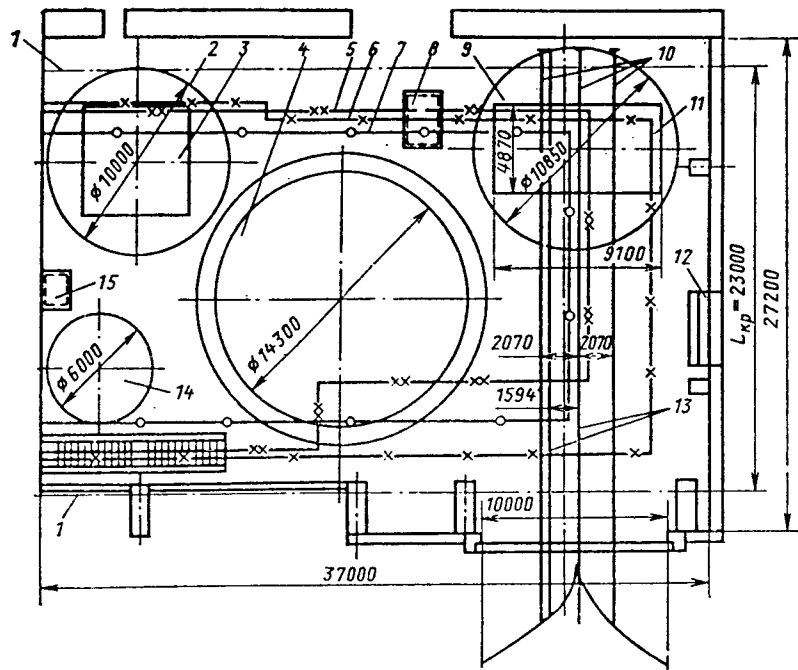


Рис. 12.2. Схема расположения оборудования на монтажной площадке ГЭС:

1 — оси подкрановых рельсов; 2 — рабочее колесо турбины массой 270 т; 3 — монтажные плиты; 4 — ротор гидрогенератора массой 600 т; 5 — габарит обслуживания вспомогательного подъема грузоподъемностью 30 т; 6 — габарит обслуживания дополнительной электрической тали грузоподъемностью 10 т; 7 — габарит обслуживания петель главного подъема грузоподъемностью 350 т; 8 — грузовой люк; 9 — крышка турбины массой 120 т; 10 — пути перекачки трансформатора на катках; 11 — трансформатор массой 170 т; 12 — проход в ремонтно-механическую мастерскую; 13 — железнодорожный путь; 14 — подпятник генератора массой 100 т; 15 — люк над анкером гидродинамометра

ные с доставляемыми грузами. Если оборудование доставляется только по железной дороге, то размеры ворот принимаются по допустимой негабаритности грузов. При доставке деталей и укрупненных узлов с разгрузочного причала водного транспорта или с внешней сборочной площадки размеры ворот должны учитывать габариты этих грузов.

Ворота монтажной площадки должны открываться и закрываться механизированным способом. Полотнища ворот теплоизолируются, а в северных районах в зоне ворот предусматривается также тепловая завеса. В одной из створок ворот предусматривается калитка.

12.2. ПОДЪЕЗДНЫЕ ПУТИ И БАЗЫ ХРАНЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Детали и узлы, отгружаемые предприятиями — изготовителями оборудования, как правило, рассчитываются на железнодорожный транспорт. Если нет железной дороги, то грузы доставляются автотран-

спортом с использованием большегрузных автомобилей и автоприцепов, треллеров и специальных автопоездов с многоколесными тягачами. Доставкой таких грузов занимается специализированное объединение «Спецтяжавтотранс» Министерства автомобильного транспорта РСФСР, которое разрабатывает также маршрут и схему погрузки и крепления грузов.

Такие крупногабаритные детали гидроагрегатов, как рабочие колеса радиально-осевых гидромашин и ванны подпятников гидрогенераторов, независимо от габаритов желательнее изготавливать неразъемными и подвергать чистой обработке в заводских условиях. При этом обеспечивается максимальная надежность работы гидроагрегата.

Для перевозки крупногабаритных деталей целесообразно воспользоваться в дальнем транспорте, если может быть обеспечена хотя бы сезонная связь предприятия — изготовителя оборудования со строительной площадкой. Для разгрузки судов при использовании водного транспорта обычно в нижнем бьефе гидроузла

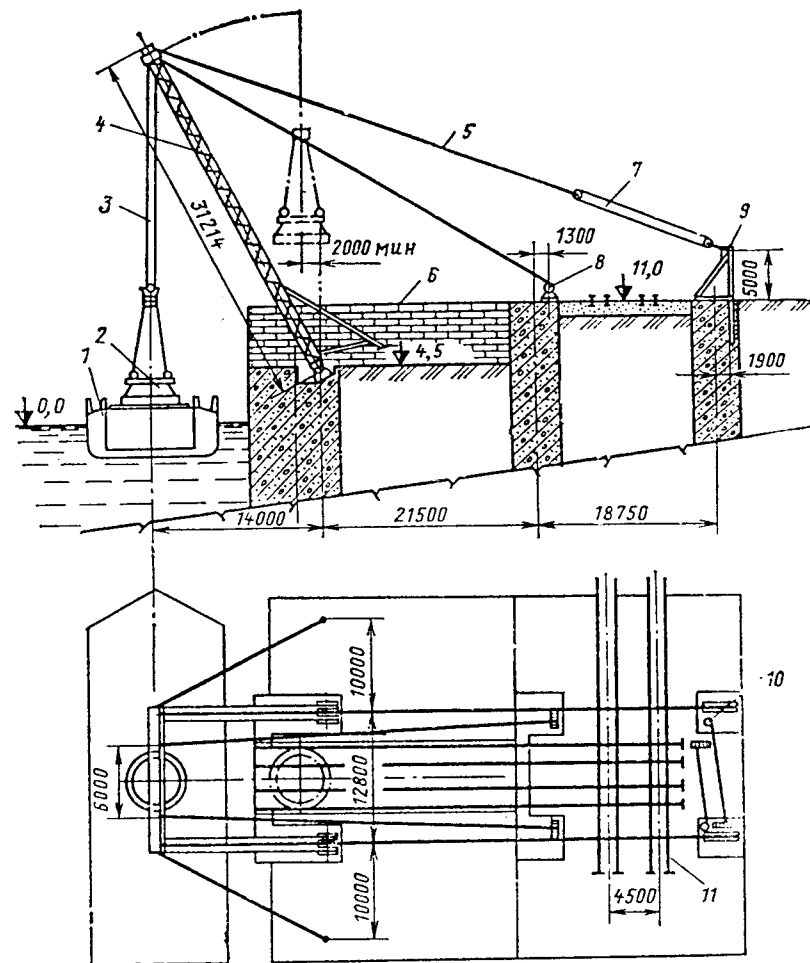


Рис. 12.3. Разгрузочный причал для рабочих колес гидротурбин:

1 — баржа речная; 2 — рабочее колесо массой 156 т; 3 — грузовой полиспаст; 4 — пилон; 5 — ванты; 6 — ряд из бруса; 7 — стреловой полиспаст; 8 — грузовые лебедки грузоподъемностью 7,5 т от КД на КГБС-450; 9 — стойка; 10 — отводной блок стрелового полиспаста; 11 — железнодорожные пути для передвижения тележки с рабочим колесом

приходится предусматривать разгрузочный причал с необходимыми грузоподъемными средствами. Этот причал должен быть связан с монтажной площадкой ГЭС соответствующими путями.

На рис. 12.3 показан разгрузочный причал одной из ГЭС, оснащенный грузоподъемным краном упрощенной конструкции типа «Шевр». Здесь имеются железнодорожные пути, связывающие причал с монтажной площадкой, и специальная тележка на рельсовом ходу (с поворотными катками) для погрузки рабочего колеса турбины.

В последнее время ведутся поисковые работы по вариантам доставки крупногабаритных деталей воздушным путем с помощью дирижаблей.

При доставке деталей железнодорожным транспортом габариты приближения строений следует принимать по ГОСТ 9238—83 «Габариты приближения строений и подвижного состава железных дорог колес 1520 (1524 мм)» для линий со скоростью движения поездов не выше 160 км/ч. На рис. 12.4 показан габарит С для путей, сооружений и устройств общей сети железных дорог и подъездных путей

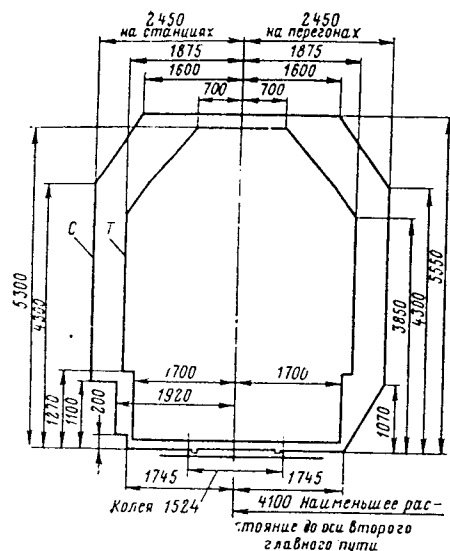


Рис. 12.4. Габариты подвижного состава и приближения строений железных дорог [С — габарит приближения строений (мостов, туннелей, галерей и платформ); Т — габарит подвижного состава, проходящего по всем путям железных дорог СССР]

Таблица 12.1. Подвижной состав железных дорог колес 1520 мм (выборка из номенклатурного каталога «Вагоны широкой и узкой колес», 1984 г.)

Подвижной состав	Модель	Грузоподъемность, т	Габариты, м	
			Ширина макс. мальная	Длина по осям автоцепы
Цистерна для нефтепродуктов вместимостью, м ³ :	61,15	55	3,09	12,02
	71,7	60	3,096	12,49
	156,25	125	3,234	21,15
Грузовая платформа	13-401	70	3,15	14,62
Крытый цельнометаллический вагон с расширенным дверным проемом	11-217	68	3,249	14,73
Цельнометаллический полувагон с глухим полом	12-1505	69	3,134	13,92
Транспортер колодцевого типа (размер колодцевой части 10,7 × 2,7 м)	14-6062	61	2,7	19,67
Транспортер платформенного типа	14-6055	120	2,4	24,13
Транспортер сцепного типа	14-6049	240	—	33,13
Транспортер сочлененного типа, максимальная длина перевозимого груза по осям проушин, м:	15,5	14-6057	—	48,04
	15	14-135	—	58,02
	15,5	14-139	—	63,49
	Транспортер с пониженными погружными площадками	14-6061	340	—

от станций примыкания до территории промышленных предприятий (для путей на самой территории промышленных предприятий действует габарит Сл — на рисунке не показан, имеющий незначительные отклонения от габарита С). На этом же рисунке показаны габариты подвижного состава Т, допускаемого к обращению по путям общей сети железных дорог СССР, подземным путям и путям промышленных предприятий, сооружения и устройства на которых отвечают требованиям габаритов С и Сл.

Для подвижного состава, допускаемого к обращению как по всей сети железных дорог СССР, так и по железным дорогам зарубежных стран колес 1435 мм, действуют уменьшенные габариты 0-Т, 01-Т, 02-Т и 03-Т.

В табл. 12.1 указаны основные размеры железнодорожного подвижного состава в СССР.

Железнодорожные пути на территории ГЭС и ГАЭС проектируются в соответствии со СНиП 11-2-80. Эти пути относятся к IV категории, для которой характерен поездной и маневровый характер движения поездов при скорости не более 50 км/ч и размер перевозок не более 2 млн. т·км/км.

Для таких путей наименьший допустимый радиус закругления 300 м, руководящий уклон не более 30 ‰. В трудных условиях радиус закругления пути может

быть снижен до 200 м, а при особенно сложных топографических условиях для промышленных электровозов и тепловозов с вагонами общей сети, а также транспортерами и сцепами с длиномерными или негабаритными грузами радиус может приниматься 150 м. В любом случае радиус меньше 300 м должен быть специально обоснован.

Наименьшая длина прямых вставок между криволинейными участками железнодорожного пути с направлениями кривых в разные стороны допускается 30 м, а при специальном обосновании — 20 м. При направлении кривых в одну сторону прямая вставка должна быть длиной не меньше 40 м, если это невозможно, то выполняют сплошную кривую.

На подходах к погрузочно-разгрузочным фронтам при подаче составов с выключенными тормозными средствами вагонов при массе состава брутто до 300 т спуски допускаются не круче 12 ‰, если локомотив находится в хвосте состава, и 15 ‰, если локомотив в голове состава.

Для промышленных предприятий железнодорожные рельсы принимаются обычно типа Р50 по ГОСТ 7174—75 и Р43 по ГОСТ 7173—54.

Автомобильные дороги на территории ГЭС и ГАЭС проектируются, исходя из расчетной скорости движения 60 км/ч. При этой скорости радиус закругления дороги должен быть не менее 400 м, однако при трудных или стесненных условиях при специальном обосновании допускается минимальный радиус 125 м.

На дорогах и проездах, рассчитанных на движение электрокаров со скоростью 15 км/ч, радиус принимается для одиночных электрокаров 5 м, для электрокаров с прицепом 8 м.

Продольные уклоны дороги принимаются в зависимости от колесной формулы автотранспортера, на движение которого они рассчитаны:

Колесная формула	Уклон, ‰
6 × 4	100—80
4 × 2	85—65
8 × 4	70—50
6 × 2	55—35
8 × 2	35—15

Детали гидроагрегатов, прибывающие на строительную площадку гидроузла, хранятся в основном на базе оборудования, откуда по мере необходимости доставляются на монтажную площадку.

В соответствии с «Инструкцией о порядке хранения энергетического оборудования на объектах Минэнерго СССР» (1967 г.) в закрытом отапливаемом складе должно храниться следующее оборудование:

обрезненные вкладыши подшипника турбины;

регуляторы частоты вращения; баки МНУ в сборе с насосами или отдельно маслявинтовые насосы с электродвигателем;

компрессорные агрегаты; насосы с электродвигателями; электроприводы трубопроводной арматуры;

детали с запрессованными синтетическими втулками и отдельные втулки; аппаратура управления, регулировки и защиты и контрольно-измерительные приборы;

регулирующие и предохранительные клапаны;

шты с разводкой и приборами; диски подпятников.

В закрытом неотапливаемом складе хранятся:

распределительные золотники; механизмы рабочего колеса ПЛ турбин;

механизмы поворота и сервомоторы направляющего аппарата;

баббитовые вкладыши подшипников; клапаны срыва вакуума и выпуска воздуха;

эжекторы; маслоприемники рабочего колеса ПЛ турбин;

детали механизмов холостого выпуска и предтурбинных затворов;

кран-балки и тали с электроприводами; грузовые полиспасты, тельферы, тросы;

полюсы генераторов и электродвигателей;

стальные сегменты роторов электрических машин;

тормоза и тормозные сегменты; электродвигатели напряжением до 1000 В и генераторы постоянного тока,

элементы электрических машин, имеющие обмотку;

соленоидные приводы; подпятники, подшипники и другие детали генераторов и электродвигателей.

Под местными и индивидуальными навесами или укрытиями должны храниться:

лопатки направляющего аппарата; лабиринтные уплотнения;

регулирующие кольца; рабочие колеса турбин;

лопасти рабочих колес ПЛ турбин, валы;

маслонапорные установки (котлы и баки);

лестницы, перекрытия, ограждения, кольца направляющего аппарата;

корпуса подшипников (без обрезненных вкладышей);

корпуса предтурбинных затворов; закладные мелкие трубопроводы;

станочное оборудование; грузовые тележки грузоподъемных кранов.

На открытом складе разрешается хранить:

- водяные фильтры;
- баки различного назначения;
- трубопроводы и фасонные части диаметром более 60 мм;

- закладные и фундаментные части гидромашин, поставляемые без транспортной тары;

- фермы и кабины грузоподъемных кранов;

- тросы в барабанах;
- крестовины гидрогенераторов;
- корпуса статоров электрической машины без обмотки.

Все складские помещения и площадки базы основного оборудования должны находиться в зоне обслуживания стационарных либо передвижных грузоподъемных средств. База оборудования связывается с монтажной площадкой автодорогой и, если имеется возможность, железнодорожной веткой. Детали, доставленные водным транспортом, как правило, хранятся на разгрузочном причале и отсюда доставляются на монтажную площадку.

Для разгрузки и отстоя трансформаторов вблизи монтажной площадки предусматриваются железнодорожные пути, откуда трансформатор на своих катках может быть перемещен на монтажную площадку для сборки и ревизии. Обычно предусматривается возможность разгрузки трансформатора как с помощью гидродомкратов железнодорожного транспорта, так и грузоподъемными средствами монтажной площадки. Железнодорожные пути и пути перекатки трансформаторов на своих катках частично совмещаются.

12.3. ВЫБОР ГРУЗОПОДЪЕМНОСТИ И ЧИСЛА КРАНОВ

Монтаж гидроэнергетического оборудования производится грузоподъемными электрическими кранами, обслуживающими как монтажную площадку, так и машинный зал ГЭС или ГАЭС. Применяются в основном краны закрытой установки. В южных районах машинный зал иногда выполняется пониженным и краны устанавливаются снаружи, над крышей. При этом в крыше монтажной площадки и над каждым из гидроагрегатов устраиваются люки-проемы со съёмными или раздвижными крышками.

Для закрытой установки применяются мостовые, полукозловые и козловые краны, для открытой установки — преимущественно козловые. Все краны применяются для легкого режима работы.

Грузоподъемность кранов машинного зала принимается в соответствии с массой монтажных узлов гидроагрегата. Определяющим обычно является масса ротора

гидрогенератора с приспособлением для его захвата. В случае применения конструкции гидрогенератора с разъемным ротором определяющей для выбора грузоподъемности крана может быть масса собранного на монтажной площадке статора генератора, укрупненного узла крышки турбины, рабочего колеса или главного трансформатора.

Тип кранов машинного зала и их число назначаются на основании технико-экономического сопоставления и рекомендуемого архитектурного решения с учетом компоновки основного оборудования и конструкции строительной части.

При числе гидроагрегатов в машинном зале более пяти или при массе монтажного узла более 500 т, а также в подземных машинных залах обычно принимается установка двух кранов одинаковой, половинной грузоподъемности [2]. Установка двух кранов увеличивает маневренность при производстве монтажных и ремонтных работ, кроме того, несколько облегчается подкрановые конструкции.

На многоагрегатных ГЭС и ГАЭС с числом агрегатов более 15 рекомендуется применение дополнительного крана грузоподъемностью 10—50 т, устанавливаемого на одних путях с основными кранами или на самостоятельных путях [2]. Для крана грузоподъемностью 250 т и больше целесообразно по условиям монтажа крупных деталей заказывать крюки вспомогательного подъема повышенной грузоподъемности (63—125 т).

Пролет кранов принимается с учетом подъема и переноса наибольшего по ширине монтажного узла, обычно ротора или статора гидрогенератора и рабочего колеса турбины поворотного-лопастного типа. При этом приближение транспортируемых кранами деталей по горизонтали к строительным конструкциям и установленному оборудованию должно быть не менее 1000 мм.

В случае установки в машинном зале двух одинаковых кранов подъем и перенос основной детали, определившей их грузоподъемность, осуществляется при совместной работе обоих кранов. При этом может использоваться специальная траверса (масса примерно 10 % грузоподъемности) с захватом за ступицу ротора или вал генератора. При ширине крана, меньшей диаметра ротора, в некоторых случаях захват может быть осуществлен за спицы без применения траверсы. Масса траверсы и других приспособлений учитывается в массе поднимаемого груза.

Высота машинного зала, определяемая высотным расположением подъемных механизмов кранов, должна назначаться минимальной, для чего рекомендуются жесткие захваты, раздельная транспортировка вала и рабочего колеса, перенос вала и других длинных деталей в горизонтальном

положении с кантовкой их в кратере гидроагрегата. Принятое высотное положение кранов должно быть проверено на подъем трансформатора для поворота его в рабочее положение и на выем сердечника при ремонте трансформатора. Если высота окажется недостаточной, рекомендуется применение специальной траверсы для подъема трансформатора или устройство трансформаторной ямы. Если высотное положение крана машинного зала при этом не обеспечивает установку высоковольтных вводов трансформатора, следует предусматривать установку на кране дополнительного устройства малой грузоподъемности или применение другого специального приспособления. При транспортировке грузов кранами зазор по вертикали до строительных конструкций или установленного оборудования требуется не менее 500 мм.

Для увеличения площади пола машинного зала и монтажной площадки, обслуживаемой кранами, целесообразно на крайних фермах мостов кранов устанавливать электрическую таль, передвигающуюся по монорельсу. Грузоподъемность тали 5—10 т.

Применяемые на ГЭС и ГАЭС краны машинных залов обычно имеют скорость (меньшие величины относятся к кранам большей грузоподъемности): передвижения крана 15—25 м/мин; передвижения тележки 5,0—12,5 м/мин; главного подъема 0,4—1 м/мин; вспомогательного подъема 4,5—12,5 м/мин; передвижения дополнительной электротали 20 м/мин; подъема крюка электротали 8 м/мин.

При установке в машинном зале двух кранов располагать их следует зеркально таким образом, чтобы кабины управления были рядом. В этом случае дополнительные электротали устанавливаются на наружных фермах каждого крана.

Ход подвески главного подъема крана машинного зала должен обеспечивать установку рабочего колеса в его камеру. Крюк вспомогательного подъема должен иметь ход несколько больший, чтобы обеспечить подачу грузов на подмости под рабочим

колесом и в помещения под монтажной площадкой.

При грузоподъемности крана 250 т и более главный подъем обычно оснащается не крюком, а петлей с пальцем для соединения с жесткими захватными приспособлениями крупногабаритных и тяжелых грузов. В этом случае необходимо предусматривать установку на указанную петлю съемного крюка или другого устройства грузоподъемностью 150—200 т для возможности захвата других грузов гибкими стропами.

12.4. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ПРИСПОСОБЛЕНИЯ

На рис. 12.5 показана траверса грузоподъемностью 900 т для совместной работы двух кранов грузоподъемностью по 500 т при подъеме ротора генератора массой 890 т с захватом за ступицу ротора. Захватной фланец траверсы по размерам и крепежным болтам согласуется с размерами фланца ступицы ротора для крепления наставки вала. Масса этой траверсы 58,77 т.

На рис. 12.6 показано приспособление для переноса крышки турбины, используемое также для установки рабочего колеса с валом поворотного-лопастной турбины. Особенностью этого приспособления является использование подставок разной длины, позволяющее переносить рабочее колесо и укрупненный узел крышки турбины в машинном зале при минимальной его высоте. Этим же приспособлением после перестройки на удлиненные подставки устанавливается крышка турбины с опорой подпятника на рабочее место с учетом выступающего конца турбинного вала.

На рис. 12.7 показано приспособление для переноса собранного статора гидрогенератора с помощью его верхней крестовины.

На рис. 12.8 показана траверса грузоподъемностью 400 т для разгрузки транс-

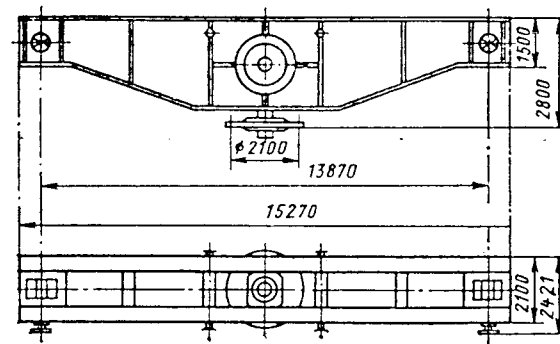


Рис. 12.5. Траверса грузоподъемностью 900 т для спаренной работы двух кранов

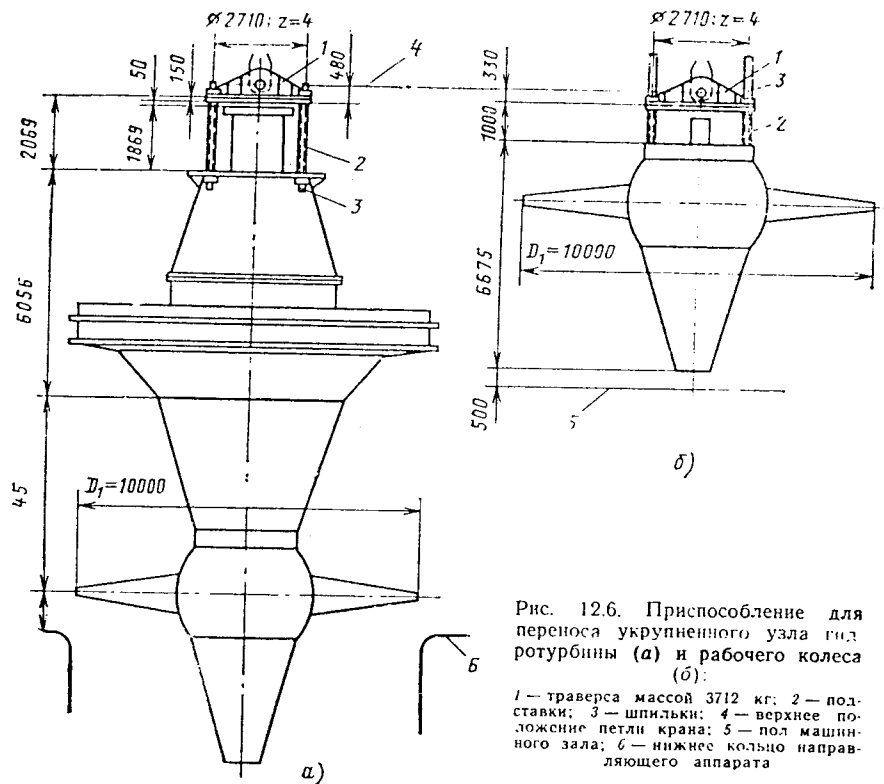


Рис. 12.6. Приспособление для переноса укрупненного узла гидротурбины (а) и рабочего колеса (б):

1 — траверса массой 3712 кг; 2 — подставки; 3 — шпильки; 4 — верхнее положение петли крана; 5 — пол машинного зала; 6 — нижнее кольцо направляющего аппарата

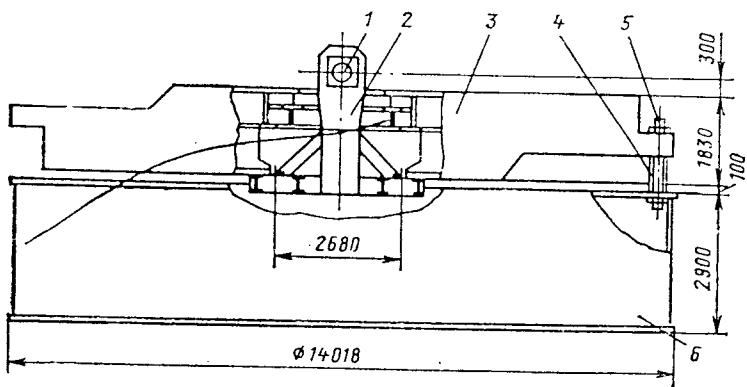


Рис. 12.7. Приспособление для переноса статора генератора с использованием верхней крестовины генератора:

1 — ось петли крана; 2 — захватное устройство; 3 — крестовина генератора; 4 — втулка; 5 — болт М14 (24 шт.); 6 — статор гидрогенератора массой 230 т

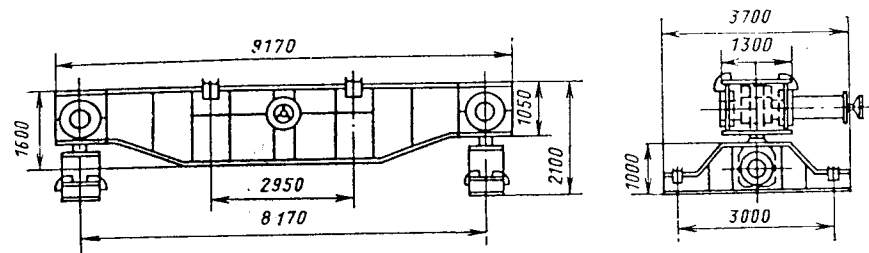


Рис. 12.8. Траверса грузоподъемностью 375 т для подъема трансформатора

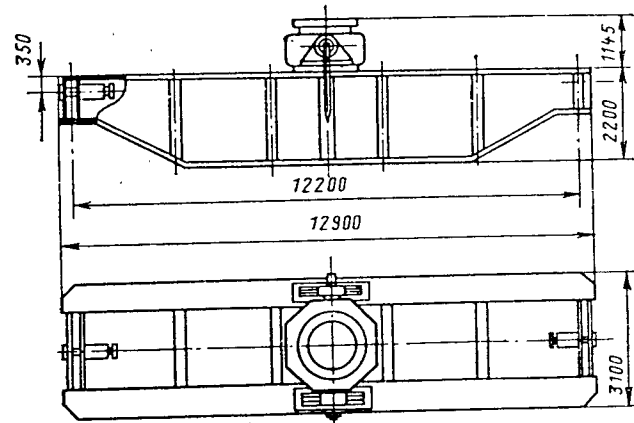


Рис. 12.9. Траверса для подъема ротора за надставку вала

форматора типа ОРЦ533000/500. Масса траверсы 30,28 т.

На рис. 12.9 показана траверса для подъема ротора за надставку вала. Масса траверсы 47,5 т при грузоподъемности 650 т.

Габариты обслуживания площади пола машинного зала, в том числе монтажной

площадки, зависят, в частности, от приближения кранов к торцевым стенам. Ограничения зависят от настройки приспособлений для автоматического отключения механизма передвижения при приближении к концевым упорам по торцам машинного зала (см. гл. 4).

Глава 13

ОРГАНИЗАЦИЯ МОНТАЖА ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ТУРБИН

13.1. ПРОЕКТ ОРГАНИЗАЦИИ МОНТАЖА

Одним из основных способов ускоренного ввода гидроагрегатов в эксплуатацию является рациональная организация монтажных работ, максимальное совмещение их со строительными работами по сооружению здания ГЭС (рис. 13.1).

Условиями успешного ведения монтажных работ в планируемые сроки являются: высокое качество изготовления оборудования, тщательная комплектация его заводами-изготовителями и на базах хране-

ния строительства, применение легко удаляемой консервации, наличие всех необходимых приспособлений, материалов и т. п. Этому также содействует наличие вблизи здания ГЭС хорошо оборудованной базы монтажной организации с механической мастерской, оснащенной соответствующим станочным парком, монтажными и другими инструментами.

В проекте организации монтажа гидротурбинного оборудования исходят из числа агрегатов, сроков начала работ и ввода их в эксплуатацию, возможности ведения работ по монтажу закладных ча-

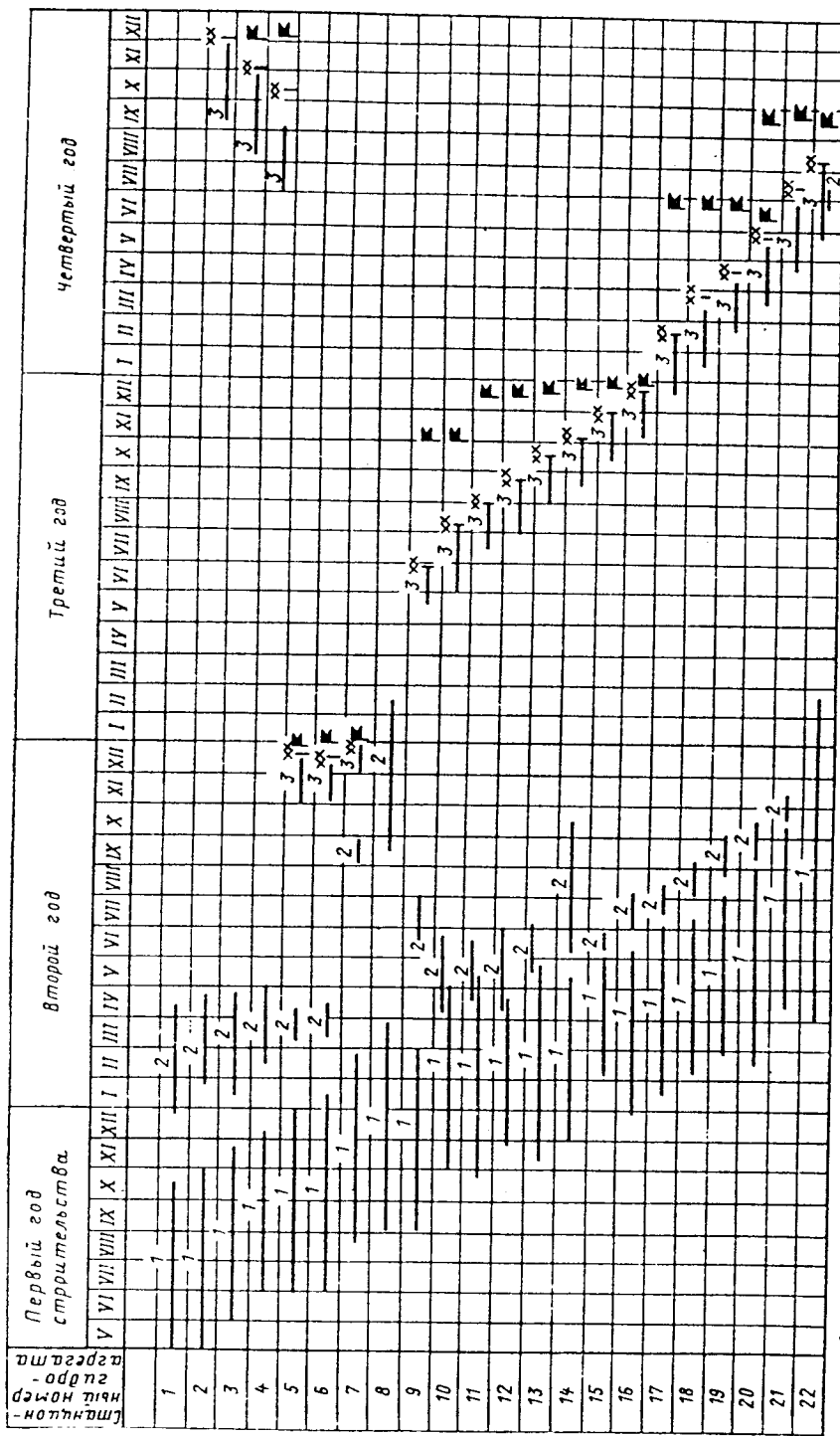


Рис. 13.1. График монтажных работ при строительстве многоагрегатной ГЭС:

1 — монтаж направляющих частей; 2 — монтаж направляющего аппарата; 3 — монтаж рабочих механизмов; xx — пуск гидроагрегата на холостом ходу.

стей одновременно со строительными работами по сооружению здания ГЭС. Проектом предусматривают схемы транспортировки оборудования с базы складирования и хранения на монтажные площадки, его разгрузки и подачи на монтируемые гидроагрегаты до выхода на них основных эксплуатационных кранов.

Одновременно с укрупнением узлов на постоянной монтажной площадке ГЭС в необходимых случаях используются временные внешние или внутренние сборочные площадки, а также предусматривается возможность ведения сборочных работ непосредственно в месте установки оборудования. Для этого могут быть использованы блоки нескольких гидроагрегатов, монтируемых и вводимых в эксплуатацию в последнюю очередь.

Заводом-изготовителем своевременно разрабатывается, согласуется и утверждается нормативно-техническая документация на доставку гидротурбинного оборудования на строительство. Она охватывает консервацию, комплектацию, упаковку, защиту от механических повреждений и попадания воды, разбивку оборудования на упаковочные места с размещением и креплением в них деталей для доставки в упакованном виде или на специальных основаниях, защитные устройства и т. д., а также способы размещения оборудования на подвижном составе, его закрепления от возможных смещений во время перевозки. На упаковочных местах указывается расположение центра тяжести и массы груза, способ захвата его тросами при различных такелажных операциях. Все оборудование складывают и хранят согласно действующим инструкциям.

13.2. МОНТАЖ ЗАКЛАДНЫХ ЧАСТЕЙ

К закладным частям гидротурбины относятся узлы, бетонированные в процессе монтажа: облицовка конуса отсасывающей трубы, фундаментное кольцо, статор, спиральная камера, сопрягающий пояс, облицовка шахты турбины, закладной трубопровод. Для поворотно-лопастных гидротурбин к этому перечню добавляется камера рабочего колеса и опорное кольцо.

Монтажу закладных частей предшествует нанесение геодезической службой строительства осей гидроагрегата в плане и выдача высотных реперов. Также необходима предварительная очистка фундамента и всех штраб от остатков опалубки, выступающего бетона и кусков арматуры, проверка положения штраб и фундамента в плане и по высоте.

Монтаж закладных частей, как правило, ведется на нескольких гидроагрегатах и одновременно с возведением здания ГЭС. При этом используются строительные краны.

Перед установкой на место все узлы должны быть очищены: поверхности, сопрягаемые с бетоном, покрывают лаком БТ-577 с молотым пылевидным кварцем или портландцементом. Это обеспечивает хорошую схватываемость с бетоном и совместную с ним работу.

В процессе монтажа, установки и центровки на месте все узлы закладных частей должны быть надежно закреплены в фундаменте и штрабах с помощью крепежных элементов — растяжек, распоров, фундаментных болтов, анкерных плит, анкеров и др., обеспечивающих их неподвижность при бетонировании и схватывании бетона, а также в процессе дальнейшей многолетней эксплуатации. Крепежные элементы привариваются к закладным частям и арматуре или выпускают арматуры из основного бетона.

Омываемая потоком поверхность закладных частей не должна иметь резких выступов в местах сопряжения деталей и надежно защищена от коррозии. Плоскости разъемов сопрягаемых обработанных деталей должны быть плотно пригнаны, крепеж затянут до создания в нем заданного проектом напряжения и надежно зафиксирован против самоотвинчивания. Плотность стыков проверяется щупом. Плотным считается соединение, в котором щуп толщиной 0,05 мм проходит только в отдельных местах на глубину не более одной пятой ширины фланцев. Герметичность стыковых соединений обеспечивается смазкой плоскостей фланцев свинцовыми белилами или суриком.

Положение закладных частей в плане контролируется по совпадению нанесенных на них осевых рисок с осями гидроагрегата. Высотное положение определяется измерениями расположения горизонтальных плоскостей деталей по отношению к реперам. Все измерения, определяющие положение закладных частей в плане и по высоте, а также их размеры фиксируются в формулярах как до сдачи закладных частей под бетонирование, так и после владержки бетона. Одновременно оформляются схемы выполненных креплений отдельных узлов в фундаменте и штрабах, например камеры рабочего колеса, спиральной камеры, статора турбины.

Как правило, для установки закладных частей, включая и статоры гидротурбин, используются строительные краны, в том числе и кабель-краны.

Для установки на место, центровки, придания закладным частям заданных форм и размеров заводы-изготовители в составе оборудования поставляют специальные приспособления и инструменты.

13.3. МОНТАЖ РАБОЧИХ МЕХАНИЗМОВ

К рабочим механизмам относятся: направляющий аппарат, рабочее колесо, вал, направляющий подшипник, штанги в мас-

лоприемник (для поворотно-лопастной гидротурбины).

Монтаж направляющих аппаратов. На сборочных и монтажных площадках собираются все кольцевые детали. В обо-спованных случаях конструкторской направляющего аппарата предусматривается его монтаж одновременно со строительными работами.

Основными требованиями к качеству монтажа направляющих аппаратов являются: правильная центровка верхнего кольца (крышки турбины) относительно нижнего, что должно обеспечить возможность применения минимальных усилий для поворота направляющих лопаток, плотность контакта лопаток, минимальные торцевые зазоры между лопатками и неподвижными кольцевыми деталями. При любом способе центровки верхнего кольца направляющего аппарата (крышки турбины) относительно нижнего должна быть проверена вертикальность и легкость поворота каждой лопатки, плотное прилегание смежных лопаток, параллельность верхних торцов лопаток, опирающихся на нижнее кольцо, сопрягаемой с ними плоскости верхнего кольца.

Операции по окончанию монтажа направляющего аппарата выполняются после установки на место рабочего колеса, вала и крышки турбины.

Направляющие лопатки соединяются с регулирующим кольцом и после заполнения трубопроводов системы регулирования маслом под давлением из МНУ создается заданное натяжение, позволяющее выбрать люфты в соединениях деталей механизма поворота и обеспечить необходимую плотность направляющего аппарата в закрытом положении при полном давлении воды в спиральной камере. Стопор заводится при закрытом с натяжением направляющем аппарате, что позволяет разгрузить полости сервомоторов от давления масла.

Монтаж рабочих колес. Рабочие колеса радиально-осевых гидротурбин в большинстве случаев изготавливаются и доставляются к месту установки цельными. Рабочее колесо с подвешенным к нему конусом-обтекателем, на котором могут быть размещены подмости для работ по соединению колеса с валом на месте, устанавливается на фланец фундаментного кольца и расцентровывается относительно неподвижных деталей. В тех случаях, когда высота машинного зала позволяет, рабочее колесо до опускания окончательно соединяется с валом и устанавливается на место в сборе с ним. В момент опускания краном рабочего колеса при повороте его с остановками через 90° проверяются зазоры в нижнем лабиринтном уплотнении.

Части составных рабочих колес соединяются с помощью болтов или сваркой, проверяется форма лабиринтных колец и

при необходимости дополнительно обрабатывается, после чего колеса статически балансируются на специально поставленном для этого заводом-изготовителем приспособлении.

Рабочие колеса крупных поворотно-лопастных гидротурбин отправляют с заводо-изготовителей на строительство после статической балансировки и контрольной сборки, включающей гидравлические испытания, но из-за больших габаритов и массы они поступают разобранными на отдельные детали.

Для сборки механизма поворота лопастей на монтажной площадке заводо-изготовители поставляют специальное приспособление. Одновременно поставляется ряд других приспособлений, в том числе для подъема и кантовки корпуса, заводки цапф, подъема и установки лопастей, установки стаканов, подъема и транспортировки рабочего колеса в сборе, а также для гидравлических испытаний и др.

На рис. 13.2 приведены схемы операций по сборке рабочего колеса с бескрестовинной конструкцией механизма поворота лопастей. Полностью собранное и испытанное на монтажной площадке рабочее колесо с раскрытыми лопастями снимается с тумб, осторожно опускается на конус-обтекатель до образования между ними зазора в несколько миллиметров. Конус прижимается к корпусу снизу домкратом, окончательно затягиваются и стопорятся болты их соединения.

Рабочее колесо переносится и опускается в камеру монтируемой турбины на проектную отметку, поворачивается вокруг вертикальной оси на 180°, при этом через каждые 60° определяют суммарные диаметральные зазоры лопасти — камера. С помощью маслососной установки лопасти рабочего колеса свариваются, после чего опять производят определение тех же зазоров. Затем рабочее колесо опускается ниже проектной отметки (на несколько миллиметров больше, чем высота буртика на верхнем фланце вала). После этого рабочее колесо подвешивается на подвесках к заранее закрепленным на опорном кольце консолям и расцентровывается в камере. Торцы цилиндра сервомотора выводятся в горизонтальное положение регулировкой длины подвесок.

После опускания и крепления к рабочему колесу крышки, соединенной с валом, изменением длины подвесок выполняется регулировка вертикальности вала с точностью до 0,03 мм на 1 м его длины. С этого момента фланец вала турбины является измерительной базой для сборки генератора и прицентровки остова ротора.

Окончательно рабочее колесо центрируется в плане по зазорам между лопастями и камерой после проверки и, в случае необходимости, исправления общей линии вала, приведения последнего в верти-

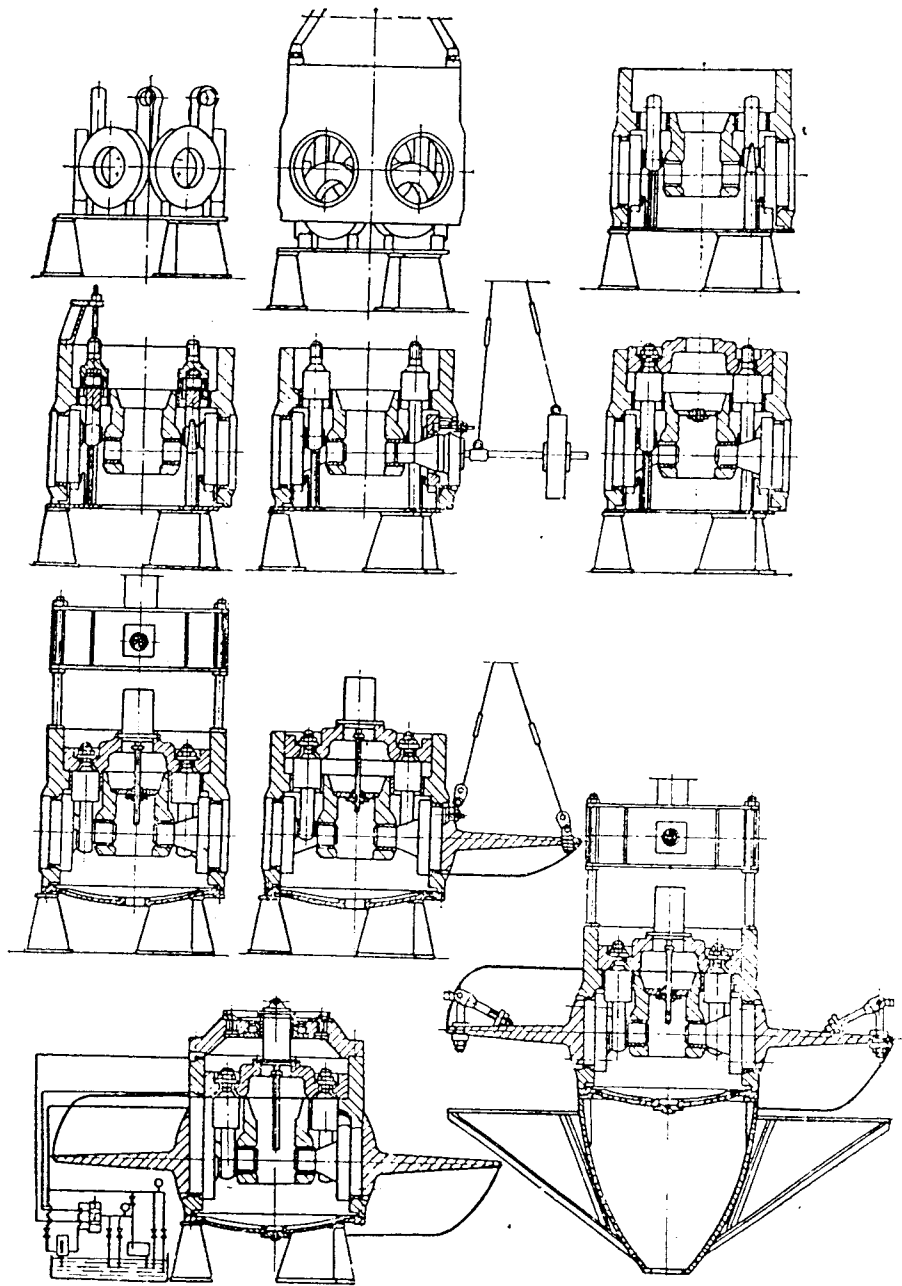


Рис. 13.2. Последовательность операций при сборке рабочего колеса бескрестовинной конструкции

кальное положение с контролем распределения усилий, воспринимаемых сегментами подпятника.

Монтаж направляющих подшипников. Большинство отечественных гидротурбин оснащено направляющими подшипниками с обрезиненными вкладышами или сегментами, с водяной смазкой и охлаждением.

На монтажной площадке ГЭС собирают в кольцо корпус вкладыша, состоящий, как правило, из двух частей, соединяемых болтами. Изнутри к цилиндрической поверхности корпуса крепят сегменты.

К монтажу подшипника приступают после окончания всех работ по центровке ротора гидроагрегата и фиксации его положения относительно неподвижных частей. В подшипниках с обрезиненными сегментами регулировка зазоров между каждым сегментом и валом осуществляется опорным болтом, клиньями или мерными прокладками, что значительно упрощает этот процесс.

Монтаж маслоприемника. К монтажу маслоприемника приступают после выполнения центровки и фиксации положения ротора гидроагрегата, статора генератора, крестовины с установленной на ней подставкой. Этому предшествует сборка маслоприемника на монтажной площадке. Корпус маслоприемника устанавливают в горизонтальное положение, заводят в него штанги, проверяют зазор между бронзовыми втулками в корпусе, наружной и внутренней штангами.

На подставке располагают основание маслоприемника с изоляционной прокладкой между ними.

Штанги маслоприемника окончательно крепят на верхнем фланце штанги рабочего колеса и с помощью специальных распорных болтов центруют по наружной поверхности надставки вала. Основание маслоприемника центруют относительно его штанг и окончательно закрепляют на подставке. На основание устанавливают и центруют корпус маслоприемника.

В связи с тем, что маслоприемник, штанги и маслопроводы представляют собой замкнутый электропроводящий контур, пересекающий статор генератора, в этих деталях индуцируются блуждающие токи, вызывающие электрокоррозию. Во избежание этого основание маслоприемника должно быть изолировано от подставки и сливной трубы, а корпус — от присоединяемых к нему трубопроводов и деталей обратной связи.

Фланцевые соединения деталей гидротурбин. При монтаже гидротурбин одной из наиболее трудоемких и ответственных операций является затягивание большого числа болтов с резьбой диаметром до 200 мм. Условиями надежности крепления фланцевых соединений являются правиль-

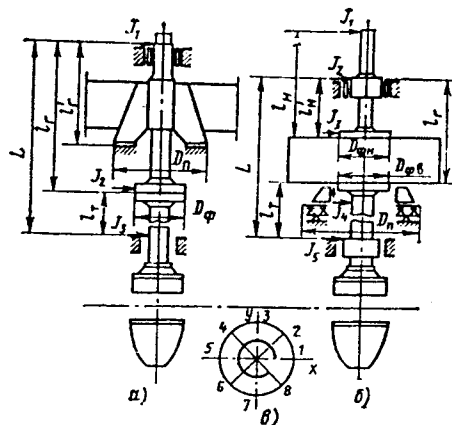


Рис. 13.3. Схема расположения индикаторов для проверки общей линии вала:

а — для генератора с валом; б — то же безвальной конструкции; в — точки измерения в плане

ный выбор напряжений затягивания, его равномерность.

Наибольшее распространение нашли методы контроля усилий затягивания по измерению абсолютных деформаций болтов (шпилек), моментов завинчивания гаек (болтов), углов поворота гаек (болтов), отсчитываемых от условного нулевого положения, отвечающего плотному прилеганию сопрягаемых плоскостей фланцев и опорных плоскостей болтов и гаек к ним. Нулевое положение может быть обеспечено затягиванием болтов, создаваемым усилием крана или равномерной обтяжкой болтов (гаек) кувалдой.

Как показали результаты проведенных испытаний, при затягивании большого числа крупных болтов различными способами контроль усилий затягивания по их удлинению или измерению углов поворота обеспечивает значительно большую равномерность напряжений, чем контроль по моментам затягивания.

Центровка вертикальных гидроагрегатов, выполняемая в завершающий период монтажа, является операцией, которая обычно не может быть совмещена с другими ответственными операциями на данном гидроагрегате, поэтому сокращение сроков ее выполнения ускоряет ввод оборудования в эксплуатацию.

Центровка вертикальных гидроагрегатов имеет следующие цели: создание равномерных зазоров между неподвижными и вращающимися частями гидроагрегата; устранение чрезмерных биений вращающихся частей, вызываемых в основном неперпендикулярностью опорной плоскости вращающегося диска подпятника оси вращения и изломом во фланцевых соедине-

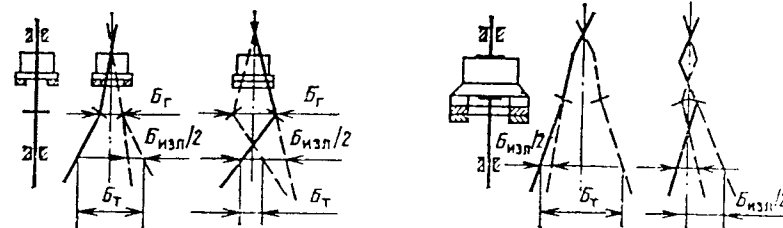
ниях элементов, образующих обшукую линию вала агрегата.

При проверке общей линии вала агрегата вначале прокручивают ротор генератора и проверяют биение его фланца. Для исключения радиальных перемещений при этом в одном из подшипников генератора устанавливаются зазоры, близкие к нулю. При прокручивании с помощью индикаторов $J_1—J_4$ (рис. 13.3) измеряются смещения шейки вала в генераторном подшипнике, биения фланца вала генератора, цилиндрической поверхности фланца надставки, торцевой плоскости фланца остова ротора.

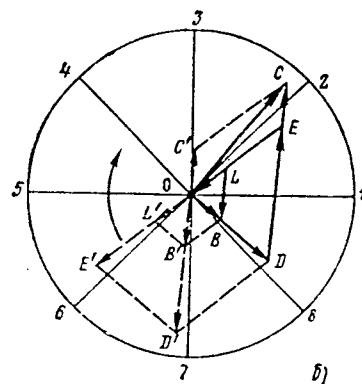
Неперпендикулярность подпятника, вызывающая биение сверх допустимого предела, устраняется шабровкой на клин опорной плоскости остова ротора или установкой калиброванной по толщине прокладки между этой плоскостью и вращающимся диском подпятника. В современных конструкциях генераторов отдельные изоляционные прокладки не применяются и изоляционный слой выполняется заодно с вращающимся диском подпятника на его тыльной стороне. В этом случае при необходимости шабрят на клин изоляционный слой.

Высота снимаемого клина определяет из соотношения

$$\delta = \frac{D_n}{2l_r} B_r$$



а)



б)

где B_r — радиальное биение фланца вала генератора, мм; D_n — диаметр диска подпятника, мм; l_r — расстояние от подшипника с зазором, близким к нулю, до фланца вала генератора, мм.

После устранения чрезмерного биения ротор генератора прицеливается к валу турбины, их фланцы соединяются болтами, в которых при затяжке создается расчетное напряжение 120—200 МПа. Производится проверка общей линии вала прокручиванием ротора гидроагрегата на подпятнике. При этом по показаниям индикаторов $J_2—J_5$ (рис. 13.3) с учетом значений смещения ротора генератора в подшипнике, сегменты которого установлены относительно шейки вала с зазорами, близкими к нулю, определяется биение вала турбины у фланцевого соединения и турбинного подшипника. Составляющие биения показаны на рис. 13.4, а.

Для наглядности по полученным результатам строится векторная диаграмма (рис. 13.4, б) или развертка — теоретически синусоида (рис. 13.4, в), на которых графически получают суммарное значение биения вала у турбинного подшипника и его составляющие от различных погрешностей изготовления и монтажа, в том числе от излома во фланцевых соединениях. В случае, если значение биения вала у турбинного подшипника вследствие излома во фланцевом соединении превышает допустимое, торцевая плоскость фланца вала

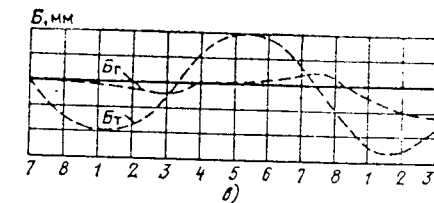


Рис. 13.4. Биение вала и турбинного подшипника: а — схема; б — векторная диаграмма; в — развертка

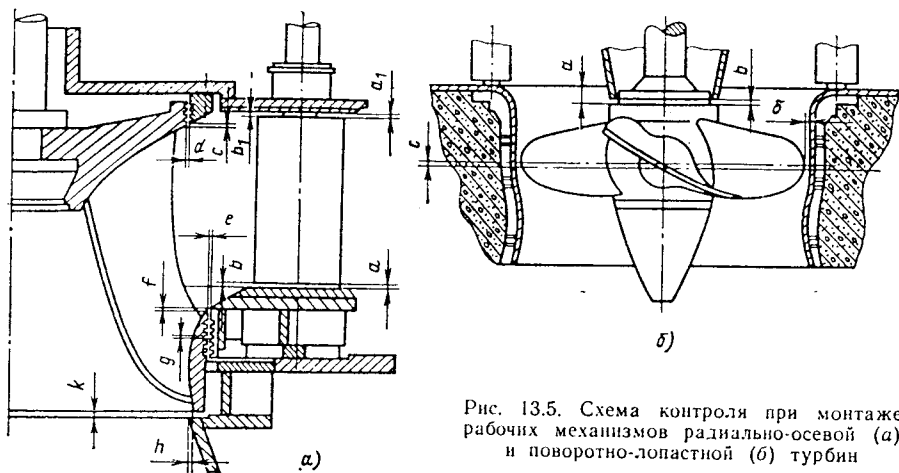


Рис. 13.5. Схема контроля при монтаже рабочих механизмов радиально-осевой (а) и поворотно-лопастной (б) турбин

турбины шабрится на клин. Высота снимаемого клина определяется из соотношения

$$\delta = \frac{D_{\phi}}{2l_T} B_{изл.}$$

где D_{ϕ} — диаметр фланцев, мм; l_T — расстояние от фланцевого соединения до шейки вала у подшипника турбины, мм; $B_{изл.}$ — биение шейки вала у подшипника турбины вследствие излома, мм.

13.4. ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ НА СМОНТИРОВАННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Монтаж гидроагрегатов при разделении его на несколько этапов требует контроля точности установки как турбины в целом, так и отдельных ее деталей и узлов в процессе производства строительных работ.

Для обеспечения правильной сборки гидроагрегата при монтаже турбин должны выполняться определенные требования: точность установки детали, служащей сборочной базой, т. е. расположение детали на заданной высотной отметке и относительно геодезических осей;

точность расположения роторных частей гидроагрегата относительно их неподвижных деталей;

точность установки фланца вала турбины, служащего измерительной базой при монтаже генератора;

точность установки остальных деталей на отдельных этапах строительно-монтажных работ

соответствие показателям, характеризующим качество монтажа гидротурбин, например уступам в сопряжениях элементов проточной части, зазорам лопасть —

камера, зазорам в лабиринтных уплотнениях, зазорам в направляющем аппарате, отклонениям от соосности шеек вала гидроагрегата.

Количественным выражением требований к точности и показателям качества смонтированной турбины являются допуски на размеры, погрешности формы и расположения отдельных деталей и узлов, и на турбину в целом.

Специальный контроль соблюдения допусков в процессе монтажа турбины обусловлен необходимостью избежать ошибок при установке закладных частей, положение которых не может быть исправлено после бетонирования. С этой целью по окончании установки закладных частей производится сдача-приемка под бетонирование облицовки конуса, статора, фундаментного и опорного колец, камеры рабочего колеса и т. п., а фактические отклонения их размеров, формы и расположения фиксируются в картах замеров и сравниваются с допусками. Соблюдение их при монтаже является одним из обязательных условий обеспечения необходимой точности сборки турбины в целом. Контролируемые показатели точности и качества монтажа деталей и узлов турбины взаимосвязаны.

При установке и выверке закладных частей в качестве измерительных баз для определения формы и расположения деталей используются ось X в направлении берегов и ось Y в направлении бьефов гидросооружения. Отсчет высотного расположения деталей производится по абсолютным или относительным отметкам над уровнем моря и контролируется измерениями от реперов. Оси и реперы наносятся при общей планировке сооружения.

Фактическое отклонение размеров, формы и расположения деталей, зазоры,

биение, данные по испытаниям и наладке отдельных узлов включаются в карты замеров, акты и протоколы.

При монтаже закладных частей фиксируются отклонения их поверхностей от проектного расположения на заданной высотной отметке, от параллельности условной горизонтальной плоскости (негоризонтальность), от соосности относительно вертикальной геодезической оси, от прямолинейности и плоскостности, круглости и цилиндричности расточек в различных сечениях по высоте.

Схема контроля при монтаже рабочих механизмов указана на рис. 13.5. Численные значения зазоров $a, b, c, d, e, f, g, h, k, \delta$ задаются с учетом параметров турбины и результатов расчетов размерных цепей. Проверка общей линии вала вертикального гидроагрегата показана на рис. 13.3. Проверка линии вала горизонтального гидроагрегата показана на рис. 13.6.

Подробный перечень и образцы карт замеров, протоколов, актов содержится в [42]. Оформленная надлежащим образом техническая документация на смонтированное оборудование по каждому агрегату является неотъемлемой частью комплекта документации, предъявляемой при приемке гидросооружения государственной комиссией в постоянную эксплуатацию.

После окончания непосредственного монтажа гидротурбинного и генераторного оборудования осуществляется определенный цикл работ, связанных с вводом гидроагрегатов в эксплуатацию. Этот цикл включает проверку состояния смонтированного оборудования до заполнения проточной части водой, опробование всех систем и механизмов на неподвижном гидроагрегате при заполненной проточной части, наблюдение за гидроагрегатом при вращающемся роторе без включения генератора в сеть и опробование гидроагрегата, включенного в сеть. Существуют различные правила выполнения указанных этапов ра-

бот и, в частности, имеется стандарт МЭК, основные положения которого приводятся в § 13.5.

13.5. МЕЖДУНАРОДНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВВОДУ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ, ЭКСПЛУАТАЦИИ И ОБСЛУЖИВАНИЮ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ТУРБИН (СТАНДАРТ МЭК. ПУБЛИКАЦИЯ 545. 1976)

Основной целью стандарта является введение общих принципов сдачи гидравлических турбин и обратимых гидромашин в эксплуатацию и указания порядка эксплуатации и обслуживания. Стандарт имеет рекомендательный характер. В общих положениях стандарта приведена терминология, устанавливающая однозначное толкование основных вопросов эксплуатации и обслуживания, а также состав информации, которую должен получить заказчик от поставщиков оборудования.

Основными разделами стандарта являются гл. 2 «Сдача в эксплуатацию» и гл. 3 «Эксплуатация».

В процедуру сдачи в эксплуатацию входят различные испытания, перечень и программа которых согласовываются заказчиком, поставщиком оборудования и генеральным проектировщиком.

Первым этапом испытаний являются предпусковые испытания. Сначала производятся различные проверки до заполнения проточного тракта водой. В этот период одновременно с турбинами должно быть проверено генераторное, вспомогательное и резервное оборудование. Проверке с фиксированным результатом подлежат:

проточный тракт турбины, его измерительные створы и отводы давления,

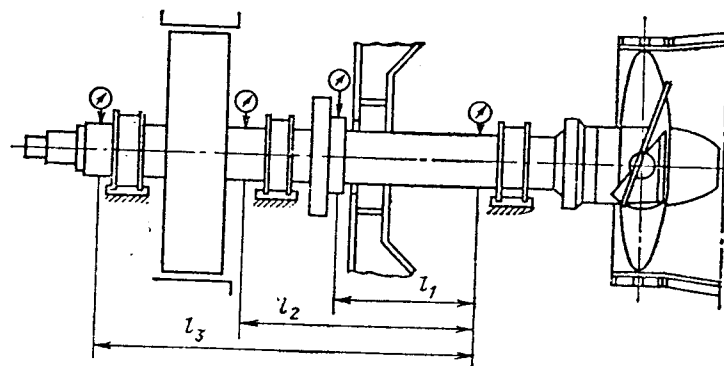


Рис. 13.6. Проверка линии вала горизонтального гидроагрегата

18 Под ред. Ю. С. Васильева

градуировка шкал открытия направляющего аппарата, положения рабочих лопастей, комбинаторная зависимость и основные зазоры;

работа маслonaпорной установки; защитные устройства по контролю температуры и уровня масла, и другие средства автоматического контроля;

работа системы регулирования в целом;

времена открытия и закрытия затворов и задвижек;

система подачи смазки в подшипниках; подача воды и смазки во все места, требующие охлаждения или смазки;

работы лекажных и дренажных насосов и насосов подачи смазки, имеющих индивидуальныи привод;

работа тормозной системы гидроагрегата.

Следующим этапом является проверка при заполненном проточном тракте.

Проточный тракт заполняется постепенно, со стороны нижнего бьефа. В дальнейшем через байпас или при малом открытии шита заполняется напорный водовод.

После этого производятся испытания на вращающемся гидроагрегате. Этот этап начинается с первоначального пуска, осуществляемого ручным управлением с доведением частоты вращения ротора до синхронной без включения генератора в сеть.

Одновременно проверяется работа системы регулирования, электрооборудования, защитных устройств и автоматики. Также может производиться динамическая балансировка ротора.

Последним этапом при сдаче гидроагрегата в эксплуатацию, являются испытания под нагрузкой и на сбросы нагрузки. Эти испытания имеют следующие цели:

проверка гидроагрегата на устойчивость работы, вибрацию в пределах гарантированных нагрузок;

проверка работы регулятора и регулирующих устройств, а также всех узлов гидроагрегата;

определение кратковременного повышения частоты вращения и давления в проточном тракте с контролем предельных значений при внезапном отключении нагрузки;

проверка работы гидравлического и электрического оборудования, включая оборудование защиты и автоматики.

Во время всех испытаний должна быть обеспечена запись параметров, характеризующих режим работы и состояние гидроагрегата.

После окончания всех испытаний и анализа результатов испытаний рекомендуется провести осмотр гидроагрегата. При благоприятных результатах разрешается пробная эксплуатация.

Практика ввела в эксплуатацию гидроагрегатов на отечественных гидроэлектростанциях показывает, что все рекомендации публикации № 545 практически удовлетворяются. Опыт ввода в эксплуатацию гидроагрегатов, созданных и смонтированных в СССР, а также опыт ввода гидроагрегатов, поставленных на экспорт в различные страны, позволяет сформулировать конкретное содержание таких работ (см. § 13.6).

13.6. НАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ ПЕРЕД ПУСКОМ ГИДРОАГРЕГАТА

Проверка и испытание гидротурбинного оборудования до заполнения проточной части водой. Перед заполнением водоподводящих и водоотводящих устройств водой проверяется состояние гидромеханического оборудования — затворов, стационарных подъемных механизмов, сороудерживающих решеток, ремонтных заграждений, аварийное закрытие предтурбинных затворов и шитов. Кроме того, проверяются монолитность соединения закладных частей турбины с бетоном, состояние и размеры измерительных створов и отводов давления, наличие уступов в проточной части, откуда удаляются все посторонние или забытые предметы, которые могут привести к аварии.

Наладке и проверке подлежат:

работа маслonaпорной установки — подача основного и резервного насосов при номинальном давлении в сосудах-аккумуляторах; действие предохранительно-разгрузочных клапанов при пуске и остановке насосов, при повышении давления; действие запорных клапанов, регуляторов, автоматических и ручных устройств запуска и остановки двигателей; уровни масла и давления в системе регулирования; состояние всех масляных фильтров и соответствие требованиям ГОСТ залитого в МНУ масла; срабатывание всех реле давления, включая реле аварийно-низкого давления для остановки гидроагрегата; действие защитных устройств и сигнализации;

работа системы регулирования — гидравлические испытания трубопроводов повышенным давлением; действие электрической и механической частей регулятора с имитацией пуска, нормальной и аварийной остановки гидроагрегата от защитных устройств; настройка времени полного открытия и закрытия направляющего аппарата, лопастей рабочего колеса ПЛ турбины, сопел и дефлекторов ковшовых турбин; действие аварийных механизмов турбины, ручного и дистанционного привода механизма настройки по напору; работа холостого выпуска или отклонителя струи; определение натяга на лопатках направляющего аппарата; действие

стопора, сигнализации срезных устройств и конечных выключателей; определение мертвых ходов в передачах обратной связи регулятора и характеристики изодромного механизма; определение утечки масла и воздуха из МНУ при различных положениях регулирующих органов; градуировка шкал открытия направляющего аппарата, разворота лопастей рабочего колеса, игл и дефлекторов; проверка фактической зависимости открытия лопаток направляющего аппарата, угла разворота лопастей от хода сервомоторов; определение и настройка комбинаторной зависимости; определение перестановочных усилений в сервомоторах направляющего аппарата и рабочего колеса при осушенной проточной части турбины;

работа вспомогательного оборудования — работа лекажных и дренажных насосов, самосливов и эжекторов; действие клапанов срыва вакуума, спускных клапанов из спиральной камеры и отсасывающей трубы, байпасов; подача масла, смазки и воды на все подшипники и уплотнения, требующие смазки и охлаждения; работа тормозной системы гидроагрегата; опробование устройств перевода гидроагрегата в режим синхронного компенсатора.

Кроме того, перед заполнением проточной части водой проверяются зазоры лопастей — камера, в лабиринтных уплотнениях турбины, в подшипниках и уплотнениях.

По окончании наладки и проверки оборудования закрываются все люки, двери, стопорится направляющий аппарат, включается тормозная система, подается питание на шит управления.

Проверка и испытание оборудования при заполненной проточной части и неподвижном гидроагрегате. Через байпас или при малом открытии затвора заполняется водой до уровня нижнего бьефа отсасывающая труба, после чего поднимается затвор отсасывающей трубы и заполняется водоподводящий тракт.

При заполнении проточной части водой и после заполнения проверяются:

надежность рабочих и ремонтных уплотнений вала турбины;

уплотнения цапф лопаток направляющего аппарата, уплотнения лопастей рабочего колеса; стыки деталей; плотность люков спиральной камеры и отсасывающей трубы;

ручное и автоматическое управление и действие затворов, включая быстропадающие шиты;

система опорожнения отсасывающей трубы и спиральной камеры, холостой выпуск;

система отжатия воды для режима синхронного компенсатора;

система откачки воды из крышки турбины;

нормальный и аварийный расход воды для смазки и охлаждения подшипников турбины.

Первоначальный пробный пуск. При ручном управлении производится открытие направляющего аппарата или игл сопел и устанавливается частота вращения не ниже минимальной (50—75 % номинальной) в соответствии с указаниями завода — изготовителя генератора. При спокойном вращении ротора гидроагрегата, отсутствии стуков, скрипов, повышенных шумов, вибраций, резкого повышения температур в подшипниках и подпятнике частота вращения доводится до номинальной, по частотомеру производится тарировка тахометра, установленного на колонке регулятора.

Испытания на работающем гидроагрегате. При испытаниях на холостом ходу проверяются:

работа турбины и вспомогательных механизмов, протечки через уплотнения вала турбины, цапфы лопаток направляющего аппарата, стыки деталей; деформация крышки турбины и опор подшипника; вертикальное перемещение ротора; шум, биение вала, вибрация опор; температура подшипников, уплотнений и смазочного масла; уровни масла и воды в ваннах подшипников; давление и расход воды в подшипниках, уплотнениях, в системе их охлаждения; пульсация давления воды в проточной части турбины;

действие систем регулирования и автоматики (в соответствии с международными рекомендациями по коду № 308);

работа маслonaпорной установки, включая действие системы автоматической подкачки воздуха в сосуды-аккумуляторы, а также действие защит и сигнализации.

После завершения испытаний на холостом ходу частота вращения турбины постепенно увеличивается, проверяется работа защитных устройств от реле оборотов при превышении частоты вращения выше номинальной.

Результаты пусковых испытаний турбины заносятся в бланки замеров.

При испытаниях под нагрузкой (см. § 14.6) проверке подлежат:

заводские гарантии регулирования при сбросах нагрузки;

нагрузочные характеристики и действие механизмов гидротурбины с определением фактической зависимости мощности гидроагрегата от открытия направляющего аппарата; устойчивость работы гидроагрегата на автоматическом управлении; вибрационное состояние агрегата и схем автоматического управления и защитных устройств гидроагрегата.

Параллельно производятся испытания гидрогенератора (см. § 14.6).

При благополучном исходе перечисленных испытаний проводится комплексное опробование гидроагрегата под нагрузкой

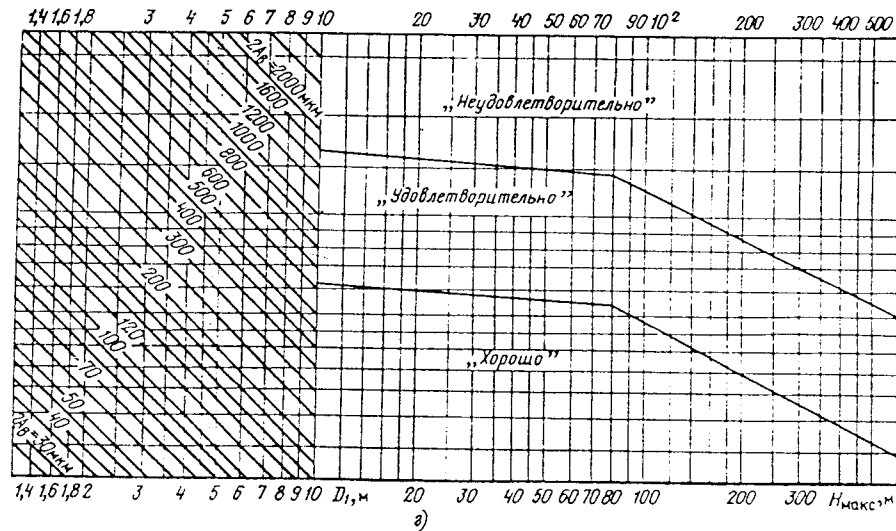
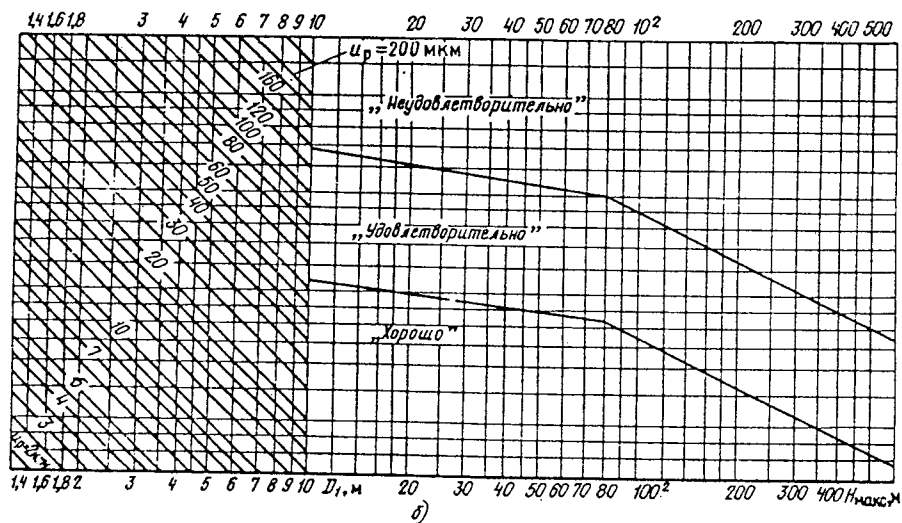
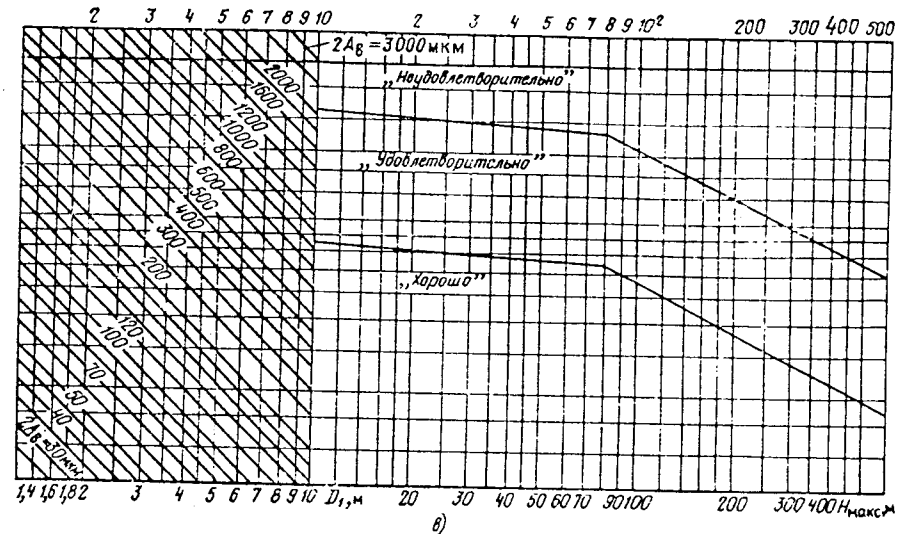
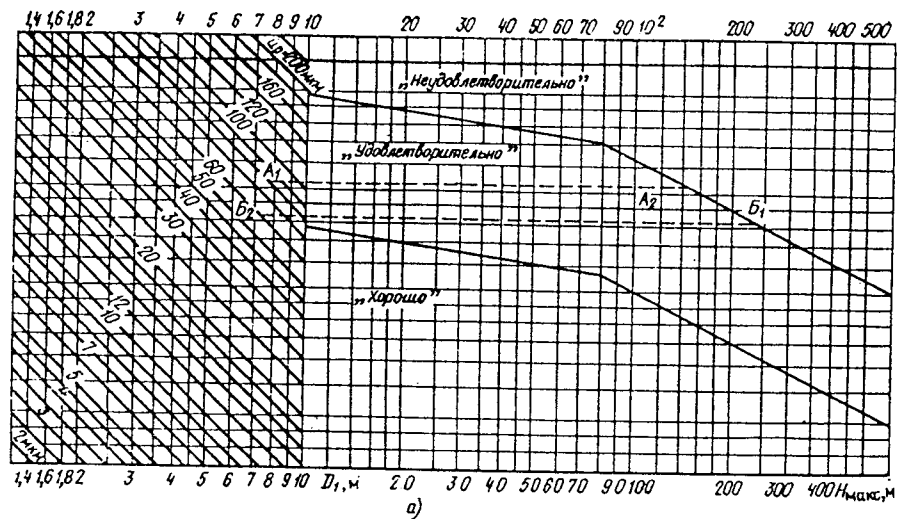


Рис. 13.7. Номограммы для оценки вибрации
 а — от эффективного значения вибрации турбинного подшипника в радиальном направлении u_p ; б —
 биения вала при направляющем подшипнике на водяной смазке;

ного состояния гидротурбины в зависимости: -
 то же (опоры подшипника или крестовины генератора) в осевом направлении u_0 ; м — от размаха
 з — то же при направляющем подшипнике на масляной смазке

(см. § 14.7 и 16.3), после чего он оставляется для осмотра, в том числе и проточной части турбины.

После завершения комплексного опробования и ввода агрегата в промышленную эксплуатацию начинается гарантийный период.

13.7. МЕЖДУНАРОДНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО НАТУРНЫМ ИЗМЕРЕНИЯМ ВИБРАЦИИ И ПУЛЬСАЦИЙ В ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ТУРБИНАХ, НАСОСАХ И ОБРАТИМЫХ НАСОС-ТУРБИНАХ

Одними из основных характеристик качества гидротурбинного оборудования и качества его монтажа являются вибрационные характеристики. В комплексе работ по вводу гидроагрегата в промышленную эксплуатацию входит оценка вибрационного состояния гидроагрегата. На основании опыта отечественной гидроэнергетики, а также международной практики существуют различные предложения как по оценке вибрационного состояния, так и его критериям; предпринимались даже разные попытки по нормированию допустимых значений вибрации.

В настоящее время подготовлен окончательный проект, устанавливающий единый подход к оценке вибрационных состояний гидроагрегатов и обеспечивающий накопление сопоставимых статистических данных.

Исходя из необходимости комплексной оценки состояния гидроагрегата предлагается определять вибрацию непосредственно следующих узлов: корпуса каждого подшипника; крышки турбины; крестовины генератора; колон и растяжек капсулы (для капсульных гидротурбин); незабетонированных частей камеры рабочего колеса; направляющих лопаток. Предлагается также измерять биение вала турбины.

Одновременно следует измерять пульсации давления в подводных и отводящих частях проточной части, а также под крышкой турбины. Кроме того, рекомендуется измерять пульсацию осевой силы, радиального усилия на рабочее колесо, гидравлических моментов на направляющих лопатках, мощности гидроагрегата, частоты вращения, крутящего момента на валу и местных напряжений в основных деталях турбины.

Для получения сопоставимых результатов измерений предлагаются единые методические основы по составлению программ испытаний, подготовке к испытаниям, проведению испытаний и обработке результатов испытаний. При этом также рекомендуется единый подход к местам

расположения измерительных датчиков, их тарировки, применяемой измерительной и регистрирующей аппаратуре, а также методики оценки погрешностей.

В рекомендациях сформулированы требования к измерительным схемам и приборам, включая возможные границы измерений. При измерениях вибраций рекомендуется применять специальные преобразователи для непосредственного измерения среднеквадратичных виброперемещений, виброскоростей и виброускорений. Специально оговариваются применение электротензометров, а также калибровка устройств для измерения пульсации крутящего момента, скорости вращения, мощности моментов на направляющих лопатках и радиальных усилий на рабочее колесо.

По мере накопления статистических данных предполагается выбрать наиболее подходящие критерии оценки вибрационного состояния гидроагрегатов и проанализировать их. Эти критерии должны будут отражать специфические особенности влияния на состояние гидроагрегатов различных диапазонов частот.

В СССР в настоящее время применяются нормы на вибрацию гидроагрегатов, указанные в § 16.4.

Оценка вибрационного состояния гидротурбин, характеризующая ее надежность, дается на основании сравнения фактических значений параметров вибраций с обобщенными, которые могут быть составлены на основании обобщения опыта эксплуатации.

Вибрационное состояние гидротурбины характеризуется интенсивностью вибрации: корпуса направляющего подшипника (или крышки турбины) в радиальном направлении, а также корпуса подшипника, крышки турбины или опоры подпятника в осевом направлении. Кроме того, важным критерием является интенсивность биения вала у турбинного подшипника. Интенсивность биения вала оценивается размахом колебаний $2A_в$. Интенсивность вибрации корпуса направляющего подшипника в радиальном направлении (крышки турбины) и в осевом направлении (крышки турбины, опоры подпятника) оценивается эффективными значениями виброперемещений u_0 и u_r , под которыми понимаются среднеквадратичные значения за выбранный промежуток времени, полученные непосредственным измерением на работающем гидроагрегате при различных режимах работы:

$$u = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{\sum u_i^2},$$

Исходя из этого в качестве критериев принимаются эффективные среднеквадратичные значения вибрации турбинного подшипника в радиальном u_r и осевом u_0 направлениях и размах биения вала $2A_в$,

у турбинного подшипника для подшипников на масляной и водяной смазке. Фактические значения критериев сведены в номограммы (рис. 13.7). Поля номограмм построены с учетом размера турбины и максимального эксплуатационного напора. При этом само поле разграничивается на три зоны: две относятся к области допустимой эксплуатации с оценками «удовлетворительно» и «хорошо» и одна — к недопустимой (оценка «неудовлетворительно»).

Оценка «хорошо» предполагает, что для данного гидроагрегата необходима периодическая (не реже одного раза в шесть месяцев) проверка вибрационного состояния. Оценка «удовлетворительно» требует систематического (ежедневного) контроля одного из параметров вибрации (например, биение вала). Оценка «неудовлетворительно» требует прекращения эксплуатации, проведения специальных исследований и осуществления мероприятий, обеспечивающих снижение вибрации до уровня «удовлетворительно».

Порядок работы с номограммами по-

яснен стрелками на приложенных рисунках.

Таким образом, полученная по результатам измерений частная оценка u_r , u_0 и $2A_в$ сравнивается с помощью номограмм с обобщенными значениями и общая оценка вибрационного состояния выносится по наилучшей частной оценке.

С помощью приводимых номограмм можно решать различные задачи, например сравнивая результаты натурных испытаний с полем номограммы, можно сделать заключение о состоянии испытанного гидроагрегата и прогнозировать необходимые рекомендации по эксплуатации и надзору за ним.

Проектируя узлы турбин и, в частности, опоры ротора, а также назначая монтажные допуски, можно заранее обеспечивать определенные эксплуатационные свойства гидроагрегата. При накоплении определенных статистических данных номограммы могут быть основой для уточнения технических условий на поставку гидроагрегата, а также для проверки гарантий.

Глава 14

ОРГАНИЗАЦИЯ МОНТАЖА ВЕРТИКАЛЬНЫХ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

14.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В связи со значительными размерами гидрогенераторов на заводе-изготовителе производится сборка лишь отдельных узлов.

В большинстве случаев на заводах производится частичная укладка обмотки статора в секторы сердечника (см. т. 1, § 15.2). Корпус статора собирается в кольцо, выполняется сборка (шихтовка) сердечника, производится испытание сердечника. После укладки выполняются электрические испытания обмотки статора, секторы упаковываются и отправляются на место монтажа генератора.

На всех гидрогенераторах на заводе производится контрольная сборка отдельных узлов, в том числе остова ротора, крестовины, подпятника, масляной ванны. На головных машинах, кроме того, производится контрольная выкладка сегментов перекрытия шахты турбины и верхней крестовины. Для проверки наружного диаметра остова ротора производится контрольную выкладку в кольцо нескольких рядов сегментов обода ротора (обычно четыре — шесть рядов). Во время контрольных сборок особо ответственных узлов составляются формуляры, в которые заносятся фактические замеры, а также отмечается ка-

чество обработки отдельных деталей. После выполнения контрольных сборок и заполнения заводских формуляров собранные узлы разбирают, консервируют, упаковывают и отправляют на монтаж. Перед разборкой на сопрягаемые места деталей наносят риски и маркировку, чтобы обеспечить правильность их сборки на месте установки. Перечень контрольных сборок, выполняемых на заводе, уточняется в зависимости от конструктивного исполнения гидрогенератора.

В последнее время для крупных гидрогенераторов все чаще сборка активного железа статора переносится на монтаж и выполняется так называемая кольцевая сборка, которая имеет ряд преимуществ перед секторной сборкой.

Проект монтажных работ предусматривает организацию рабочих мест для сборки узлов гидрогенератора на гидроэлектростанции.

Оборудование, поступающее для монтажа с базы складирования, подлежит приемке и осмотру с участием представителей завода-изготовителя и монтажной организации. Детали и узлы гидрогенератора расконсервируются, проверяется сохранность поверхностей диска подпятника, сопрягаемых плоскостей остова ротора, шеек валов, принимаются меры для предо-

хранения обработанных поверхностей от коррозии и возможных повреждений.

Важным этапом подготовительных работ является выполнение фундамента. Он должен быть монолитным, без пустот и раковин, для исключения возможности смещения его частей относительно друг друга.

При приемке фундамента геодезистами проверяется его положение, а также положение штраб относительно осей здания и соседних гидроагрегатов, высотное положение опорных поверхностей фундамента по реперам.

К акту о готовности фундамента под монтаж гидрогенератора прилагается формуляр, в котором фиксируются замеры главных осей гидроагрегата, высотные отметки частей фундамента, другие его размеры.

Поверхности фундамента, не подлежащие последующей подливке бетоном, воздушные каналы генератора должны быть оштукатурены, загрунтованы и окрашены до пробного пуска генератора.

14.2. СБОРКА РОТОРА

Сборка ротора начинается со снятия консервации, запиловки заусенцев и заборки, проверки шеек подшипников, посадочных и торцевых сопрягаемых поверхностей вала и втулки (дисков) ротора.

Вал (втулка) ротора устанавливается в вертикальное положение на сборочные тумбы или на фундаментную плиту. Вертикальность подгоняется установкой прокладок между фланцем (опорной поверхностью втулки) и тумбами. Допустимое отклонение от вертикали не должно превышать 1 мм. Фланец вала притягивается гайками к фундаментной плите через анкерные болты.

На вал надеваются и опускаются на фланец неразъемные детали, расположенные между фланцем и втулкой (например, выгорodka подпятника). Втулка ротора (или диски) нагревается до 150—220 °С и насаживается на вал (в гидрогенераторах без вала эта операция отсутствует), после остывания насаженной втулки устанавливается верхнее запорное кольцо.

После проверки вертикальности вала с втулкой (в безвальной конструкции после проверки горизонтальности установки втулки ротора) с помощью крана устанавливаются спицы остова ротора. Чтобы обеспечить одинаковое высотное положение всех спиц и облегчить подтягивание их шпильками к втулке (центральной части остова ротора), под наружные концы спиц заранее заложены в бетоне металлические плиты устанавливаются металлические тумбы с регулируемым по высоте прокладками.

Затяжку шпилек стыковых плит выполняют с помощью специальных ключей

краном или гидравлическим приспособлением, обеспечивая заданный момент, с помощью динамометра или контроллера удлинение шпилек с помощью индикатора. Стыковые плиты затягиваются до плотного сопряжения плоскостей; допускаются лишь местные зазоры (неплотности) на отдельных участках длиной до 200 мм, причем общая длина участков не должна превышать половины периметра стыка. Между спицами устанавливаются распорные балки и сегменты перекрытия (за исключением балок, мешающих опрессовке обода ротора).

Перед началом сборки обода ротора в пазы клиновых полос устанавливаются закладные клинья, положение которых проверяется по пазу. Закладные клинья должны выступать из паза на 5—10 см.

Сегменты обода ротора собирают на цилиндрических сборочных калибрах, устанавливаемых в отверстиях в сегментах (калибры остаются в собранном ободе). Сборка ведется со смещением каждого последующего слоя на половину или целое полюсное деление в соответствии с требованиями конструкторской документации, при этом в каждый слой должны укладываться сегменты одинакового веса с вырубкой от штампа в одну сторону. Если в ободе ротора имеются сегменты двух позиций, то в каждый из двух смежных слоев помещаются сегменты одной позиции. Через определенное число слоев укладывается несколько слоев сегментов с вырезами для установки пружин, прижимающих катушки полюсов. Для образования вентиляционных каналов обод подразделяется по высоте на несколько пакетов, между которыми укладываются сегменты с вентиляционными распорками. При укладке сегменты простукиваются по наружному диаметру к центру по всей высоте обода.

По мере сборки слоев производится опрессовка обода (обычно через 400—500 мм). Опрессованная часть удерживается стяжками или планками, приваренными снаружи и внутри обода. Перед установкой постоянных шпилек планки срубуются. Уплотнение обода производится ударами кувалды из меди или специальным пневматическим молотом.

Перед установкой постоянных шпилек в необходимых случаях производится калибровка или дорновка отверстий цилиндрическими дорнами, которые пробиваются сверху пневматическими молотками. Возможно также протяжка отверстий дорнами снизу вверх мостовым краном с помощью специальной удлинительной оправки. Затем в прокалываемые отверстия забиваются пневмомолотками шпильки и этими шпильками производится окончательная опрессовка. Во избежание образования недопустимой «волны» по высоте обода затяжку постоянных шпилек необходимо

производить равномерным усилием, для чего используются пневматические гайковерты с контролем заданного усилия. Допустимое отклонение высоты обода от номинальных размеров не должно превышать ±5 мм. Гайки шпилек по верху и низу обода прихватываются по одной грани электросваркой. После обтяжки обода ротора постоянными шпильками производится прошивка (дорновка) пазов под хвостовики полюсов и пазов для установки клиньев обода специальными прямоугольными прошивками (дорнами), которые пробиваются через пазы сверху вниз пневматическими молотками или протягиваются снизу вверх с помощью мостового крана.

После опрессовки с помощью поворотной стрелы проверяется concentричность обода, затем производится его расклиновка установкой одновременно диаметрально противоположных клиньев, которые устанавливаются на всю длину обода. Расклиновка в холодном состоянии является предварительной, окончательная расклиновка производится при температуре, обеспечивающей расчетный посадочный натяг обода на остове после остывания. Расклиновку в горячем состоянии целесообразно производить после установки полюсов, обмотку которых можно использовать для нагрева.

В роторах, в которых втулка соединяется со спицами с помощью дисков, расклиновку обода целесообразно производить после установки на место вала — надставки.

Магнитная ось ротора наносится на обод с помощью поворотной стрелы или нивелира. Ось фиксируется относительно нижней поверхности фланца вала или плоскости соединения с диском подпятника. Совпадение магнитной оси ротора и средней линии полюсов при их навешивании фиксируется упорами, которые привариваются в пазах обода под хвостовики полюсов. В пазы на наружном диаметре обода закладываются спиральные пружины, которые должны размещаться в пазах без заедания.

Полюсы ротора перед навеской необходимо осмотреть, очистить, продуть сухим сжатым воздухом, измерить сопротивление изоляции, которое не должно быть менее 10 МОм, испытать изоляцию на электрическую прочность. Полюсы с низким сопротивлением изоляции должны быть высушены. На все полюсы наносится метка, обозначающая среднюю линию. Полюсы нумеруются, взвешиваются, распределяются по массе. Данные заносятся в таблицу, согласно которой составляется схема навешивания полюсов.

При навешивании полюсов следят, чтобы средняя линия полюсов совпадала с магнитной осью ротора; допустимое отклонение от номинального размера должно быть не более ±2 мм. Для того, чтобы

в процессе установки шайба полюса не задевала за выступающие из пазов в обод спиральные пружины, между полюсом и ободом прокладываются листы кровельного железа, закрывающие пружины. После установки полюса листы вынимаются.

Установленный на обод полюс заклинивается встречными парными клиньями, которые смазываются белыми и забиваются пневматическими молотками. Перед забиванием клинья соединяются попарно, проверяется параллельность их плоскостей, прилегающих к ободу и хвостовику. Башмаки полюсов зачищаются.

После заклиновки изоляция полюсов испытывается повышенным напряжением. Затем подгоняются, рихтуются и собираются межполюсные и демферные соединения и устанавливаются на остове шины токоподвода.

После окончательной заклиновки полюсов производится измерение concentричности ротора по верху и низу полюсов с помощью поворотной стрелы. Ротор ставится под нагрев и производится расклиновка в горячем состоянии. Обод ротора разогревают током, проходящим через обмотки полюсов, и электронагревателями. Обод с полюсами теплоизолируют асбестовым полотном, при этом остов ротора не теплоизолируют. При нагреве обода следят за температурой остова ротора, обода ротора и катушек полюсов; температура катушек не должна быть выше 90 °С. При достижении требуемого перепада температуры производится горячая расклиновка. Эксцентрисность обода исправляется соответствующей одновременной забивкой противоположных клиньев с помощью пневматического молота.

После остывания обода производится обрезка клиньев полюсов и обода ротора снизу заподлицо со спицей и сталью обода, а с верхней стороны обода оставляется толстый конец клина полюса высотой до 200 мм для возможности его выема при ремонте. Клин обода сверху подрезается заподлицо со спицей. Все гайки обода ротора прихватываются по одной грани.

С помощью монтажной стрелы окончательно измеряют concentричность ротора по каждому полюсу сверху и снизу, следя за тем, чтобы отклонение от радиуса не превышало 1 мм от среднего размера. Данные измерений записывают в монтажный формуляр. Все гайки и болты на роторе прихватываются электросваркой или контрятся шайбами. Ротор осматривают, просушивают, продувают чистым, сухим сжатым воздухом, после чего все его детали, за исключением тормозных сегментов, посадочных мест под фланец вала турбины и диска подпятника, покрывают из краскопульты электроизоляционной эмалью в два слоя. После этих операций ротор готов к переносу с монтажной площадки в край гидраагрегата.

14.3. СБОРКА СТАТОРА

Сборка статора гидрогенератора, поставленного на монтажную площадку в виде отдельных секторов, может производиться как непосредственно в кратере гидроагрегата, так и на монтажной площадке с последующим переносом в собранном виде.

При сборке статора в кольцо в стыки активной стали устанавливают прокладки из электротехнического картона требуемой толщины, а в стыковые брусья устанавливают цилиндрические штифты и, если требуется, стальные прокладки. Производят равномерную затяжку стыковых шпилек по внутреннему и наружному ряду. Усилие затяжки определяется заводом-изготовителем и на монтаже контролируется динамометром.

Укладку обмотки статора производят после окончания стыковки в подготовленные пазы. В процессе укладки обмотки все ее стержни испытывают повышенным напряжением. Пайку головок стержней производят обычно припоем ПСр15 с помощью газопламенных горелок; существуют и другие способы пайки. Качество пайки проверяют ультразвуковым прибором или разрубкой отдельных паяных соединений с отрывом хомутиков от элементарных проводников.

После пайки производят изоляцию головок стержней с помощью специальных изоляционных коробочек, изготовленных из пресс-материала АГ-4, стыки уплотняются замазкой ЭЗ-214. В коробочки заливают компаунд ЭЗК-217, который представляет собой термореактивную композицию холодного отверждения на основе эпоксидных смол и предназначена для создания электрической прочности и улучшения теплопроводности головок.

По окончании всех обмоточных работ производят сушку обмотки статора и высоковольтные испытания по ГОСТ 183—74**.

14.4. СБОРКА ГЕНЕРАТОРА В КРАТЕРЕ ГИДРОАГРЕГАТА

Монтаж гидрогенератора должен производиться при положительной температуре окружающего воздуха не ниже 5°C, обмоточные работы и покрытие лаком обмоток статора и ротора — при температуре не ниже 10°C. С момента подачи оборудования и начала монтажных работ монтажная площадка и место установки гидрогенератора должны иметь круглосуточную охрану. Допуск лиц, не связанных с выполнением монтажных работ, категорически воспрещается. Если сборка статора производилась на монтажной площадке, то он переносится в кратер гидроагрегата кранами с помощью специального приспособления.

Установка статора по высоте и центровка в радиальном направлении обычно для сокращения цикла и монтажа гидроагрегата производятся до опускания ротора генератора и выполняются относительно фланца вала турбины, который до соединения с валом генератора устанавливается несколько ниже проектной отметки и является базой всех центровочных работ. Вал турбины при этом установлен вертикально и рабочее колесо отцентровано относительно камеры рабочего колеса.

Выверку высотного положения статора следует производить до его центровки относительно оси гидроагрегата, так как при этой выверке оси расточки статора могут переместиться в произвольном направлении. Выверенный по высоте статор фиксируется подбивкой встречных парных клиньев, установленных на бетоне под фундаментными плитами статора. Фактическое положение средней линии активной стали статора, измеренное относительно фланца вала турбины, не должно отличаться от проектного более чем на ±1 мм.

Центровка статора и проверка его формы (эллипсности) относительно оси гидроагрегата может производиться по струне, подвешенной соосно с осью вала турбины, или поворотной стрелой, установленной на фланце вала турбины и отцентрованной относительно этого фланца. Во всех случаях измерения выполняют измерительной штангой с микрометрической головкой.

При центровке измеряют расстояние от расточки статора до оси гидроагрегата. В зависимости от высоты активной стали статора измерения производят по высоте в двух или трех местах — посередине каждого сектора и у каждого его края. Точность центровки должна удовлетворять техническим требованиям на монтаж гидрогенератора.

После окончания центровки статор закрепляется на месте анкерными шпильками, парные клинья сваривают между собой и приваривают к фундаментным плитам. Бетонирование фундаментных плит статора производят только после окончательного крепления статора к фундаментным плитам и проверки воздушного зазора между статором и ротором.

При сборке гидрогенераторов подвешенного типа перед опусканием ротора устанавливают подставки под тормоза и вместе с тормозами выверяют относительно фланца вала турбины.

Опускание ротора в статор производят с вложенными в воздушный зазор деревянными мерными рейками, равномерно расположенными в (10—20 точках) по окружности; толщина реек должна быть на 5—10 мм меньше зазора.

При установке верхней креповины на статор ее положение регулируется подкладками под лапы.

Производится предварительная сборка сегментов направляющего подшипника, сопротивление изоляции которых должно быть не ниже 1 МОм. Для прокручивания ротора минимальный зазор между сегментами и валом устанавливается 0,01—0,02 мм.

Сборка подпятника при подвешенном гидрогенераторе начинается с крепления выгородки, затем закрепляется подпятник с сегментами (предварительно сегменты пришабриваются к диску). Втулка подпятника насаживается с нагревом до 50—80°C.

Проверка перпендикулярности плоскости трения оси вала производится поворотом ротора генератора краном машинного зала с помощью специального приспособления, при этом сегменты подпятника и подшипника смазывают животным несолевым топлёным салом или техническим вазелином. Сегменты подшипника плотно прижимают к шейке вала генератора. Устанавливают в двух вертикальных плоскостях, расположенных под углом 90°, по два индикатора в районе фланца вала генератора, шейки подшипника генератора и около запорного кольца.

Вал генератора при центровке выверяется к валу турбины с точностью 0,1 мм, непараллельность сопрягаемых плоскостей фланцев допускается не более 35 мкм. Присоединение валов производится по техническим условиям поставщика турбины. Затем регулируется равномерность распределения нагрузки между сегментами подпятника, например, с помощью тензодатчиков или индикаторов, установленных на каждом сегменте для измерения прогиба упругих опорных тарелок. До подбивки опорные тарелки тарируют, снимают графики зависимости прогибов от нагрузки, которые учитывают при подбивке.

Монтаж гидрогенераторов зонтичного исполнения отличается только последовательностью сборки и центровки узла подпятника.

14.5. ПРЕПУСКОВЫЕ РАБОТЫ И ПОДГОТОВКА ГЕНЕРАТОРА К ПУСКУ

К первому пробному пуску в блоке гидроагрегата должны быть закончены все строительные работы, включая подливку бетоном фундаментных плит статора, верхней и нижней крестовины и тормозных тумб. Стены камеры холодного воздуха и весь фундамент должны быть окрашены, из шахты генератора убраны временные леса, подмости, площадки и ограждения, а также неиспользуемое оборудование, материалы и инструмент. Помещения должны

быть очищены от строительного мусора и пыли. Необходимо проверить наличие постоянного и аварийного освещения в шахте гидрогенератора.

Масляные ванны генератора заполняются маслом требуемой марки до уровня, предписанного чертежом. Рабочий уровень масла уточняется после пуска гидроагрегата. До заливки масло должно быть очищено фильтром-прессом и центрифугой. После заполнения ванн необходимо произвести контрольную очистку масла путем повторной прокачки его через фильтр-пресс и центрифугу; степень очистки проверяется анализом проб масла из каждой ванны. Необходимо убедиться в отсутствии протечек масла в местах стыковых соединений, в местах прохода через ванны проводов термоконтроля и в местах установки реле уровня масла.

Генератор должен быть очищен от грязи и посторонних предметов, продукт сжатых сухим чистым воздухом и еще раз тщательно проверена сборка отдельных узлов.

Проверяют правильность работы приборов термоконтроля и сверяют их показания с показаниями контрольных приборов. Проверяют состояние масляных уплотнений ванн подпятника и подшипника, наличие нормальной циркуляции воды в системах охлаждения обмотки статора, воздухоохладителей, маслоохладителей подпятника, маслоохладителей подшипника.

Проверяют монтаж системы пожаротушения, работу системы подачи смазки под давлением в сегменты подпятника, работу системы торможения в режиме подъема ротора на тормозах и в режиме торможения. Путем многократной подачи воздуха в систему торможения удаляется оставшееся масло из тормозов и труб. Нужно убедиться в свободном возврате тормозов после снятия давления и наличии зазора между опущенными колодками и тормозными сегментами ротора. В процессе подъема ротора на тормозах проверяют плотность манжет тормозов и фланцевых соединений трубопровода торможения, а также давление масла в системе торможения.

За несколько часов перед пуском гидроагрегата нужно взять пробу масла в ваннах подпятника и подшипника для химического анализа. Температура масла в ваннах подпятника и подшипника должна быть не ниже 10°C и не выше 25°C.

Первый пуск гидроагрегата производится, как указано в § 13.6. После достижения номинальной частоты вращения отключают систему принудительной подачи смазки под давлением в сегменты подпятника, если таковая предусмотрена.

С момента трогания гидроагрегата с места необходимо особенно внимательно следить за показаниями приборов тепло-

контроля, установленных в сегментах подпятника, подшипника и масляных ваннах.

В случае резкого повышения температуры подпятника или подшипника нужно немедленно остановить гидроагрегат. При достижении температуры масла в ваннах 25 °С подают воду в маслоохладители.

Во время работы генератора на холостом ходу проверяют прилегание щеток, отсутствие протечек масла из ванн, уплотнений и трубопроводов, измеряют биение контактных колец и коллектора. Вибрация крестовины в горизонтальной плоскости и в осевом направлении в зависимости от типа генератора не должна быть больше 0,1; 0,12 или 0,18 мм.

После достижения установившейся температуры и проведения всех измерений при работе генератора на холостом ходу в случае необходимости гидроагрегат останавливают для осмотра и устранения возможных неисправностей.

Перед остановкой генератора, имеющего принудительную подачу смазки под давлением в сегменты подпятника, включают систему принудительной подачи смазки. Когда частота вращения гидроагрегата достигнет 15—20 % номинальной, включают торможение. После остановки гидроагрегата для исключения возможности самопроизвольного поворота ротор поджимается тормозами и производится тщательный осмотр генератора.

Второй пуск после выполнения проверок и испытаний всех узлов и механизмов гидроагрегата можно произвести на автоматическом управлении. После подачи возбуждения проверяют биение вала, вибрацию подшипниковых опор, верхней крестовины, корпуса статора, следят за установившейся температурой сегментов подпятника и подшипников.

Перед включением в сеть обмотки статора генератора должны быть высушены. Сушка может быть выполнена методом короткого замыкания при номинальной частоте вращения ротора или методом использования вентиляционных потерь. Способ сушки обмотки статора выбирается монтирующей организацией совместно с заводом-изготовителем, исходя из конкретных условий монтажа.

Высоковольтные испытания обмоток генератора производятся после окончания сушки и остановки генератора по специально утвержденной и согласованной с заводом-изготовителем программе.

Сушку обмотки регуляторного генератора целесообразно производить приборами внешнего нагревания (печи, калориферами и т. д.). После сушки производится высоковольтные испытания обмотки по нормам завода-изготовителя.

14.6. КОМПЛЕКСНОЕ ОПРОБОВАНИЕ ГЕНЕРАТОРА ПОД НАГРУЗКОЙ

До включения генератора в сеть должны быть выполнены следующие работы:

сняты характеристики трехфазного короткого замыкания и холостого хода генератора и возбuditеля;

испытаны обмотки генератора и возбuditеля повышенным напряжением промышленной частоты, причем обмотка статора испытывается выпрямленным напряжением;

измерено омическое сопротивление обмоток постоянным током;

проверены все механические крепления генератора, осмотрены сварные швы, устранены все дефекты, выявленные во время работы генератора на холостом ходу и с возбуждением;

сделаны соответствующие записи в пусковом журнале о готовности генератора к включению в сеть.

Производится подготовка к пуску (см. выше). Пуск производится до номинальных оборотов. Генератор работает на холостом ходу до установившейся температуры сегментов подпятника и подшипников. После включения генератора в сеть проверяют его работу в установившихся режимах при 25, 50, 75 и 100 % номинальной или максимально возможной нагрузке при существующем напоре.

В этих режимах контролируют температуру сегментов подпятника и подшипников, масла в ваннах, обмоток и активной стали статора, воздуха на входе и выходе у каждого воздухоохладителя, давление охлаждающей воды у входа и выхода в систему охлаждения подпятника и подшипников, биение вала генератора в зоне подшипников, вибрации крестовины и корпуса статора.

Перед постановкой гидрогенератора на 72-часовое комплексное опробование производят последовательные сбросы нагрузок при 25, 50, 75 и 100 % номинальной или максимально возможной мощности при существующем напоре. Во время сбросов нагрузки следят за температурой подпятника и подшипников, а также за биением вала и вибрацией крестовины и корпуса статора.

Комплексное опробование считается законченным и выполненным, если в течение 72 ч при номинальной или максимально возможной нагрузке, определяемой существующим напором, генератор и вспомогательное оборудование работали нормально и непрерывно.

По окончании комплексного опробования составляется акт об окончании монтажа и наладочных работ и гидрогенератор передается в промышленную эксплуатацию.

РЕМОНТНЫЕ МАСТЕРСКИЕ И МОНТАЖ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

15.1. ТРЕБОВАНИЯ К РЕМОНТОПРИГОДНОСТИ

При конструировании гидроэнергетического оборудования и проектировании ГЭС и ГАЭС учитывается необходимость удобств при периодических осмотрах и ремонтах как основного, так и вспомогательного оборудования.

В целях создания оптимальных условий при ремонте гидроагрегатов и уменьшения при этом простоев оборудования предусматриваются следующие мероприятия:

размещение в зоне действия кранов машинного зала не только гидроагрегата, но и по возможности его вспомогательного оборудования; для подачи грузов на все высотные отметки предусматриваются быстроразборные люки;

обеспечение доступа для осмотров и ремонтов на месте установки всех узлов оборудования при высоком уровне механизации; оборудование, которое располагается вне зоны действия стационарных грузоподъемных средств, должно обслуживаться инвентарными передвижными средствами;

обслуживание оборудования, расположенного на высоте 1,5 м и более, как правило, с огражденных стационарных площадок; применение передвижных площадок допускается при специальном обосновании;

расположение коммуникаций трубопроводов, кабельных трасс, оборудования таким образом, чтобы не было препятствий транспортировке грузов и использованию средств малой механизации;

осуществление слива масла из ванн подпятника и подшипников, а также из рабочих колес поворотного-лопастных турбин в баки станционного маслохозяйства по стационарным трубопроводам, желательно самотеком;

покрытие пола выполнять из материалов, не требующих специальной защиты от пролитого масла, грязи и легко очищаемых по окончании ремонта оборудования;

осуществление энергоразводок (силового сборка, сжатого воздуха, технической воды) во всех основных местах производства ремонтных работ; при этом длина кабеля для электросварочных работ от мест присоединения не должна превышать 40 м, а для переносных ламп электроосвещения — 20 м;

применение грузоподъемного оборудования с электро- или пневмоприводом; ручного привода допускается, как исключение,

при грузоподъемности до 1 т, а при специальном обосновании — до 3 т;

осуществление вертикального перемещения на все основные отметки людей и грузов грузопассажирскими лифтами (вне зоны обслуживания кранами машинного зала), к которым предусматривается подъезд назального транспорта с заездом в кабину лифта.

При ремонте гидроагрегата без выема ротора генератора, а также при работе в камере рабочего колеса соответственно в шахте турбины и камере предусматривается принудительная вентиляция с использованием переносных коробов и вентиляторов.

В шахте турбины предусматриваются грузоподъемные средства с электрическим или механическим приводом, обеспечивающие подъем и перемещение грузов по окружности и в радиальном направлении с доставкой к выходу из шахты для загрузки на тележку или под люк, обслуживаемый краном машинного зала.

Для транспортировки деталей грузоподъемными средствами предусматриваются специальные проушины, отверстия для строповки, съемные рым-болты и др.

Для ремонтных работ комплектно с гидрословым оборудованием поставляется не менее одного набора приспособлений и специальных инструментов на группу из четырех-пяти однотипных гидроагрегатов. Быстроизменяющиеся элементы поставляются дополнительно к их числу, расходуемому при монтаже.

Для доступа в проточную часть гидромашин и доставки грузов при ремонте каждый гидроагрегат должен иметь:

в спиральной камере — лаз диаметром не менее 650 мм и люк диаметром 150—200 мм для подачи шлангов и труб;

в конусе отсасывающей трубы — лаз размером не менее 650 × 1000 мм.

Крышки люков выполняются с шарнирной подвеской и открываются внутрь (для прижатия давлением воды).

Для гидромашин с рабочим колесом диаметром более 5 м желательно предусматривать дополнительный лаз для доступа на дно отсасывающей трубы.

Должны быть предусмотрены удобные входы на площадки обслуживания подпятника и подшипников, а также подходы к воздухоохладителям гидрогенераторов (двигателей-генераторов) и подшипникам гидротурбин.

На каждой ГЭС и ГАЭС должны иметься в достаточном количестве запасные части, инструменты, станочное, сварочное и прочее ремонтное оборудование.

Узлы и детали однофазного оборудования гидроагрегатов, подверженные повышенному износу, должны быть полностью взаимозаменяемыми. Это позволяет обходиться на объекте минимальной номенклатурой запасных частей. Исключением являются детали, специально поставляемые с припуском для подгонки или изготавливаемые по формулярам.

Комплектно с гидромашинами и гидрогенераторами (двигателями-генераторами) предприятиями-изготовителями поставляются необходимые ремонтные приспособления, например сборно-разборные леса для работы под рабочим колесом, устройства для разборки и транспортировки узлов и деталей гидроагрегата к площадкам обслуживаемым общестанционными грузоподъемными и транспортными средствами. Столики для шабровки сегментов подпятника и т. п.

Обслуживание оборудования, располагающегося вне зоны действия кранов машинного зала, производится инвентарными: напольными передвижными грузоподъемными механизмами типа электропогрузчиков, или местными грузоподъемными устройствами стационарного, а также переносного типа. Если условия прочности строительных конструкций позволяют, то переносные тали могут крепиться к ним.

Во всех случаях грузоподъемными средствами должно обеспечиваться вертикальное и горизонтальное перемещение грузов массой более 50—100 кг для доставки к месту работы или погрузки на транспортные средства (электрокар, тележку и т. п.).

15.2. РЕМОНТНЫЕ МАСТЕРСКИЕ

Ремонтные мастерские турбинного цеха ГЭС и ГАЭС используются при проведении плановых и внеплановых ремонтов

Т а б л и ц а 15.1. Площадь мастерских машинного цеха

Мастерские	Площадь помещений, м ² , для ГЭС мощностью, МВт			
	свыше 3000	от 1000 до 3000	от 350 до 10 000	от 100 до 350
Механическая (станочное отделение):	100	100	90	8
комната мастера	20	20	16	10
комната приема пищи и отдыха	12	12	—	—
инструментальная (общестанционная), кладовая	40	40	30	30
помещение для готовой продукции и металла	20	18	15	15
Слесарная	100	100	100	—
В том числе кладовая	20	20	—	25
Сварочная	30	30	30	25
Кузница	50	50	—	—
Мастерская для слесарей и электромехаников гидромеханического участка	60	60	40	—
В том числе кладовая	20	20	20	—

гидроагрегатов и вспомогательного оборудования. Здесь могут производиться разборка и сборка отдельных узлов основного оборудования, подгонка или изготовление отдельных деталей, запасных частей, не оказавшихся в комплекте.

Некоторые виды малогабаритного вспомогательного оборудования, например разного рода охладители, насосы, трубопроводная арматура, целесообразно целиком ремонтировать в мастерской, устанавливая на их место запасной комплект.

Состав ремонтных мастерских определяется с учетом роли и расположения ГЭС в энергосистеме, мощности, размеров и количества гидроагрегатов, а также возможностей проведения централизованного ремонта и других факторов. Ремонтная мастерская в полном объеме содержит механический, слесарный, электрогазосварочный и кузнечный участки.

Вблизи мастерской должны предусматриваться кладовые для инструментов, приспособлений, материалов, запчастей, тарелаж. Должны иметься также комнаты для мастеров.

Кроме мастерской турбинного цеха могут предусматриваться специализированные электротехнические мастерские, мастерские гидроцеха и др. Естественно, что разделение мастерских по цехам не исключает их общего использования. При определении площади мастерских следует учитывать, что для разборки и ремонтных работ по более крупным узлам оборудования может использоваться непосредственно монтажная площадка машинного зала ГЭС. В некоторых случаях целесообразно по окончании основных монтажных работ по гидроагрегатам выделить часть площади монтажной площадки для расположения здесь постоянных мастерских.

Желательно, чтобы основные участки мастерской (механический и слесарный) имели дневной свет.

Все участки мастерской должны быть связаны с производственными помещениями удобными транспортными связями: путями для электрокары и электропогрузчика, грузовыми лифтами, грузовыми люками в зоне действия кранов и т. п. Наиболее целесообразно располагать мастерские на уровне пола монтажной площадки или машинного зала.

Площадь мастерских машинного цеха рекомендуется принимать в соответствии с табл. 15.1 в зависимости от мощности ГЭС [47].

Общая площадь слесарно-механических

Т а б л и ц а 15.2. Площадь слесарно-механических мастерских, м²

Единичная мощность гидроагрегата, МВт	Площадь в расчете на один гидроагрегат	Максимальная общая площадь
До 50	10—12	100
От 51 до 150	12—18	140
Свыше 150	18—20	170

мастерских на ГЭС в зависимости от числа гидроагрегатов и их мощности, установленными нормами [2], приведена в табл. 15.2.

Т а б л и ц а 15.3. Оборудование мастерской крупной ГЭС

Оборудование	Габариты обрабатываемых деталей, мм	Мощность электродвигателя, кВт	Масса, т	Число станков
Станки				
Токарно-винторезный 1М63Б	630×1400	15	4.3	1
Токарно-винторезный 16К20П повышенной точности	400×710	8.4	2.9	1
Горизонтально-фрезерный 6Р82Ш широкоуниверсальный повышенной точности	320×1250	7.5	2.8	1
Широкоуниверсальный фрезерный 675п-1 инструментальный повышенной точности	200×500	1.5	0.77	1
Поперечно-строгальный 7307Д	450×710	7.5	3.3	1
Универсально-заточный 3М642 повышенной точности	250×500	1.4	1.5	1
Радиально-сверлильный 2М55-1	50×400 (отверстие)	4	4.7	1
Вертикально-сверлильный 2Н135-1 с плавающим столом	До 35 (Ø сверла)	4	1.45	2
Ножевой 8Б72К	250×450	1.5	0.75	2
Двухкамерный для испытания нажатых кругов СЦП2-350	150—350 (Ø круга)	~ 3	~ 0.5	1
Точильно-шлифовальный 3К631 для заточки инструментов	До 25 (толщина)	4.6	0.43	1
Точильный двусторонний 3С-2-300	300×30 300 (Ø круга)	1.5	0.15	2
Настольно-сверлильный вертикальный 2К112	30 (толщина круга) 12 (Ø сверла)	0.55	0.12	1
Трубогибочный К-02А	40 (Ø трубы)	~ 0.5	0.16	1
Для отрезки и нарезки труб ВМС-12	60 (Ø трубы)	~ 0.5	~ 0.2	1
Другое оборудование				
Молот ковочный пневматический М4132А	—	15	3.6	1
Пресс гидравлический 2135-1	—	7.5	0.57	1
Зигмашина ВМС-71	1,5 (толщина листа)	~ 2	4.5	1
Электропечь СНО-6,12×4/10-42	—	71	4.5	1
Электропечь для сушки электродов	—	~ 5	0.05	1
Ванна термическая	1100×650×700	~ 20	0.108	1
Верстак слесарный на два рабочих места МЦ130СБПС	1500×600×900	—	0.23	2
Тумба инструментальная Б58	800×400×1300	—	0.104	12

Сварочный участок, оборудованный специальной вентиляцией, может быть расположен в одном районе с механическим или слесарным участком.

Кузнечный участок, оборудованный электропечью, накопальнями и пневмомолотом или гидропрессом, целесообразно располагать в отдельном помещении на нижнем этаже блока монтажной площадки либо в одном из помещений на хозяйственном дворе гидроузла.

Состав станочного парка мастерской, принятый для одной из крупных ГЭС, приведен в табл. 15.3.

На этой ГЭС оборудование расположено в служебно-технологическом корпусе в помещении с дневным светом и в филиале мастерской под монтажной площадкой с искусственным светом.

Кроме оборудования, указанного в табл. 15.3, в мастерских могут устанавливаться станки: вертикально-фрезерный, консольно-фрезерный, долбежный, обдирочно-шлифовальный, круглошлифовальный, плоскошлифовальный, отрезной, карусельный и др. Могут оказаться необходимыми также установки для аргоновой сварки и высокочастотной пайки и закалки.

Для установок станков (заточных, шлифовальных) с абразивными кругами

желательно выделять отдельное небольшое помещение с вытяжными зонтами у каждого станка.

Механический и слесарный участки должны обслуживаться электрическим однобалочным краном грузоподъемностью 1—2 т в зависимости от массы поднимаемых грузов. На слесарном участке обычно располагаются верстаки с параллельными и ступовыми тисками, поверочно-разметочные плиты размером $1,6 \times 1,0$ м и $1,0 \times 0,63$ м по ГОСТ 10905—75. У каждого рабочего места устанавливается инструментальный шкаф.

На сварочном участке рекомендуется устанавливать: стол для электросварочных работ ССН-3; два однополюсных сварочных трансформатора ПСГ-500-1 и ПСГ-300; сварочный преобразователь ПСМ-1000; секционный стеллаж МИ-317.000; шкафы для сушки электродов и инструментальные шкафы; комплект газосварочного оборудования (шланговый полуавтомат АС-765, ацетиленовый генератор АСДН-Ща-1,05).

Баллоны с газом размещаются вне зоны сварочного поста.

Примеры компоновки мастерской, состоящей из механического, слесарного и сварочного участков, показаны на рис. 15.1,

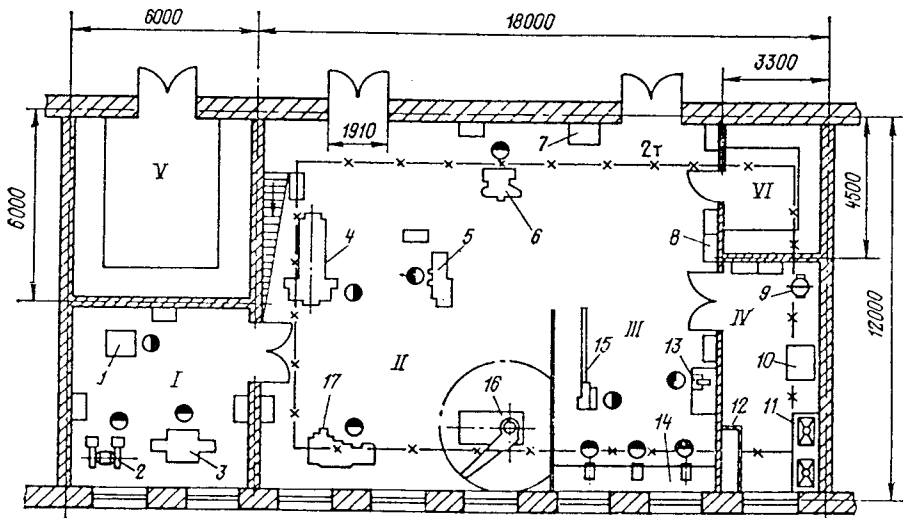


Рис. 15.1. Компоновка ремонтно-механической мастерской:

1 — шлифовально-заточный участок площадью 30 м²; II — механический участок площадью 130 м²; III — слесарный участок площадью 30 м²; IV — сварочный участок площадью 25 м²; V — кладовая приспособлений площадью 30 м²; VI — инструментальная кладовая площадью 15 м²; 1 — точильный двусторонний станок ЗС-2-300; 2 — точношлифовальный двусторонний станок ЗБ634; 3 — универсально-заточный станок ЗБ642; 4 — поперечно-сверляльный станок 7307Д; 5 — ножовочный станок 8Б72К; 6 — вертикально-сверлильный станок 2Н135; 7 — поверочно-разметочная плита 1000 × 630 мм; 8 — инструментальные шкафы типа Б58; 9 — печь электрическая ЭПС для сушки электродов; 10 — сварочный выпрямитель ВКСМ-1000; 11 — сварочный стол и вытяжные зонты; 12 — установка ТВ4 для пайки и закалки резцов; 13 — верстак с частично-сверляльным станком 2М12; 14 — слесарный верстак с тисками; 15 — трубогибочный станок К-02А; 16 — радиально-сверлильный станок 8Б72К; 17 — токарно-винторезный станок 16Б16

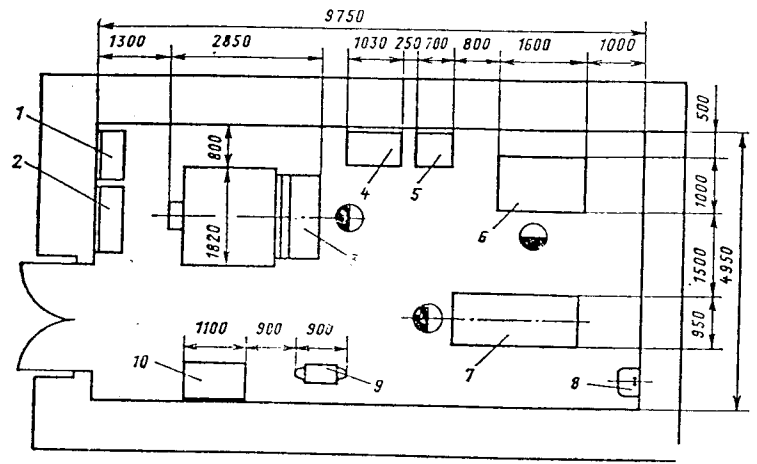


Рис. 15.2. Компоновка кузнечного участка:

1 — силовой шкаф; 2 — электрический шкаф; 3 — электропечь типа СНО-6,12.4/10-42; 4 — автотрансформатор; 5 — щит управления электропечью; 6 — поверочно-разметочная плита; 7 — пневматический кованый молот типа М1432А; 8 — водопроводная раковина; 9 — наковальня; 10 — ванна термическая

компоновки кузнечного участка — на рис. 15.2.

Расстановка оборудования в мастерских должна обеспечивать свободные проходы шириной не менее 1 м и расстоянием от крайних точек станка до стены не менее 700 мм. При массе устанавливаемых на станок деталей более 50 кг станок должен находиться в зоне, обслуживаемой краном. Двери и главный проход в мастерской обычно принимают шириной 1,5 м в расчете на въезд электрокара грузоподъемностью 2 т.

15.3. ЭНЕРГОРАЗВОДКА И ПЕРЕНОСНЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

В основных помещениях, где расположено оборудование, подлежащее ремонту, на месте его установки предусматривается стационарная разводка сжатого воздуха и переменного тока для присоединения переносных светильников и инструментов.

К таким помещениям относятся машинный зал, зал вспомогательного оборудования, шахта турбины, районы лазов в конус отсасывающей трубы и в спиральную камеру турбины, шитовое помещение верхнего бьефа, гребень плотины, площадка обслуживания затворов и кранов нижнего бьефа и т. п. Здесь отводы от магистралей энергоразводки выполняются, как правило, в блоке каждого гидроагрегата.

Энергоразводка должна также выполняться на монтажной площадке, в компрессорной, мастерских, насосных, галереях плотины и подобных помещениях. В месте отводов предусматривается под-

соединение светильников ремонтного освещения 12 или 36 В, электрическая сборка 380/220 В, сжатый воздух 0,6—0,9 МПа.

В центральной инструментальной кладовой устраиваются стеллажи для хранения необходимого запаса режущих инструментов (напильников, шаберов, резцов, фрез, сверл, зубил, ножовочных полотен и др.), измерительных инструментов (микрометров, штангенциркулей, стихмасов, нутромеров, кронциркулей, шабровочных плиток и др.), специальных инструментов, доставляемых с турбиной, а также наборов гаечных ключей, отверток, молотков и прочих инструментов. Здесь же обычно хранятся пневматические и электрифицированные инструменты, а также часть приспособлений. Некоторые приспособления и инструменты хранятся в филиалах кладовой, рассредоточенных по длине машинного зала.

Желательно предусматривать самоходные или сборно-разборные легкие леса, используемые при очистке и окраске технологического оборудования и строительных конструкций и мойке окон.

При выборе и заказе средств малой механизации и специальных приспособлений следует руководствоваться «Отраслевыми требованиями и нормативными материалами по научной организации труда» (СПО «Союзтехэнерго», 1980 г.), «Руководящими указаниями по проектированию организации и механизации ремонтного обслуживания оборудования и сооружений ГЭС» (ЦКБ Главэнергоремонта Минэнерго СССР, 1974 г.) и «Типовыми проектными решениями по средствам малой механизации на ГЭС и ГАЭС для проведения ремонтных работ» (Гидропроект, 1985 г.).

15.4. МОНТАЖ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Проектирование и монтаж вспомогательного оборудования и технологических трубопроводов ГЭС производится в соответствии с СН527-80 [23], пособием к ним см. [40], а также СНиП 3.05.05-84 [25]. Некоторые указания из этих материалов приводятся ниже.

Технологические трубопроводы в зависимости от рабочего избыточного давления относятся к следующим группам и категориям:

группа В, категория II — воздухопроводы компрессорных установок на участках с давлением 6,3—10 МПа;

группа Бв, категория II — маслопроводы систем регулирования гидроагрегатов и управления затворами с давлением 2,6—6,3 МПа;

группа Бв, категория IV — маслопроводы с рабочим давлением до 1,6 МПа.

группа В, категория III — воздухопроводы с рабочим давлением 2,6—6,3 МПа.

группа В, категория IV — воздухопроводы и водопроводы с давлением 1,7—2,5 МПа.

группа В, категория V — воздухопроводы и водопроводы, работающие при давлении до 1,6 МПа.

В проекте каждой системы трубопроводов должна указываться группа и категория, к которой они относятся.

Монтаж оборудования, как правило, должен производиться укрупненными блоками. Трубопроводы также должны укрупняться в узлы и блоки в трубопроводной мастерской с тем, чтобы на место установки приходился минимум работ.

До начала монтажа оборудования и трубопроводов составляется и утверждается проект производства работ. Проект составляет генеральная подрядная строительная организация или по ее поручению специализированная организация. К началу монтажа должна быть в необходимом объеме выполнена строительная часть здания ГЭС и сооружены фундаменты под оборудование; смонтировано, налажено и сдано в установленном порядке предусмотренное проектом эксплуатационное, а если необходимо, и временное подъемно-транспортное оборудование, используемое при монтаже. В машинных залах, залах вспомогательного оборудования, помещениях маслохозяйства, компрессорных, насосных и т. п. должны быть закончены необходимые строительные работы.

В проекте трубопроводов ГЭС должны иметься детализированные чертежи, необходимые для изготовления трубопроводов промышленными методами, с учетом прогрессивной технологии монтажа.

Необходимо добиваться комплектной поставки с основным оборудованием ГЭС (турбинами, генераторами, трансформато-

рами, высоковольтными выключателями и т. п.) узлов трубопроводов заводского изготовления. Узлы трубопроводов, не входящие в комплектную поставку с основным оборудованием, следует, как правило, изготавливать на производственных базах и предприятиях монтажных организаций. Трубопроводы с избыточным рабочим давлением свыше 10 МПа должны обязательно поступать в монтаж собранными в сборочные единицы вместе с трубопроводной арматурой.

Укрупнение узлов и отдельных секций трубопроводов перед установкой их в проектное положение целесообразно производить на полу помещения с последующим подъемом их краном или такелажным способом.

Передача оборудования, трубопроводов, трубопроводной арматуры и других элементов с базы заказчика монтирующей организации оформляется специальным актом. При передаче проверяется соответствие оборудования проекту, его комплектность, отсутствие видимых повреждений и дефектов, сохранность окраски и консервации, а также сохранность пломб и технической документации.

При испытании на прочность трубопроводов подается пробное (испытательное) давление в соответствии с ГОСТ 356—80; при рабочем давлении от 0,4 до 23 МПа оно равно 1,25 р_р. Испытательное давление выдерживается 5 мин, затем оно снижается до рабочего, после чего производится осмотр трубопроводов. Сварные швы стальных трубопроводов могут обстучиваться молотком массой до 0,8 кг. Для испытания на плотность запорного устройства подается рабочее давление, при этом герметичность должна быть не ниже предусмотренной ГОСТ 9544—75*.

Арматура трубопроводов категорий II—V, имеющая заводские паспорта, при сдаче в монтаж до истечения гарантийного срока ревизии и испытанию перед монтажом не подлежат.

Оборудование, как правило, устанавливается на фундамент с последующей подливкой раствором. При этом фундамент выполняется на 50—60 мм ниже проектной опорной поверхности оборудования или выступающих вниз ребер (при их наличии). Колодцы фундаментных болтов перед монтажом должны быть освобождены от опалубки и мусора, так же как и сами фундаменты. Фундаментные болты и гайки должны быть защищены от коррозии, гайки должны свободно навинчиваться по всей длине нарезки болта. Отклонение всей выступающей части болта по вертикали не должно превышать 1,5 мм.

Перед подливкой оборудования раствором фундамент должен быть обдут сжатым воздухом, очищен от масла и увлажнен (без скопления воды в углублениях). В растворе для подливки класс

бетона принимается не ниже класса бетона фундамента. Подливку производят непрерывно, обеспечивая проникновение раствора под все поверхности, без пустот и раковин. Если подливка производится при температуре в помещении ниже 5°C, раствор должен быть подогретым. Фундаментные болты следует окончательно подтягивать после достижения раствором подливки 70 % прочности.

При прокладке отдельных участков трубопроводов через стены и перекрытия в гильзах эти участки, как правило, не должны иметь стыков. Если же длина гильзы более 1,5 м, прокладываемый здесь участок трубы должен быть перед установкой в гильзу гидравлически испытан, а ее сварные стыки проверены неразрушающими физическими методами. После этого трубу следует окрасить и изолировать по указаниям в проекте. Зазоры в гильзах с обеих сторон должны быть уплотнены асбестом или другим несгораемым материалом.

Трубопроводы к оборудованию должны крепиться только после закрепления на опорных конструкциях во избежание передачи нагрузки от их массы на фланцы оборудования.

Испытание узлов трубопроводов, изготовленных на производственной базе строительства, производится при полностью смонтированном трубопроводе. Индивидуальные испытания оборудования без нагрузки производит монтировавшая его организация.

Под нагрузкой оборудование испытывается совместно дирекцией строящейся ГЭС и генподрядной организацией с участием монтажной организации. После этих испытаний рабочая комиссия должна принять оборудование для комплексного опробования. Комплексное опробование производится заказчиком вхолостую и под нагрузкой с участием строительства, проектной и монтажной организаций, а в случае необходимости и заводов — изготовителей оборудования.

Раздел 5

ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ

Глава 16

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

16.1. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ОБОРУДОВАНИЯ

При эксплуатации гидроагрегатов должны быть обеспечены их бесперебойная работа, оптимальный КПД гидроэлектростанции для заданных нагрузки и режима работы в энергосистеме, постоянная готовность к принятию номинальной нагрузки [48]. Эти условия выдвигают ряд требований к качеству изготовления и монтажа, к надежности и экономичности гидроэнергетического оборудования.

Требования к качеству изготовления гидротурбинного оборудования изложены в соответствующих стандартах. В Минэнерго СССР разработаны рекомендации по способам и средствам измерения основных элементов проточной части гидротурбин и типовые формуляры производимых замеров.

Требования к качеству монтажа гидротурбинного и гидрогенераторного оборудования устанавливаются в технических условиях на монтаж [39] и определяются в основном допусками на отклонения от заданных осей и плоскостей основных узлов, оборудования и на искажения их форм.

Вибрация крестовин работающих вертикальных гидрогенераторов со встроенными в них направляющими подшипниками, вибрация узлов гидротурбин (турбинного подшипника, крышки турбины, опоры пяты) и вибрация подшипников горизонтальных гидрогенераторов при номинальной частоте вращения (до указанных значений) в соответствии с отраслевыми нормами Минэнерго СССР не должны превышать [44]:

Номинальная частота вращения, об/мин	100	187,5	375	750
Двойная амплитуда колебаний, мм	0,18	0,15	0,1	0,07

Вибрация статоров (сердечника и корпуса) вертикальных гидрогенераторов при установившемся режиме работы не должна превышать:

Частота колебаний, Гц	До 20	30	40	50	Свыше 80
Двойная амплитуда колебаний, мм	0,08	0,06	0,045	0,035	0,02

Показатели надежности гидротурбин и гидрогенераторов устанавливаются соответствующими государственными стандартами.

Гидротурбины должны иметь срок службы между капитальными ремонтами не менее 4 лет при наработке не менее 25 тыс. ч, средний срок службы не менее 30 лет.

Гидрогенераторы должны иметь коэффициент готовности не менее 0,995, установленную наработку на отказ не менее 18 тыс. ч, установленный ресурс между капитальными ремонтами не менее 6 лет, срок службы до списания не менее 40 лет.

Показатели экономичности гидротурбин и гидрогенераторов устанавливаются техническими условиями на оборудование для каждой конкретной гидроэлектростанции.

Министерство — заказчик оборудования несет ответственность за соответствие технического уровня заказываемого оборудования современному уровню лучших отечественных и зарубежных образцов.

16.2. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ВВОДУ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ОБОРУДОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ НЕЗАВЕРШЕННОГО СТРОИТЕЛЬСТВА ГИДРОУЗЛА

Пуск первых гидроагрегатов строящейся ГЭС происходит, как правило, при незавершенных строительных и монтажных работах по гидроузлу в целом, в том числе и по секциям вводимых гидроагрегатов. Ранний пуск первых гидроагрегатов весьма эффективен, однако он предьявляет определенные требования по обеспечению надежной работы гидроагрегатов, предупреждению их преждевременного износа.

Пусковой комплекс гидроэлектростанции устанавливает:

проектную готовность сооружений и технологического оборудования к приему напора воды, пропуску строительных и паводочных расходов, вводу первых гидроагрегатов в эксплуатацию, а также первоочередных объектов и помещений вспомогательного обслуживающего и бытового назначения;

рациональную схему эксплуатации не полностью законченных сооружений с учетом наполнения водохранилища;

готовность помещений и технических средств для ремонта вводимого основного и вспомогательного оборудования;

допустимые режимы работы гидроагрегатов с бесперебойной выдачей электроэнергии в энергосистему;

необходимый объем средств управления основным и вспомогательным оборудованием;

программу контроля и испытаний технологического оборудования на период эксплуатации до полного завершения строительства;

возможность дальнейшего производства строительно-монтажных работ без ухудшения условий работы введенных в эксплуатацию гидроагрегатов с соблюдением правил техники безопасности, противопожарной безопасности, требований Госгортехнадзора, правил устройства и эксплуатации электроустановок и др.

Пусковой комплекс составляется генеральной проектной организацией на основании проекта, рабочих чертежей, смет, проектов организации строительства и производства работ и согласовывается с заказчиком и генеральной подрядной организацией.

Для пуска первых гидроагрегатов определяются следующие условия:

пусковая отметка уровня верхнего бьефа устанавливается решением Минэнерго СССР при рассмотрении и утверждении проекта ГЭС или ГАЭС;

минимальная отметка уровня нижнего бьефа определяется условиями обеспечения санитарно-бытовых полупусков и судоходства; кроме того, при назначении этой отметки учитывается необходимая высота отсасывания гидротурбины;

пусковой напор назначается по согласованию с заводом — изготовителем гидротурбин;

максимальная и минимальная мощности гидроагрегата и режимы его эксплуатации устанавливаются на основании результатов испытаний при пусковом напоре и фиксируются в протоколе, согласованном с заводом-изготовителем; кроме того, рассматриваются совместно с заводом-изготовителем условия работы гидроагрегата в период наибольшего паводка (паводка), после чего устанавливается возможный расход воды через гидротурбину в этот период и определяется схема пропуска паводочных расходов через гидроузел;

график наполнения водохранилища и продолжительность работы гидроагрегатов при различных напорах контролируются в течение всего периода наполнения водохранилища до проектных отметок.

Предусмотренная пусковым комплексом часть здания (монтажной площадки и машинного зала) должна быть отделена от остальных секций ограждающими конструкциями, обеспечивающими поддержание положительной температуры воздуха внутри помещения. Секции, в которых будут продолжаться строительные и монтажные работы, должны быть защищены от затопления со стороны нижнего бьефа, а также со стороны верхнего бьефа при пропуске расходов воды через поверхностные водосборы.

В проекте пускового комплекса составляются принципиальная пусковая схема электрических соединений, пусковые схемы собственных нужд переменного и постоянного тока, обеспечивающие работу технологического оборудования, а также схемы

(перечень) вводимых в работу устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, управления и связи, обмена информацией на ГЭС и с вышестоящим уровнем автоматизированной системы управления.

Уточняются вопросы, связанные с применением на гидроагрегатах временных рабочих колес в пусковой период, если такое решение было ранее принято в утвержденном проекте ГЭС или ГАЭС. Должны быть определены способы улучшения условий работы оборудования на пусковых напорах: по кавитации, вибрации, подводу воды к гидротурбине (при временной схеме водоводов).

Опыт эксплуатации гидроагрегатов при пусковых напорах определил целесообразность осуществления ряда профилактических мероприятий [40, 44]. Например, для защиты от кавитационного износа ограничивают открытие направляющего аппарата и подтапливают гидротурбину со стороны нижнего бьефа. Для улучшения вибрационного состояния ограничивают зоны работы гидроагрегата (по минимальной и максимальной) и осуществляют подачу воздуха в зону рабочего колеса.

Должна быть также обеспечена надежная работа вспомогательного оборудования, в том числе включаемого по временным схемам.

16.3. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРИЕМКИ ОБОРУДОВАНИЯ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Ввод оборудования в эксплуатацию после завершения нового строительства, расширения, реконструкции, технического перевооружения и капитального, а также текущего ремонта производится после его приемки в порядке, установленном действующими правилами.

При приемке в эксплуатацию гидроэнергетического и механического оборудования ГЭС и ГАЭС необходимо пользоваться, помимо общесоюзных документов, также действующими в системе Минэнерго СССР отраслевыми правилами приемки в эксплуатацию гидроэлектрических станций.

Запрещается приемка в эксплуатацию объектов производственного назначения с недоделками, препятствующими их нормальной эксплуатации и ухудшающими санитарно-гигиенические условия и безопасность труда работающих, а также без опробования, испытания и проверки работы всего установленного оборудования и механизмов. Готовность объекта к пуску определяется приемочной комиссией.

Запрещается ввод в эксплуатацию объектов:

без устройств, предотвращающих загрязнение и засорение вод или их вредное воздействие;

без рыбозащитных устройств, предусмотренных утвержденными проектами;

до готовности устройств для пропуска паводочных вод и рыбы, предусмотренных утвержденными проектами.

Перед приемкой гидроэнергетического оборудования в эксплуатацию должны проводиться поузловые опробования и приемка отдельных элементов установки (гидроагрегата и его водоподводящих и водоподводящих устройств), пробный пуск основного и вспомогательного оборудования установки и комплексное опробование.

При испытаниях гидроагрегата под нагрузкой в первую очередь осуществляется проверка заводских гарантий регулирования (испытания с последовательным сбросом частичной и полной номинальной мощности). Результаты испытаний должны соответствовать гарантиям завода-изготовителя, предусмотренным в технических условиях на поставку. Затем производятся проверка и испытания схемы автоматического управления, защитных устройств и автоматики гидроагрегата. Более подробно правила приемки в эксплуатацию отдельных пусковых комплексов и законченных строительством электростанций, объектов электрических и тепловых сетей изложены в ВСН 37-86 Минэнерго СССР.

После рассмотрения результатов этих испытаний и устранения выявленных недостатков и дефектов рабочая комиссия по соответствующему акту принимает гидроагрегат для комплексного опробования.

При комплексном опробовании проверяют совместную работу гидроагрегатов и их вспомогательного оборудования под нагрузкой (см. § 13.6 и 14.5). Началом комплексного опробования гидроагрегата считается момент включения генератора в сеть. Комплексное опробование по схемам, не предусмотренным проектом, запрещается.

Комплексное опробование считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы гидроагрегата в течение 72 ч при постоянной или поочередной работе всего вспомогательного оборудования по проектной схеме. Комплексное опробование проводится при напоре, установленном пусковым комплексом для данного гидроагрегата. Нагрузка гидроагрегата устанавливается в соответствии с характеристиками гидротурбины и гидрогенератора для пускового напора. Если нагрузка, напор и расход воды не могут быть достигнуты по каким-либо причинам, то эти параметры устанавливаются приемочной комиссией.

При комплексном опробовании не требуется включение устройств автоматического регулирования, для которых необходима режимная наладка. Такая наладка должна быть проведена в период освоения оборудования.

После комплексного опробования и устранения выявленных дефектов приемочная комиссия производит приемку оборудования (с относящимися к нему заданиями и сооружениями) с оформлением соответствующего акта. При приемке оборудования в эксплуатацию персоналу ГЭС должна быть передана техническая документация в объеме, установленном техническими условиями [39] и правилами [48].

16.4. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ

Основными задачами эксплуатации гидроэлектростанций являются [48]:

обеспечение поддержания производственной мощности, бесперебойного производства электроэнергии и надежной работы оборудования;

выполнение диспетчерского графика электрической нагрузки ГЭС;

обеспечение максимальной экономичности работы при рациональном использовании гидроресурсов;

защита окружающей среды от вредных последствий, связанных с работой ГЭС или ГАЭС.

Необходимым условием для выполнения этих задач является обеспечение безаварийной работы оборудования.

Перед пуском гидроагрегата после ремонта должна быть проверена исправность: основного оборудования, средств технической защиты, блокировок, вспомогательного оборудования, маслопроводов, средств регулирования, дистанционного управления, контрольно-измерительных приборов, средств оперативной связи [48].

Гидроагрегаты должны работать под нагрузкой и в других режимах на автоматическом регулировании с полностью включенными защитами и блокировками. Работа гидроэлектростанции должна происходить с наиболее высоким КПД, для чего число включенных гидроагрегатов и нагрузка каждого из них должны быть оптимальными в соответствии с эксплуатационной характеристикой ГЭС или ГАЭС.

Персонал ГЭС должен принимать меры для снятия разного рода временно вводимых ограничений режима работы гидроагрегатов по условиям, связанным со снижением надежности подпятников, неблагоприятным вибрационным режимом гидроагрегатов, развитием кавитационных процессов и т. п.

Режим работы гидроагрегата должен обеспечивать минимальный кавитационный износ проточной части гидротурбины: для этого необходимо соблюдать следующие условия:

регуляторы гидротурбины должны быть оборудованы устройствами автоматического ограничения мощности по напору и высоте отсасывания;

не допускается работа гидротурбин в режимах, при которых наблюдается повышение интенсивности кавитации;

должно регулярно проверяться положение комбинаторной связи в поворотнороботных гидротурбинах.

Следует иметь в виду, что по опыту эксплуатации отклонение угла установки лопастей рабочего колеса гидротурбины на 2—3° от оптимального значения может привести к снижению КПД гидроагрегата на 0,5—1%, а отклонение положения клина комбинатора по напору на 1 м от действительного значения напора — до 0,5%.

Основными видами контроля за состоянием работающего гидроагрегата являются температурный и вибрационный контроль.

Постоянство установившейся рабочей температуры в контролируемых точках гидроагрегата является показателем нормальной работы наиболее ответственных узлов — подпятника и подшипников. Номинальная и предельно допустимая температура этих узлов указывается в инструкции по эксплуатации. При повышении температуры на 5°С выше номинальной необходимо принимать меры для выявления и устранения причин повышения температуры. При повышении температуры на 8—10°С должен подаваться сигнал на аварийную остановку гидроагрегата. Разница температур отдельных сегментов зависит от конструкции и материала поверхностей сегментов и должна быть указана в местной эксплуатационной инструкции. Большая разница указывает на необходимость регулировки распределения нагрузки на сегменты.

При контроле температурного режима подпятников следует учитывать конструктивное решение установки температурных датчиков (термометров сопротивления). Заглубление датчиков внутрь сегментов от поверхности трения снижает их показания и повышает инерционность, что существенно для настройки уставок. Более надежный контроль осуществляется при применении термопар, устанавливаемых вблизи рабочей поверхности, с записью их показаний на ленту самопишущего потенциометра; такая система контроля позволяет регистрировать местное повышение температуры, характерное в начале повреждения поверхности. В качестве термопар применяются хромель-копелевые электроды, а для регистрации используется электронный потенциометр (ЭПП-09, КСП-4 и подобные им).

Вибрационное состояние гидроагрегата контролируется измерениями, регулярно выполняемыми на опорных конструкциях гидроагрегата (крестовинах, крышке турбины, подшипниках, опорах пяты), стальных конструкциях и лобовых частях обмоток статора, а также измерением бие-

Таблица 16.1. Оценка уровня вибрации стальных конструкций статора гидрогенератора

Вибрация, мкм		Результаты осмотра	Оценка
при параллельной работе с энергосистемой	при холостом ходе гидроагрегата		
Менее 10	0—50	Замечаний нет	«Отлично» «Хорошо» «Удовлетворительно» «Неудовлетворительно» (временно допустимо)
Менее 10	Более 50	То же	
10—30	Более 50	» »	
Более 30	Более 50	Контактная коррозия первой и второй наборных призм, поврежденный нет	«Недопустимо»
Более 30	Более 50	Контактная коррозия за второй наборной призмой или повреждение конструктивных элементов	

вала гидроагрегата. В [44] содержатся рекомендации по выбору контрольной аппаратуры и способов ее установки, режимов работы гидроагрегата, при которых производят измерения, а также по оценке уровня вибрации конструкций.

Для оценки вибрационного состояния гидроагрегата следует пользоваться рекомендациями, приведенными ниже.

При оценке по размаху вибросмещения принимается низшая из частот, составляющих вибрации. При 1—30 Гц оценку производят дифференцированно. При ча-

стоте более 30 Гц недопустимой считается двойная амплитуда вибросмещений более 40 мкм, при частоте менее 1 Гц — 180 мкм. Если вибрация носит непериодический характер, то определяют среднюю двойную амплитуду вибросмещений и среднюю частоту в интервале времени не менее 10-кратного периода вращения ротора, для которых используют приведенные выше оценочные критерии. Оценка уровня биеения вала производится по его предельным значениям, устанавливаемым заводом — изготовителем.

Таблица 16.2. Оценка уровня вибрации лобовых частей обмотки статора гидрогенератора

Предельная вибрация с частотой 100 Гц, мкм	Результаты осмотра	Оценка	Рекомендации персоналу
Менее 50	Замечаний нет или отдельные ослабления элементов крепления	«Удовлетворительно»	Осмотр по плану профилактического обслуживания
50—100	Массовые ослабления элементов крепления. Следы истирания. Отдельные течи воды в головках	«Неудовлетворительно» (временно допустимо)	Осмотр по плану профилактического обслуживания. Восстановление системы креплений при профилактическом ремонте. Измерение вибрации со снятием амплитудно-частотных характеристик один раз в год
Более 100	Нарушение целостности элементов крепления и стержней обмотки. Массовая течь воды в головках	«Недопустимо»	Модернизация системы креплений в очередной капитальный ремонт с последующим снятием амплитудно-частотных характеристик. Измерение вибрации в нагрузочных режимах не реже одного раза в месяц. При росте уровня вибрации ускорение вывода в ремонт

Примечание. Оценка производится по худшему из показателей (по уровню вибрации или по результату осмотра).

Таблица 16.3. Оценка уровня вибрации обмотки статора гидрогенератора при переходных режимах

Вибрация с частотой 45—55 Гц, мкм	Оценка	Рекомендации персоналу
Менее 100	«Удовлетворительно»	Осмотр после внезапного короткого замыкания на шинах генераторного напряжения или близкого короткого замыкания за трансформатором блока
100—150	«Неудовлетворительно» (временно допустимо)	Осмотр после внезапного короткого замыкания. Восстановление системы крепления. Измерение вибрации со снятием амплитудно-частотных характеристик один раз в год
Более 150	«Недопустимо»	Модернизация системы креплений при очередном капитальном ремонте с последующим измерением вибрации со снятием амплитудно-частотных характеристик

Оценка вибрационного состояния узлов в первую очередь влияет на периодичность их осмотра и контроля: при оценке «отлично» — один раз в пять лет, при оценке «хорошо» — один раз в два года, при оценке «удовлетворительно» — через каждые шесть месяцев, а измерение вибрации — один раз в год.

При оценке «неудовлетворительно» (временно допустимо для работы гидроагрегата) принимаются меры для устранения вибрации и ее последствий при первой возможности вывода в ремонт (с последующими испытаниями); до этого учащаются периодичность осмотров (статора генератора — через шесть месяцев, опорных конструкций гидрогенератора — через два месяца). При оценке «недопустимо» эксплуатация гидроагрегата допускается только по особому решению.

Оценка уровня вибрации остальных конструкций статора генератора производится в соответствии с табл. 16.1, вибрации лобовых частей обмотки статора — в соответствии с табл. 16.2, вибрационного состояния обмотки статора при переходных аварийных режимах — в соответствии с табл. 16.3.

В ПО ЛМЗ используются статистические данные по оценке вибрационного состояния (см. § 13.7).

Значения параметров, ограничивающих пуск и работу гидроагрегата, устанавливаются на основании данных завода-изготовителя или специальных испытаний и утверждаются главным инженером ГЭС.

Обеспечение нормальной эксплуатации оборудования ГЭС закладывается в проекте гидроэлектростанции, который должен предусмотреть все возможные режимы работы оборудования, средства управления и контроля, условия для проведения необходимого технического обслуживания и ремонта. В связи с этим в составе проек-

тов гидроэлектростанций разрабатывается раздел «Организация эксплуатации».

Расчет численности промышленно-производственного персонала в проекте ГЭС производится на основании действующих в период проектирования рекомендаций с учетом заданий по росту производительности труда в электроэнергетике, отражаемых в отраслевых планах экономического и социального развития. Подробные рекомендации по составлению проектов организации эксплуатации ГЭС приведены в [47]. После ввода в эксплуатацию ГЭС становится предприятием (структурной единицей) в составе производственного объединения энергетики и электрификации и самостоятельно определяет численность работающих.

16.5. ОРГАНИЗАЦИЯ РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ

На электростанциях в соответствии с правилами технической эксплуатации (ПТЭ) действует система планово-предупредительных ремонтов оборудования (ППР).

Система ППР представляет собой комплекс работ, выполняемых в плановые сроки и направленных на обеспечение надежной эксплуатации и поддержание технико-экономических показателей работы основного оборудования на уровне проектных или нормативных. Термины и определения основных понятий в области технического обслуживания и ремонта установлены ГОСТ 18322—78 «Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения».

Плановый ремонт оборудования гидроэлектростанций включает капитальный и текущий ремонты. Период времени, в течение которого последовательно проводятся один капитальный ремонт и уста-

новленное нормативами число текущих ремонтов (между капитальными), называется ремонтным циклом. Отрезок времени между двумя капитальными ремонтами (от момента завершения одного до начала следующего) называют межремонтным периодом.

Капитальный ремонт оборудования осуществляется в целях восстановления исправности и обеспечения его надежной и экономичной работы в межремонтный период. При капитальном ремонте, как правило, производятся полная разборка гидроагрегата, подробный осмотр, проверка, измерения, испытания, регулировка, устранение обнаруженных дефектов, замена и восстановление изношенных узлов и деталей. При проведении капитального ремонта должны выполняться мероприятия, направленные на увеличение длительности непрерывной работы оборудования, улучшение его технико-экономических показателей, а также при необходимости осуществляться модернизация отдельных узлов.

Текущий ремонт осуществляется для обеспечения работоспособности оборудования до следующего планового ремонта. При текущем ремонте должны проводиться работы по осмотру оборудования, очистке, уплотнению, регулировке и ремонту отдельных узлов и деталей с устранением дефектов, возникших в процессе эксплуатации. При текущих ремонтах не должны производиться замена или восстановление базовых частей оборудования (корпусов и лопастей гидротурбин, лопаток направляющих аппаратов, статоров генераторов и т. п.). Текущий ремонт, предшествующий капитальному, должен максимально использоваться для выявления и уточнения по всем узлам гидроагрегата объема работ, подлежащих выполнению в период капитального ремонта.

В соответствии с ПТЭ капитальный ремонт гидротурбин и гидрогенераторов проводится один раз в 4—6 лет. Продолжительность ремонтного цикла устанавливается в каждом конкретном случае нормативными документами на основании указаний заводов-изготовителей, проектных организаций с учетом опыта эксплуатации и проведения ремонтов.

Нормы простоя гидроагрегатов в планово-предупредительных ремонтах приведены в табл. 16.4. Увеличение или уменьшение периодов между ремонтами и увеличение продолжительности ремонта по сравнению с нормативами допускается в зависимости от состояния оборудования и объема проведения сверхнормативных работ только при соответствующем техническом обосновании. При уменьшении межремонтного периода должны быть разработаны мероприятия по доведению межремонтного периода до установленного нормативами.

Продолжительность межремонтного периода на некоторых ГЭС увеличена до 8—10 лет.

Капитальный ремонт вспомогательного оборудования, непосредственно связанного с работой гидроагрегатов, при наличии резерва по производительности этого оборудования допускается проводить в периоды между капитальными ремонтами основного оборудования. При отсутствии резерва вспомогательного оборудования его капитальный ремонт может планироваться на период простоя гидроагрегатов в текущем ремонте.

На гидроэлектростанции должна быть разработана техническая документация на типовой капитальный ремонт оборудования каждого вида с учетом срока службы отдельных узлов и деталей, опыта и местных условий эксплуатации.

Производственные объединения энергетики и электрификации и электростанции составляют перспективные (пятилетние) и текущие (годовые, квартальные, месячные) планы ремонтного обслуживания. Планы ремонтного обслуживания включают в себя мероприятия по модернизации. Проект годового плана ремонтных работ согласовывается с объединенными диспетчерскими управлениями и используется последними при разработке показателей планов рабочей мощности электростанций и коэффициента эффективности использования установленной мощности объединений.

Месячные графики капитальных и текущих ремонтов основного оборудования составляются электростанциями на основе годового плана, согласовываются с ремонтными организациями и объединенным диспетчерским управлением.

Одно из предприятий, участвующих в ремонте, назначается головным. На него возлагаются функции генерального подрядчика, и оно принимает на себя общее руководство ремонтными работами. Если основной объем работ проводится персоналом гидроэлектростанции, то головное ремонтное предприятие не назначается, а его функции выполняет одно из подразделений ГЭС.

Приемку из капитального ремонта основного оборудования проводит комиссия под руководством главного инженера ГЭС (каскада ГЭС), а приемку вспомогательного оборудования из капитального ремонта и всего оборудования из текущего ремонта — комиссия под руководством начальника соответствующего цеха электростанции.

Обробование основного оборудования должно производиться при нормальных мощности и напоре и при постоянной или поочередной работе всего вспомогательного оборудования по нормальной эксплуатационной схеме. Оборудование проверяется

Таблица 16.4 Нормы продолжительности и периодичности капитальных ремонтов гидравлических турбин

Тип гидротурбин	Периодичность капитальных ремонтов, лет	Продолжительность ремонта, календарные сутки			
		в году проведения капитального ремонта			в году проведения текущего ремонта
		капитального ремонта	текущего ремонта	всего	
Ковшовые и радиально-осевые с диаметром рабочего колеса от 1,5 до 2,9 м	Не менее 4 лет при парабатке не менее 25 000 ч	22	4	26	6
Радиально-осевые с диаметром рабочего колеса от 3 до 5,4 м мощностью до 100 МВт включительно	То же	28	5	33	3
То же мощностью более 100 МВт	>	30	6	36	9
Радиально-осевые с рабочим колесом диаметром от 5,5 до 6,5 м мощностью:					
до 150 МВт (включительно)	>	32	7	39	9
более 150 МВт	>	37	8	45	14
Радиально-осевые с диаметром рабочего колеса 7 м и более	>	42	9	51	16
Поворотно-лопастные с диаметром рабочего колеса до 3,6 м	>	25	4	29	7
Поворотно-лопастные с диаметром рабочего колеса от 3,6 до 4,5 м	>	28	5	33	8
Поворотно-лопастные с диаметром рабочего колеса от 5 до 7,5 м	>	31	7	38	9
Поворотно-лопастные с диаметром рабочего колеса от 8 до 9,5 м	>	35	8	43	12
Поворотно-лопастные с диаметром рабочего колеса более 9,5 м	>	38	9	47	14
Капсульные гидроагрегаты при диаметре рабочего колеса турбины до 6 м	>	30	7	37	9
То же при диаметре рабочего колеса турбины более 6 м	>	35	8	43	9

Примечания: 1. Нормы продолжительности ремонта гидравлических турбин в зимних условиях увеличиваются на 10%, а для ГЭС, расположенных в условиях Крайнего Севера, — на 15%.
2. Продолжительность планово-предупредительного ремонта гидравлических турбин мощностью до 10 МВт не нормируется.

в работе под нагрузкой в течение 24 ч. Если номинальная нагрузка в период приемки оборудования не может быть достигнута по объективным причинам, то предельная нагрузка устанавливается энергоуправлением на основании технического обоснования, представленного электростанцией.

При отсутствии дефектов комиссией дается предварительная оценка качества ремонта. Окончательная оценка качества ремонта дается электростанцией после одного месяца работы оборудования под нагрузкой.

Качество выполненного капитального ремонта оценивается как неудовлетворительное, если:

технико-экономические показатели гидроагрегата ухудшились по сравнению с теми показателями, которые были до ремонта;

в течение месяца пробной эксплуатации требуется остановка гидроагрегата для устранения дефектов ремонта, выявленных в этот период.

Ежегодные затраты на ремонтное обслуживание гидроэлектростанций в СССР превышают 30 млн. руб. при удельной стоимости ремонта на 1 кВт установленной мощности около 0,6 руб. Свыше 75% этих затрат относятся к капитальному ремонту. Постоянное увеличение объемов ремонтного обслуживания ГЭС и потребляемых трудовых и материальных ресурсов выдвигает

проблему повышения эффективности ремонта. Эта проблема в первую очередь требует решения двух основных вопросов организации ремонтов: нормирования затрат на ремонт и выбора оптимальной формы ремонтного обслуживания.

Существует ряд предложений по нормированию затрат на ремонт: наибольший интерес представляют принципы нормирования на основании показателей надежности отремонтированного оборудования.

Ремонтное обслуживание оборудования гидроэлектростанций осуществляется, помимо собственного персонала ГЭС и каскадов, ремонтными предприятиями энергосистем, специализированными ремонтными предприятиями НПО «Энергоремонт» Минэнерго СССР, строительными монтажными организациями Минэнерго СССР, организациями других министерств и ведомств (в том числе заводами — изготовителями оборудования). В среднем персонал ГЭС выполняет около 23% объема работ по капитальному ремонту и практически полностью (96%) объем текущего ремонта; на долю строительного-монтажных организаций приходится 40% объема капитального ремонта, специализированных ремонтных предприятий — 10% и ремонтных предприятий энергосистем — 14%.

16.6. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПЛАНИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ГЭС

Энергетические управления и электростанции должны составлять планы технического развития [48]. Формами технического развития действующих предприятий в соответствии с определениями, установленными государственными органами, являются: расширение, реконструкция, техническое перевооружение.

С учетом особенностей гидроэнергетики при планировании технического развития в Минэнерго СССР на каждую форму относятся соответствующие виды работ и мероприятия.

Расширение действующих ГЭС:

строительство дополнительных или расширение ранее построенных зданий ГЭС в составе гидроузла с установкой дополнительных гидроагрегатов;

установка дополнительных гидроагрегатов в построенные ранее кратеры в существующем здании ГЭС.

Реконструкция действующих ГЭС:

установка нового основного оборудования без строительства новых сооружений с демонтажем старого оборудования (замена гидроагрегатов в существующем здании ГЭС, напорных турбинных и деривационных водоводов, трансформаторов и др.);

наращивание высоты плотины для повышения напора с одновременным увеличением мощности и выработки электроэнергии на ГЭС;

выполнение мероприятий, связанных с использованием гидроагрегатов в режиме синхронного компенсатора (если основным проектом такое использование не было предусмотрено);

замена основного и вспомогательного оборудования в связи с повышением используемого напора или увеличением использования стока воды без наращивания высоты сооружений;

строительство новых или расширение действующих распределительных устройств, маслохозяйств, очистных сооружений и других подсобно-вспомогательных зданий и сооружений.

Техническое перевооружение:

внедрение новых систем управления гидроагрегатами и ГЭС в целом с модернизацией регуляторов гидротурбин;

замена обмоток гидрогенераторов с модернизацией изоляции;

внедрение технических средств АСУ ТП и другие мероприятия.

Следует иметь в виду, что в отрасли планирование нового строительства и технического развития действующих предприятий ведется как единое целое.

Техническое развитие гидроэлектростанции (каскада ГЭС), как и других промышленных предприятий, находит отражение в соответствующем разделе пятилетнего плана предприятия, составляемого им в соответствии с Законом СССР о государственном предприятии (объединении).

Пятилетний план разрабатывается, как правило, на основе уже имеющихся перспективных решений, проектов расширения, реконструкции и технического перевооружения. План должен обеспечить полную реализацию того эффекта, на который ориентированы эти проекты, т. е. обеспечить прирост производства электроэнергии, увеличение установленной мощности, повышение маневренности, сокращение удельных затрат труда на единицу мощности. План должен обеспечить максимальную экономно капитальных вложений с учетом повышения технического уровня производства, обновления парка оборудования, механизации и автоматизации производства, соблюдения природоохранных мер.

Задания пятилетнего плана конкретизируются в годовом плане предприятия. В раздел этого плана — техническое развитие и организация производства — включаются вопросы внедрения прогрессивной технологии, механизации управления, планирования и организации производства, научной организации труда, капитального ремонта и модернизации основных фондов, экономии сырья, материалов и энергии

и др. При составлении плана рекомендуется пользоваться отраслевыми методическими материалами.

Особенности организации проведения мероприятий по техническому развитию гидроэлектростанции связаны с уникальностью каждой ГЭС, вызванной специфическими условиями использования природных ресурсов, индивидуальными для каждого створа. Поэтому решение любых вопросов, связанных не только с расширением ГЭС, но и с их реконструкцией и техническим перевооружением, требует участия научно-исследовательских, проектных,

конструкторских, технологических и других организаций.

Для технического развития ГЭС необходимо, как правило, привлечение соответствующих научно-исследовательских, проектных, конструкторских и наладочных организаций, а также включение заданий в план заводов-изготовителей и т. п.

В связи с этим предложения по техническому развитию ГЭС должны иметь надежное технико-экономическое обоснование для этого капитальных вложений.

Глава 17

СИСТЕМА КОНТРОЛЯ РЕЖИМА ВОДОТОКА

На каждой гидроэлектростанции требуется организация постоянно действующей, надежной и точной системы контроля стока воды через турбины и холодные водосбросы, уровней верхнего и нижнего бьефов, а также засоренности сороудерживающих решеток. Основная доля стока воды происходит через гидротурбины.

Расходомер турбины представляет собой, как правило, комплект из первичного прибора — дифманометра и вторичного прибора, показывающего и суммирующего расход. Дифференциальный манометр измеряет перепад давления в двух точках спиральной камеры гидротурбины — одной в зоне статора и другой на ее внешнем контуре, на уровне оси направляющего аппарата.

Расход через турбину определяется зависимостью:

$$Q = k \sqrt{h},$$

где h — перепад давления в двух точках; k — коэффициент, определяемый опытным путем при проведении натуральных испытаний с применением гидрометрических вертушек.

Приведенный способ обеспечивает достаточную для практики точность. Средняя вероятная квадратичная ошибка составляет 0,6—0,9% при наименьшей ошибке 0,28 и наибольшей 1,2%.

Выбор положения точек отбора пьезометрического давления осуществляется при испытании модели гидротурбины или расчетным путем по специальной программе с использованием ЭВМ.

Рекомендуются дифманометры Государственной системы приборов (ГСП) двух типов: ДМЭР и ДСЭР [53]. В качестве показывающих приборов используются миллиамперметры, например М1830, М1730.

На рис. 17.1 показана типовая схема измерения расхода и учета стока воды через гидротурбины ГЭС. Здесь применен

стандартный блок арматуры расходомера БАР-2. Аналогичная схема, но не содержащая блока арматуры расходомера, приведена на рис. 17.2.

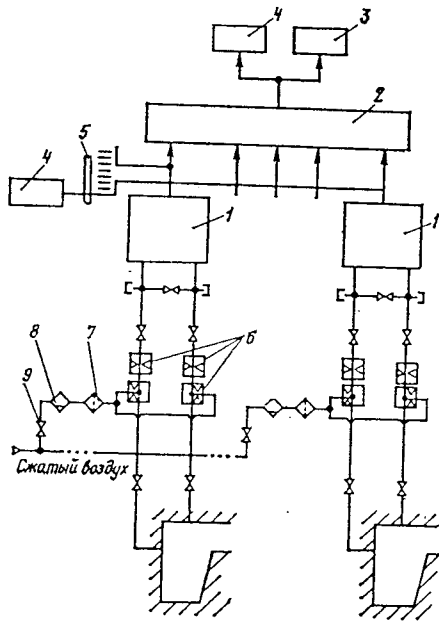


Рис. 17.1. Типовая схема измерения расхода воды и стока воды через гидротурбины ГЭС (вариант 1):

1 — датчик расхода воды через гидротурбину; 2 — сумматор; 3 — счетчик стока воды через ГЭС; 4 — показывающий прибор расхода воды через гидротурбину или гидротурбины ГЭС; 5 — переключатель; 6 — блок арматуры расходомера; 7 — фильтр воздушный; 8 — влагоотделитель; 9 — вентиль игольчатый

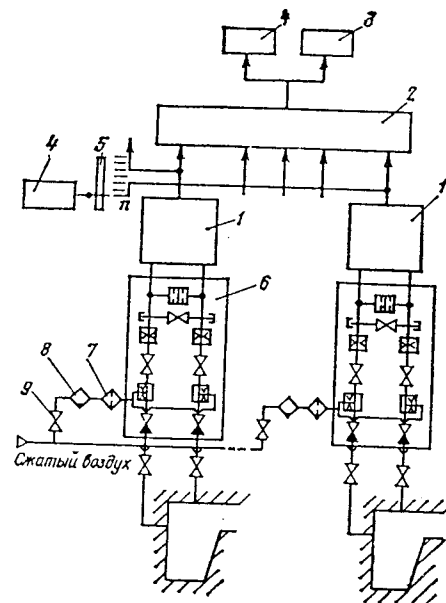


Рис. 17.2. Типовая схема измерения расхода воды и стока воды через гидротурбины ГЭС (вариант 2):

1 — датчик расхода воды через гидротурбину; 2 — сумматор; 3 — счетчик стока воды через ГЭС; 4 — показывающий прибор расхода воды через гидротурбину или гидротурбины ГЭС; 5 — переключатель; 6 — дроссели; 7 — фильтр воздушный; 8 — влагоотделитель; 9 — вентиль игольчатый

В качестве сумматора расходов используются, например, измерительные суммирующие преобразователи типа Е831/1 на 5 входов и Е831/2 на 10 входов или сумматор аналоговых сигналов А04 на 4 входа.

Счетчиком стока для интегрирования входных сигналов постоянного тока, пропорциональных расходам через гидротурбины, непрерывного отсчета и запоминания стока воды через гидротурбины является вторичный интегрирующий прибор.

Сжатый воздух к датчику расхода подается от общестанционной системы пневматического хозяйства (см. § 6.1). Используемый в системе барботажный способ измерения пьезометрического давления имеет преимущества перед передачей давления водой (не зарастают и не засоряются трубки, соединяющие пьезометр с датчиком, приборы можно ставить выше измеряемых уровней), но имеется и недостаток, заключающийся в том, что необходима дополнительная настройка прибора, чтобы создать предварительное натяжение пружины для компенсации разницы в отметках пьезометров.

Выходной сигнал датчика поступает на показывающий прибор, на вход сумматора

и, в случае необходимости, на устройство дистанционной передачи сигнала о расходе воды через гидротурбину.

При остановке агрегата или при работе его в режиме синхронного компенсатора контакт командоаппарата отключает цепь питания датчика расхода воды через турбину.

Конструктивная схема дифманометра-расходомера приведена на рис. 17.3. Принцип его работы заключается в следующем. Измеряемый параметр преобразуется чувствительным элементом в пропорциональное перемещение постоянного магнита, который создает управляющее воздействие в виде магнитного потока и вызывает изменение намагниченности сердечников магнитомодуляционного преобразователя, при этом возникает сигнал рассогласования, который в свою очередь управляет выходным сигналом усилителя. Усиленный сигнал поступает в линию дистанционной передачи и одновременно в обмотку обратной связи магнитомодуляционного преобразователя, которая создает магнитный поток, компенсирующий воздействие управляющего магнитного потока.

Дифманометр питается от сети переменного тока 50 Гц напряжением 220 В. Потребляемая мощность не более 8 В·А. Зона нечувствительности дифманометра не должна превышать 0,1% верхнего предела

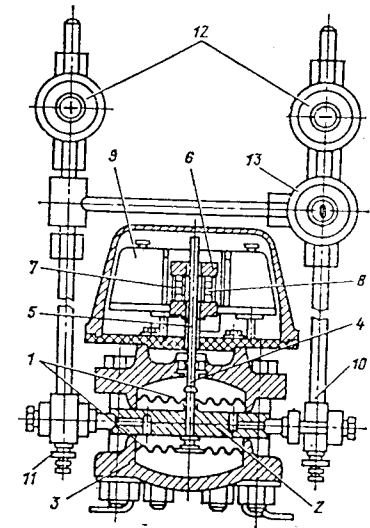


Рис. 17.3. Мембранный электрический дифманометр-расходомер ДМЭР:

1 — упругие мембранные коробки; 2 — раздельная диафрагма; 3 — крышки; 4 — шток; 5 — плунжер (магнит); 6 — магнитопроводы; 7 — обмотки возбуждения; 8 — обмотки обратной связи; 9 — усилитель; 10 — соединительные трубы; 11 — пробки; 12 — запорные вентили; 13 — уравнительный вентиль

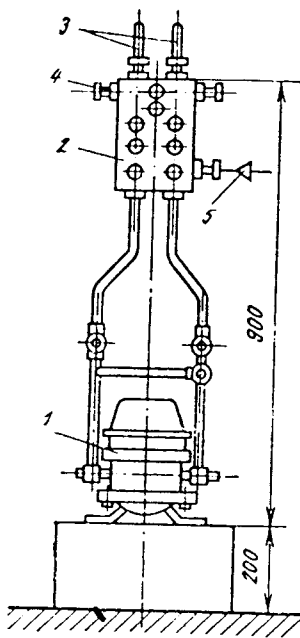


Рис. 17.4. Установка расходомера с блоком арматуры:

1 — дифманометр-расходомер; 2 — блок арматуры расходомера; 3 — импульсные трубки; 4 — штуцера для подключения контрольного прибора при проверке; 5 — подача сжатого воздуха

измерений. Дифманометр может быть применен для работы в интервале температуры окружающего воздуха от 5 до 60 °С, при относительной влажности 30–80 % и не более 45 % при температуре 3,5 °С. Габаритные и присоединительные размеры дифманометра и также блока арматуры расходомеров типа БАР-2 приведены на рис. 17.4.

Дифманометры типа ДМЭР выпускаются промышленностью на номинальный перепад давления 4; 6,3; 10; 16 и 25 кН/м²; класс точности 1,5.

Уровни верхнего и нижнего бьефов измеряются комплексом приборов — манометров и вторичных приборов-указателей. Измерение уровней бьефов объединяется в единую систему с измерением разности уровней на сороудерживающих решетках.

На рис. 17.5 приведена схема измерения уровней верхнего и нижнего бьефов, перепада уровней на сороудерживающих решетках и вычисления напора ГЭС.

В качестве датчиков уровней для измерения и дистанционной передачи унифицированного сигнала 0–5 мА, пропорциональных уровням верхнего и нижнего бьефов, использованы сильфонные манометры.

Для алгебраического суммирования сигналов от датчиков уровней верхнего и нижнего бьефов, т. е. вычисления напора ГЭС (брутто), а также для дистанционной передачи сигналов использован блок кондуктивного разделения и суммирования. В качестве показывающих приборов уровней верхнего и нижнего бьефов, а также напора использованы миллиамперметры. Для измерения перепада уровней на сороудерживающих решетках и сигнализации о превышении допустимого перепада использован сигнализатор разности давлений. Питается система от сети напряжением 220 В, частотой 50 Гц.

Принцип измерения уровней верхнего и нижнего бьефов, а также перепада уровней на решетках основан на барботажном способе. Сжатый воздух подается в импульсные трубки датчиков (см. рис. 17.5) через влагоотделитель 10, воздушный фильтр 11 и дроссель 8. Выходной сигнал от датчика уровней 1 и 2 поступает на показывающие приборы уровней 4 и 5, на вход сумматора 3 и в схему коррекции мощности агрегатов по напору, а для поворотно-лопастных гидротурбин и в схему ограничения открытия направляющего аппарата.

На тех ГЭС, где нет опасности замерзания воды в бьефах, могут быть использованы буйковые электрические поплавковые датчики — уровнемеры.

Учет стока воды через водосбросные отверстия плотины осуществляется по расходу через эти отверстия, который для напорного режима определяется по формуле

$$Q = \mu \omega \sqrt{2gH_0}$$

где Q — расход, м³/с; μ — коэффициент расхода; ω — площадь сечения, м²; $H_0 = H + \frac{v_0^2}{2g}$; H — высота столба воды над центром отверстия, м; v_0 — скорость подхода воды к отверстию, м/с.

Для отверстий, работающих в безнапорном режиме, применяется формула

$$Q = mb \sqrt{2g} H^{3/2}$$

где m — коэффициент расхода при свободном переливе; b — ширина водопропускного отверстия в свету, м; H — высота столба воды над порогом водослива, м.

Промышленность не выпускает приборов, с помощью которых можно было бы автоматизировать процесс измерения и суммирования сбросных расходов через сооружения, поэтому расходные характеристики строятся расчетным путем для разных открытий затворов.

Открытие затвора можно измерять блоком сигнализации положения типа

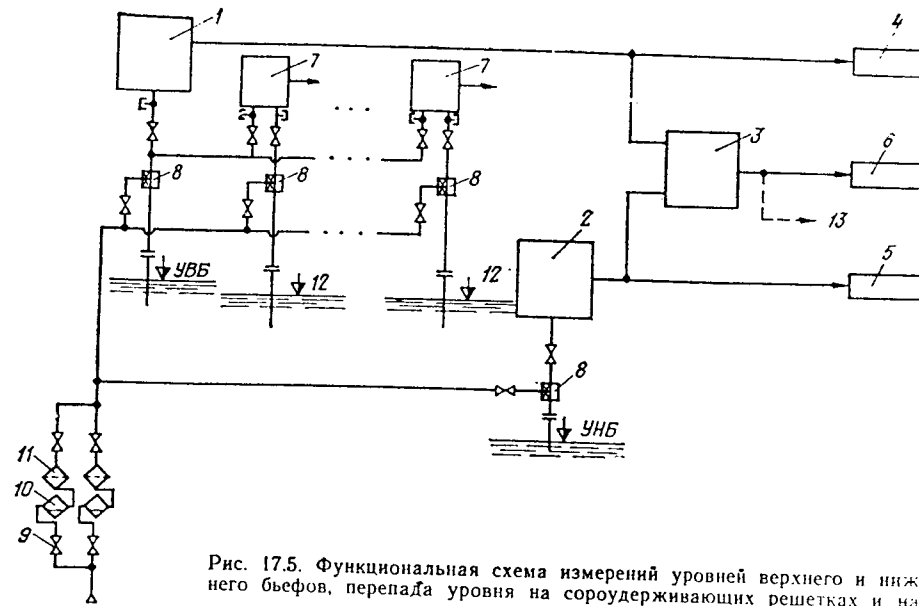


Рис. 17.5. Функциональная схема измерений уровней верхнего и нижнего бьефов, перепада уровня на сороудерживающих решетках и напора:

1 — датчик уровня верхнего бьефа; 2 — то же нижнего бьефа; 3 — сумматор; 4 — показывающий прибор уровня верхнего бьефа; 5 — то же нижнего бьефа; 6 — показывающий прибор напора; 7 — сигнализатор уровня; 8 — дроссель; 9 — вентиль тарельчатый; 10 — влагоотделитель; 11 — фильтр воздушный; 12 — уровень воды за решеткой; 13 — в схему корректировки ограничения мощности по напору

БСТП, предназначенным для преобразования положения выходного органа исполнительного механизма (привод затвора) в пропорциональный сигнал постоянного тока 0–5 мА. В качестве вторичного прибора-указателя используется миллиамперметр.

Для этой же цели может быть использован программный реверсивный счетчик типа Р5129. Этот датчик предназначен для измерения положения затворов с высокой точностью и выдачи информации в код-импульсной системе.

В последние годы крупные ГЭС оборудуются вычислительной техникой — АСУ ТП, с помощью которой обеспечивается полная автоматизация контроля стока воды через гидроэлектростанцию, как через гидротурбины, так и через водосбросные отверстия плотин.

Каждая гидроэлектростанция оборудуется устройством контроля температуры воды. Измерение следует производить в нижнем бьефе, где вода всегда перемешивается потоками из отсасывающих труб. Температура воды в верхнем бьефе может значительно меняться по глубине. В качестве приборов контроля температуры воды могут быть рекомендованы манометрические показывающие жидкостные термометры с электрическим выходным сигналом. В качестве вторичного прибора ис-

пользуется миллиамперметр, шкала которого градуируется в температурном измерении.

Унифицированный выходной сигнал датчика температуры может быть использован при автоматизации систем охлаждения оборудования.

На ряде гидроэлектростанций встречаются затруднения зимней эксплуатации, вызванные периодическим появлением шуги. Если не принимать меры борьбы с шугой, то она может вызвать полную остановку гидроэлектростанции.

Момент начала образования шуги необходимо обнаружить возможно раньше. Для этого могут применяться шугосигнализаторы, принцип действия которых основан на резком (более чем 2 раза) увеличении электропроводности воды при переходе из жидкого состояния в лед.

Для контроля энергетических характеристик гидромашин новых модификаций и гидродинамических свойств потока за рабочим колесом турбины на стенках проточной части устанавливаются пьезометры для отбора давления и датчики пульсации давления. Пьезометры, измеряющие давление на входе в спиральную камеру (обычно четыре), объединяются в осредняющее кольцо, в выходном сечении отсасывающей трубы пьезометры также объединяются в

АВТОМАТИЗАЦИЯ РАБОТЫ ГИДРОАГРЕГАТОВ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС И ГАЭС

18.1. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ АВТОМАТИЗАЦИИ

Все современные электростанции проектируются с учетом автоматизации их работы. Имеется в виду полная автоматизация работы гидроэнергетического и вспомогательного оборудования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций.

Основными целями автоматизации работы оборудования являются: повышение надежности эксплуатации; достижение максимальной оперативности управления; повышение эффективности использования оборудования путем автоматического выбора наиболее выгодного режима работы;

возможность включения оборудования ГЭС и ГАЭС в систему автоматического управления более высокого уровня (каскада, энергосистемы, объединенного диспетчерского управления региона и т. п.); освобождение персонала от постоянного наблюдения за состоянием оборудования и сокращение его численности.

Объектами автоматизации на ГЭС и ГАЭС являются: гидротурбины (насос-турбины), гидрогенераторы (двигатели-генераторы) с системой возбуждения, главные трансформаторы, генераторные и линейные выключатели тока, системы электрического питания собственных нужд и оперативного тока, системы технического и противопожарного водоснабжения, пневматическое хозяйство и другие узлы оборудования.

Помимо того, в некоторых случаях автоматизируется работа затворов водоприемных сооружений гидроагрегатов, затворов отверстий для пропуска мусора и наносов, льда и шуги, затворов холостых водосбросов и т. п.

В целях повышения качества эксплуатации ГЭС и ГАЭС оснащаются контрольно-измерительными приборами для контроля за режимом водотока и работой турбин, положением затворов плотин и других механизмов. Здесь применяются дистанционные показатели уровней и напора, расходомеры турбин, шугосигнализаторы, микроэлектротермометры, указатели-сигнализаторы засорения решеток и др.

Специальные устройства, которыми снабжаются напорные водоводы гидроэлектростанций, сигнализируют о повреждении водоводов и одновременно автоматически закрывают расположенные на их головных участках затворы.

Вопросы оснащения комплексами технических средств, используемых для авто-

матического управления основным гидросиловым оборудованием, рассмотрены в т. 1, гл. 9—11, 18. Техническое обеспечение АСУ ТП ГЭС освещается в гл. 19 настоящего тома.

Основные принципы, которых необходимо придерживаться при проектировании автоматизации гидромеханического оборудования ГЭС и ГАЭС, изложены ниже.

1. Гидроагрегат, находящийся в резерве, должен быть в постоянной готовности к автоматическому пуску, а устройство автоматики для этого должно поддерживать заданные параметры механизмов и узлов.

2. Пуск гидроагрегата должен производиться автоматически в минимальное время после подачи одного командного импульса, причем все промежуточные операции пуска должны происходить в определенной последовательности.

3. Перевод гидроагрегата из одного режима в другой должен производиться после подачи одного командного импульса в минимальное время.

4. Гидроагрегат и его вспомогательные механизмы должны работать без постоянного наблюдения и вмешательства дежурного персонала.

5. Работу гидроагрегата должны контролировать соответствующие устройства, автоматически включающие резервные механизмы и сигнализирующие о ненормальном функционировании отдельных узлов.

6. Нормальная остановка гидроагрегата должна осуществляться автоматически после подачи одного командного импульса, причем все промежуточные операции должны происходить в определенной последовательности; после остановки автоматические устройства гидроагрегата должны приводить в положение немедленной готовности и пуску.

7. Гидроагрегат должен быть снабжен защитными устройствами, сигнализирующими о неисправностях и останавливающими его при возникновении опасности аварии.

8. Помимо автоматического управления, гидроагрегат должен иметь ручное управление и приборы визуального контроля для опробования и наладки отдельных механизмов.

Автоматизированные электростанции имеют следующую структуру управления: задание режимов определяется диспетчером РЭУ или ОДУ, а для электростанций, работающих в каскаде, — диспетчером каскада;

оперативное управление технологическим процессом при наличии на ГЭС оперативного персонала осуществляется де-

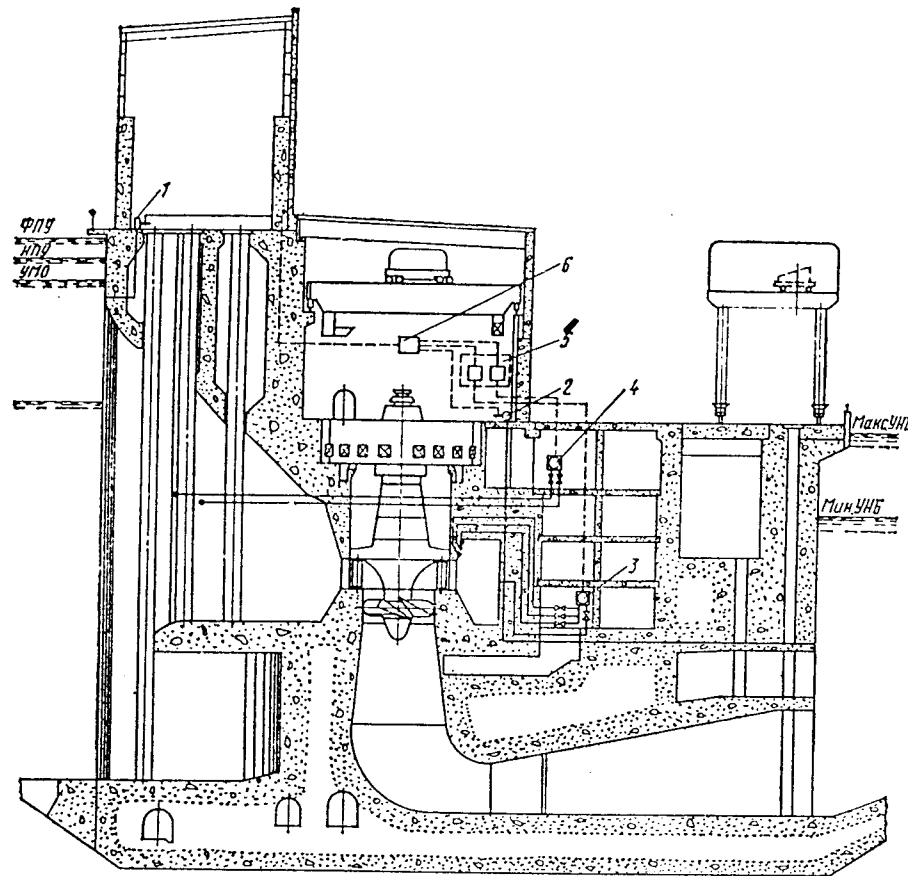


Рис. 17.6. Схема размещения контрольно-измерительной аппаратуры по водотоку

1 — измерение уровня верхнего бьефа; 2 — измерение уровня нижнего бьефа; 3 — измерение расхода воды через турбину; 4 — измерение перепада уровней на решетке; 5 — агрегатный щит; 6 — устройство связи с объектом

осредняющие трубы. Число пьезометров в выходном сечении отсасывающей трубы зависит от размеров этого сечения. Обычно расстояние между пьезометрами около 1,5 м.

Разность между давлением во входном сечении спиральной камеры и давлением в выходном сечении отсасывающей трубы — это напор нетто турбины. Измерение его производится, как правило, только во время натуральных испытаний, причем приборы стационарно не устанавливаются.

Обычно для этих измерений используются дифманометры различного типа, часто ртутные. Барботажный способ измерения в данном случае нельзя применить, поскольку он пригоден только для одного датчика — пьезометра, поэтому используется гидравлическая связь от осредняющих створов до манометров или до дифманометра.

Схема размещения комплекта приборов для измерения необходимых параметров режимов по водотоку приведена на рис. 17.6.

журным инженером (начальником смены) с центрального пункта управления (ЦПУ); начальник смены несет ответственность за правильную эксплуатацию работающего оборудования и сооружений в своей смене и за своевременность и правильность мероприятий по предупреждению и ликвидации аварий;

основное оборудование электростанций: гидроагрегаты, выключатели линий, автотрансформаторы и др. — может находиться в оперативном ведении диспетчера ОДУ.

Управление ГЭС мощностью до 200 МВт с числом агрегатов до четырех осуществляется, как правило, без вмешательства дежурного персонала, здесь может быть организовано дежурство на дому. В этом случае служебная квартира дежурного оборудуется средствами связи с диспетчером каскада или энергосистемы, а также вызывной аварийной и предупредительной сигнализацией.

Основные принципы автоматизации гидромеханического оборудования практически одинаковы для всех гидроэлектростанций и мало зависят от типа турбин и генераторов.

Гидроэлектрические станции бывают с постоянным дежурством оперативного персонала и без постоянного дежурства.

В первом случае на ГЭС предусматривается центральный пункт управления, где, как правило, размещаются средства централизованного управления агрегатами (пуск, остановка, регулирование) и элементами главной схемы электрических соединений (трансформаторами, выключателями линий электропередач и т. п.).

При отсутствии постоянного дежурства на ГЭС предусматривается пункт упрощенного централизованного управления и сигнализации.

В обоих случаях в машинном зале ГЭС располагаются средства поузлового управления отдельными технологическими системами гидроагрегата, обеспечивающие их опробование после ремонтов и при периодических проверках. Как правило, здесь устанавливаются панели электрооборудования регулятора частоты вращения гидромашин, электропанели управления маслонапорной установкой и электропанели автоматизации турбины.

Средства технологической автоматизации целесообразно размещать вблизи управляемых элементов оборудования. С этой целью гидромеханическую колонку управления регулятора частоты, маслонапорную установку, щит торможения иногда размещают в нижнем помещении (под машинным залом) на отметке входа в шахту турбины.

На ЦПУ выносятся сигнализация о неисправностях и об аварийном состоянии основных элементов ГЭС (гидроагрегаты, трансформаторы, линии электропередачи)

или групповые сигналы основных причин этих состояний, что позволяет принимать на ЦПУ оперативные решения. Если на ЦПУ вынесены только обобщающие сигналы, то предусматривается сигнализация по вызову, позволяющая расшифровать их причины.

На ГЭС без постоянного дежурства оперативного персонала предупредительные и аварийные сигналы транслируют на пункт вышестоящего уровня и в помещении, где может находиться персонал данного объекта, например дежурный на дому.

18.2. ОБЪЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ

Особенности гидромеханических схем автоматизации определяются:

типом и конструкцией гидротурбины или обратной гидромашин, регулятора частоты вращения, маслонапорной установочной системы регулирования, предтурбинного затвора;

системой охлаждения активных частей генератора;

системой смазки подпятника и подшипников гидроагрегата;

необходимостью отжатия воды из камеры рабочего колеса при работе гидроагрегата в компенсаторном режиме;

способом защиты гидроагрегата от разгона;

способом торможения;

системой возбуждения генератора;

способом подключения генератора к сети и пр.

Автоматизация подлежат следующие системы гидромеханического оборудования гидроагрегатного блока:

регулирования частоты вращения (с маслонапорной установкой);

смазки направляющего подшипника гидромашин;

поддачи воды к уплотнению вала;

удаления фильтрационной воды с крышки гидромашин;

удаления протечек масла в системе регулирования;

отжатия воды из камеры рабочего колеса гидромашин сжатым воздухом при работе в компенсаторном режиме, а также при пуске в насосный режим;

смазки подпятника и подшипников электрической машины (генератора, двигателя-генератора);

принудительной смазки подпятника при пуске и остановке гидроагрегата;

температурного контроля гидроагрегата;

торможения ротора гидроагрегата;

внутрипроводникового жидкостного охлаждения активных частей электрической машины;

охлаждения выпрямителей возбуждения электрической машины;

поддачи охлаждающей воды к воздухоохладителям и маслоохладителям гидроагрегата;

управления оперативным затвором водоприемника турбинного водовода;

управления предтурбинным затвором; управления затворами холостых выпусков воды у гидромашин;

сигнализации о засорении решеток водоприемника и о шугообразовании в реке; пожаротушения электрической машины.

Из общестанционного вспомогательного гидромеханического оборудования автоматизируются следующие объекты:

компрессорные установки для систем торможения, зарядки МНУ, компенсаторного режима, поддержания полынни перед гидротехническим оборудованием, питания воздушных выключателей и прочих технических нужд;

насосные установки для технического и противопожарного водоснабжения электростанции, откачки фильтрационной воды, откачки воды из проточной части гидромашин;

система охлаждения главных трансформаторов;

система водоподготовки обессоленной воды и некоторые другие системы.

При наличии дежурного персонала на гидроэлектростанции или на дому некоторые второстепенные, редко и непродолжительно работающие механизмы и устройства не автоматизируются, а снабжаются ручным или дистанционным управлением.

Возможны следующие технологические состояния агрегата ГЭС:

агрегат в остановленном состоянии, но в постоянной готовности к пуску;

пуск агрегата;

агрегат на холостом ходу без возбуждения;

агрегат на холостом ходу с возбуждением;

агрегат в состоянии перехода из режима в режим (промежуточное положение);

работа агрегата в генераторном режиме;

работа агрегата в компенсаторном режиме;

работа агрегата в генераторном режиме под запретом отключения от противоаварийной автоматизации;

работа агрегата на ручном индивидуальном управлении;

остановка агрегата из генераторного или компенсаторного режима;

аварийная остановка агрегата из генераторного или компенсаторного режима;

агрегат в ремонте.

Для гидроагрегата ГАЭС дополнительно к указанным выше возможны следующие технологические состояния:

работа агрегата в насосном режиме;

работа агрегата в компенсаторном режиме с насосным направлением вращения;

остановка агрегата из насосного режима;

перевод агрегата из насосного в турбинный режим и наоборот;

перевод агрегата из компенсаторного режима с насосным направлением вращения в такой же режим с турбинным направлением вращения.

Подробнее об управлении гидроагрегатами ГАЭС изложено в гл. 28, т. 1.

Пуск и работа в указанных режимах для всех агрегатов ГЭС и ГАЭС должна быть полностью автоматизирована. На случай системных аварий агрегаты должны пускаться в турбинном режиме в условиях отсутствия напряжения на шинах собственных нужд электростанции.

Ниже перечислены автоматические процессы, которые в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации должны обеспечиваться системой регулирования гидроагрегата:

пуск в остановку агрегата;

устойчивая работа во всех режимах; участие в регулировании частоты в энергосистеме;

плавное перемещение регулирующих органов при изменении нагрузки;

непревышение предельных значений частоты вращения и давления в проточном тракте при сбросах нагрузки;

ограничение открытия направляющего аппарата при изменениях напора;

изменение комбинаторной зависимости при изменении напора (для поворотно-лопастных гидромашин).

Пуск гидроагрегата и перевод из одного режима в другой осуществляется от одного соответствующего командного импульса. Пуск гидроагрегата должен быть блокирован при сработке или неисправности одной из защит, действующих на остановку гидроагрегата.

Действием защит или персоналом гидроагрегат должен быть немедленно остановлен в следующих случаях:

при снижении давления масла в системе регулирования гидромашин ниже допустимого предела;

при недопустимом снижении уровней масла в ваннах пяты и подпятника, сливном баке и гидроаккумуляторе МНУ;

при повышении температуры любого из сегментов подпятника и подшипников сверх допустимого предела;

при прекращении поддачи воды на смазку турбинного подпятника и отказе резервного источника;

при повышении частоты вращения гидроагрегата сверх допустимой при сбросах нагрузки;

при выходе из строя системы управления лопастями поворотно-лопастных гидромашин;

при обнаружении пожара в электрической машине;

при перегреве циркуляционной воды в системе внутрипроводникового жидкостного охлаждения электрической машины.

Рис. 18.1. Графические обозначения элементов на гидромеханических схемах

1 — открытый клапан; 2 — закрытый клапан; 3 — открытая задвижка; 4 — закрытая задвижка; 5 — открытый кран; 6 — закрытый кран; 7 — трехходовой кран; 8 — угловой кран; 9 — обратный клапан; 10 — клапан редукционный; 11 — клапан постоянного давления; 12 — предохранительный клапан; 13 — предохранительный угловой клапан; 14 — шайба дроссельная; 15 — приемный клапан; 16 — дроссельный клапан; 17 — бак под атмосферным давлением; 18 — вакуумный бак; 19 — бак; 20 — бак; 21 — бак; 22 — бак; 23 — бак; 24 — бак; 25 — бак; 26 — бак; 27 — бак; 28 — бак; 29 — бак; 30 — бак; 31 — бак; 32 — бак; 33 — бак; 34 — бак; 35 — бак; 36 — бак; 37 — бак; 38 — бак; 39 — бак; 40 — бак; 41 — бак; 42 — бак; 43 — бак; 44 — бак; 45 — бак; 46 — бак; 47 — бак; 48 — бак; 49 — бак; 50 — бак; 51 — бак; 52 — бак; 53 — бак; 54 — бак; 55 — бак; 56 — бак; 57 — бак; 58 — бак; 59 — бак; 60 — бак; 61 — бак; 62 — бак; 63 — бак; 64 — бак; 65 — бак; 66 — бак; 67 — бак; 68 — бак; 69 — бак; 70 — бак; 71 — бак; 72 — бак; 73 — бак; 74 — бак; 75 — бак; 76 — бак; 77 — бак; 78 — бак; 79 — бак; 80 — бак; 81 — бак; 82 — бак; 83 — бак; 84 — бак; 85 — бак; 86 — бак; 87 — бак; 88 — бак; 89 — бак; 90 — бак; 91 — бак; 92 — бак; 93 — бак; 94 — бак; 95 — бак; 96 — бак; 97 — бак; 98 — бак; 99 — бак; 100 — бак.

при прекращении ее циркуляции после неуспешной попытки включения резервного насоса;

при нагреве верхних слоев масла в баке трансформатора;

в других случаях, диктуемых особенностями конструкции гидроагрегата и другого оборудования и гидроагрегатного блока.

При сбоях в работе отдельных механизмов оборудования, не требующих немедленной остановки гидроагрегата, включается предупредительная сигнализация. При аварийном же состоянии указанных устройств поступает команда на остановку гидроагрегата с одновременным включением аварийной сигнализации о каждом аварийном состоянии отдельно.

В некоторых случаях (например, при прекращении циркуляции масла или охлаждающей воды в системе охлаждения трансформатора, прекращении подачи охлаждающей воды через теплообменники при внутриводниковом жидкостном охлаждении электрической машины) автоматически снижается нагрузка до заранее установленного значения с одновременным включением сигнализации.

Средства управления гидроагрегатом

обычно группируются в следующих шкафах и колонках:

щите управления, автоматизации и сигнализации гидроагрегата, в составе шкафов управления турбиной и генератором, шкафа электрооборудования и гидромеханической колонки регулятора частоты вращения, шкафов управления вспомогательными механизмами турбины и генератора, шкафа теплоконтроля, шкафа бесперебойного питания переменного и постоянного тока;

щите релейной защиты генератора; шите возбуждения генератора; шите релейной защиты главных трансформаторов;

пульте управления МНУ; шкафу торможения генератора; шкафах местного управления отдельными механизмами турбины и генератора.

18.3. УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ НА СХЕМАХ АВТОМАТИКИ ГИДРОАГРЕГАТА

На рис. 18.1 показаны графические и буквенные обозначения, предписанные действующими стандартами для гидравлических и пневматических схем.

Глава 19

ОСНОВЫ ПОСТРОЕНИЯ АСУ ТП ГЭС И ГАЭС

19.1. ПРЕДПОСЫЛКИ СОЗДАНИЯ АСУ ТП ГЭС И ГАЭС

В 70-х годах в СССР было создано и начало применяться гидроэнергетическое оборудование большой единичной мощности. Конструкция современных гидроагрегатов предусматривает предельное использование активных материалов, что в свою очередь требует жесткого соблюдения технологических режимов эксплуатации. Для мощных гидрогенераторов с непосредственным охлаждением обмотки статора, оснащенных тиристорной системой возбужде-

ния с водяным охлаждением, существенно расширяется номенклатура вспомогательного оборудования и объем контролируемых параметров.

Контроль за параметрами и режимами работы оборудования требует от оперативного персонала больших затрат времени. В современных условиях традиционные средства сбора и представления информации эксплуатационному персоналу (блинкеры, расшифровка на световых табло, измерительные приборы) явно оказываются недостаточными. Эксплуатационный персонал необходимо обеспечить современными

средствами обработки и представления информации о работе и состоянии оборудования, что необходимо для оперативного управления режимами работы, так и для ликвидации аварийных ситуаций. Это достигается применением управляющих вычислительных комплексов (УВК), которые за счет использования более сложных алгоритмов контроля параметров по сравнению с традиционными средствами позволяют повысить точность контроля и значительно улучшить прогнозирование и предупреждение аварий. Большой объем автоматически обрабатываемой информации при создании соответствующих алгоритмов сопоставления различных параметров (вибрационного, температурного контроля) позволяет создать систему диагностики состояния оборудования.

На гидроэлектростанциях управление основным и вспомогательным оборудованием осуществляется, как правило, автоматически с помощью локальных устройств. Однако управление этими устройствами, выбор их настройки, согласование их работы определяется оперативным персоналом в процессе работы и может не отвечать оптимальным условиям ведения технологического процесса из-за субъективности принятых решений. Кроме того, такое управление приводит к излишней нагрузке оперативного персонала. Для многоагрегатных ГЭС с оборудованием большой единичной мощности оптимальный выбор числа и состава работающих гидроагрегатов связан с необходимостью переработки большого количества информации, включающей в себя как сигналы датчиков состояния и контроля основного и вспомогательного оборудования, так и требуемые параметры режима: активная и реактивная мощность, частота, напряжение, температура и др. Выполнять локальные средства автоматизации, удовлетворяющие условиям оптимального ведения режима, нецелесообразно, а подчас просто невозможно из-за громоздкости и сложности технических решений. Передача этих функций управления АСУ ТП позволяет вести режим работы оптимальным образом с учетом индивиду-

дуальных особенностей гидроагрегатов и технико-экономических критериев.

Централизация энергоснабжения в СССР в известной мере повлияла на централизацию управления энергосистемами и централизацию управления ГЭС и ГАЭС. Особенно это видно на примере управления каскадами, где управление электростанциями осуществляется с одной (опорной) ГЭС. Современные энергосистемы предъявляют высокие требования к оперативному управлению режимом работы гидроэлектростанций. Как правило, требуется обеспечение воздействия от одной команды на изменение режима всех или группы агрегатов ГЭС. Кроме того, обеспечение оперативной информацией верхнего (по отношению ГЭС) уровня требует централизованного сбора, обработки информации самой ГЭС. Реализация требований к системам контроля и централизованного управления режимами работы оборудования и его состояния возможна с помощью ЭВМ, обеспечивающих высокий уровень надежности управления и экономичность построения систем управления.

В единой энергетической системе (ЕЭС) СССР крупные объединенные энергосистемы связаны линиями электропередачи. Часто пропускная способность линий электропередачи ограничена, поэтому очень важно надежно контролировать переток энергии, сохраняя предел допустимой устойчивости параллельной работы энергосистем. Нарушение этого условия может привести к тяжелым авариям, недоотпуску электроэнергии потребителям и большим материальным затратам.

ГЭС и ГАЭС, как известно, являются наиболее маневренными источниками электроснабжения в энергосистемах. Создание АСУ ТП, позволяющих использовать маневренность ГЭС и ГАЭС, а также обеспечивать оптимальные режимы их работы, является в настоящее время актуальной задачей. Эти системы должны работать в следящем режиме, т. е. иметь информацию о текущем режиме работы энергосистемы: о перетоках активной и реактивной мощности по ВЛ, уровне напряжения, состоянии основного оборудования электростанции, о вырабатываемой ею мощности в текущий момент.

Объединение энергосистем и создание ЕЭС СССР потребовало надежной системы оперативного диспетчерского управления энергетикой. Для реализации такого управления требуются определенные технические средства, обеспечивающие сбор, обработку, передачу и представление диспетчеру информации о состоянии контролируемой им энергосистемы. Если до объединения энергосистем использовались простейшие шты управления и обычные средства связи (телефон), то в настоящее время с увеличением объема информации при ограниченном времени на ее перера-

ботку, а также в связи с возросшими требованиями к правильному (оптимальному) ведению режима работы энергосистем возникла необходимость дополнить традиционные диспетчерские средства управления современными вычислительными машинами.

В электроэнергетике СССР внедряются автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ) и создается отраслевая автоматизированная система управления (ОАСУ) «Энергия», обеспечивающая управление всей отраслью по иерархическому принципу. Эта система построена как многоуровневая, где низшим уровнем является АСУ ТП электростанции.

Структурная схема оперативного управления ОАСУ «Энергия» приводится на рис. 19.1.

19.2. НАЗНАЧЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ, РЕШАЕМЫЕ СИСТЕМОЙ

Основным назначением АСУ ТП является повышение надежности электроснабжения и экономичности работы энергосистемы, увеличение выработки электроэнергии на ГЭС, повышение надежности работы оборудования и всей ГЭС или ГАЭС в целом, облегчение условий работы персонала, повышение производительности труда и культуры производства.

Автоматизированная система управления технологическим процессом ГЭС или ГАЭС является низшим звеном автоматизированной системы управления всей отраслью. АСУ ТП получает задания и выдает необходимую информацию на верхний уровень АСУ, обеспечивает оптимальный режим работы энергосистемы. Критерием эффективности АСУ ТП является обеспечение надежности и качества электроэнергии за счет оперативности энергосистемы, снижение удельных затрат водных ресурсов на 1 кВт·ч выработанной электроэнергии и снижение ее себестоимости.

Задачи, решаемые АСУ ТП, можно условно разделить на задачи оперативно-технологического управления и задачи текущей эксплуатации. Для успешного решения этих задач необходимо получать большой объем информации, осуществлять его переработку, производить взаимовязку работы различного технологического оборудования. Это трудно осуществить с помощью традиционных средств управления (реле, аналоговых устройств и т. д.). Необходимо использование управляющих вычислительных машин (УВМ), которые обеспечивают сбор и быструю обработку большого объема информации (десятилетия тысяч дискретных и аналоговых сигналов).

Большое быстродействие УВМ (несколько сотен тысяч операций в 1 с) позволяет решать задачи, которые были недоступны традиционным средствам управления, например управление в аварийных и послеаварийных режимах, оптимальное

ведение режима работы ГЭС и ГАЭС и др. Большой объем оперативной памяти позволяет осуществить прогнозирование работы оборудования и контроль состояния гидротехнических сооружений, статическую обработку измеряемых параметров, документировать и передавать уже обработанные данные на верхний уровень АСУ для последующего анализа работы всей энергосистемы. Современные УВМ позволяют расширять технические и информационные ресурсы вычислительного комплекса.

Задачи, решаемые АСУ ТП, по функциональному признаку можно объединять в следующие основные группы подсистем: информационного обеспечения; оперативно-технологического управления; производственно-технологического управления.

К первой группе относятся задачи сбора, обработки и отображения информации, связи оператора с УВМ, а также связи с верхним уровнем АСУ ТП.

Ко второй группе относятся задачи, непосредственно связанные с формированием и реализацией управляющих воздействий.

К третьей группе относятся задачи диагностики состояния оборудования и формирования отчетной документации.

Функциональная структура АСУ ТП ГЭС представлена на рис. 19.2. Она включает в себя все подсистемы, которые реализуются в АСУ ТП ГЭС или ГАЭС.

19.3. ГРУППА ПОДСИСТЕМ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Для решения всех задач управления АСУ ТП необходимо организовать сбор технологической информации, включающий первичный опрос датчиков (с оптимальным временем опроса и по определенному алгоритму) и последующую обработку этой информации с обязательной проверкой ее на достоверность.

Обеспечение технологической информацией осуществляется двумя подсистемами: подсистемой сбора и обработки аналоговой технологической информации и подсистемой сбора и обработки дискретной технологической информации.

Подсистема сбора и обработки аналоговой технологической информации осуществляет:

- опрос датчиков аналоговых сигналов и ввод информации в управляющий вычислительный комплекс;

- проверку достоверности введенной информации;

- отображение и регистрацию сообщений о выходе параметров за допустимые пределы;

- сглаживание отдельных параметров в соответствии с требованиями технологических подсистем;

- формирование массивов достоверной аналоговой технологической информации.

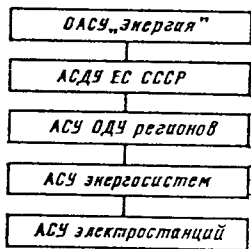


Рис. 19.1. Структурная схема оперативного управления ОАСУ «Энергия»

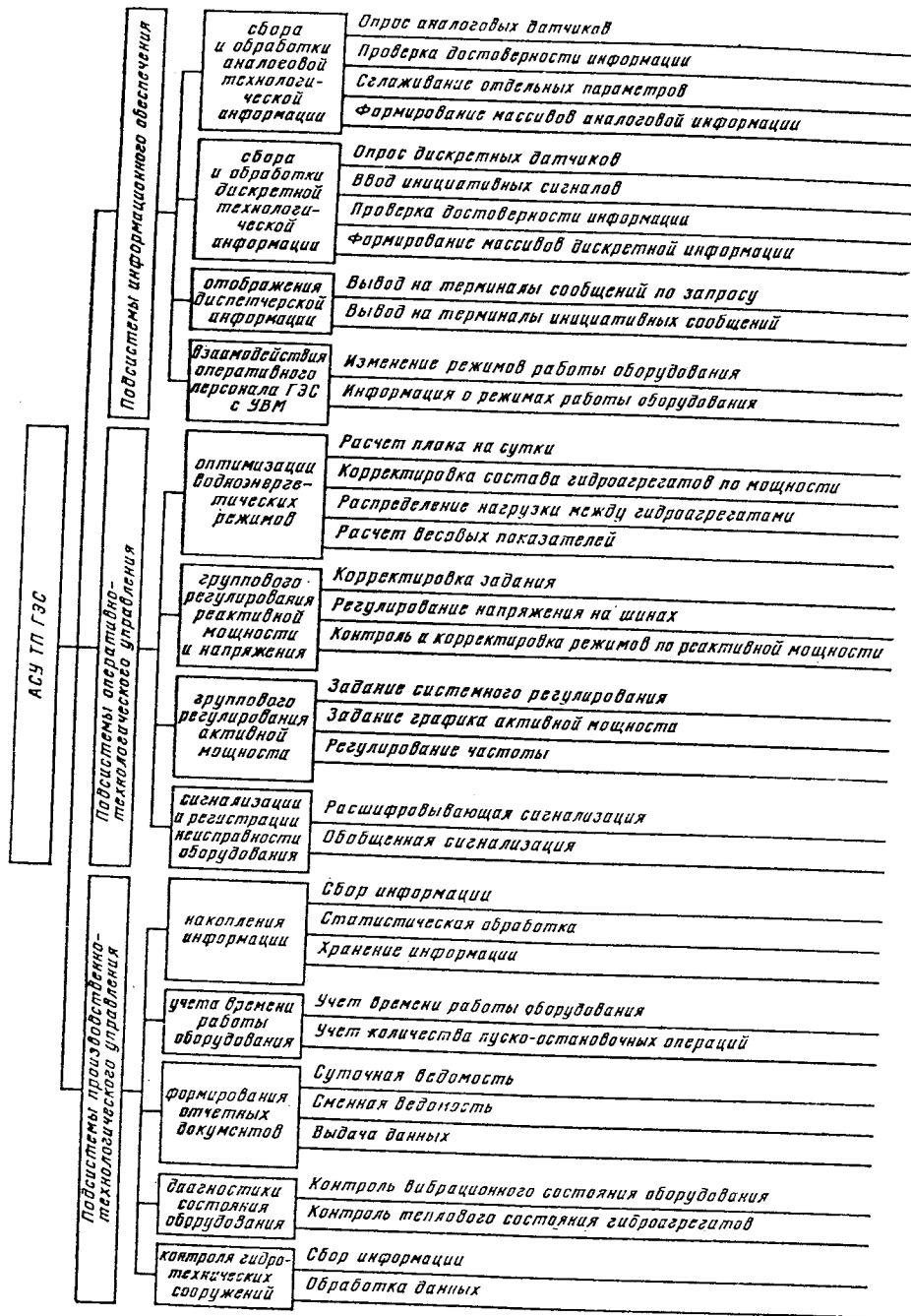


Рис. 19.2. Принципиальная функциональная структура АСУ ТП ГЭС, ГАЭС

Подсистема регулярно формирует и обновляет массивы достоверной аналоговой информации о параметрах режима оборудования и ГЭС в целом. Аналоговая информация вводится в УВМ с помощью преобразователей, имеющих стандартный выход 0—5 мА или 0—10 В, а также преобразователей, имеющих цифровой выход и сопрягающихся с соответствующим типом УВМ.

В реальных каналах сбора и преобразования информации могут возникать искажения, вызванные всякого рода помехами или недостаточной надежностью аппаратуры. Это предъявляет дополнительные требования к первичной обработке сигналов, поступающих от датчика аналоговых параметров. Проверка достоверности введенной аналоговой информации осуществляется в зависимости от типа сигнала следующими возможными способами:

оценкой взаимного соответствия однотипных величин (таким образом проверяется на равенство мощность гидроагрегатов или производится корректировка активной мощности);

контролем допустимых изменений параметров технологического процесса (выход самого параметра и скорости его изменения за допустимые границы).

Проверка достоверности по скорости изменения параметра производится путем сравнения значений, введенных в УВМ в смежных циклах опроса.

Проверка параметра производится по формуле

$$(A_{ii} - A_{ii-1}) \leq \Delta A,$$

где A_{ii} — текущее значение параметра; A_{ii-1} — значение параметра, измеренное в предыдущем цикле; ΔA не должно превышать для напряжения 2%, для тока 5%, для мощности 1%.

При выявлении недостоверности в пяти смежных циклах опроса (период опроса равен 2 с) по формулам производится сравнение введенных величин с расчетными. При этом все задачи используют последнее достоверное значение данного параметра. Результаты выполненных измерений усредняются в целях исключения низкочастотных помех или получения сглаженных значений режимных параметров.

Формула сглаживания имеет вид

$$J_{\tau} = J_{\tau-1} + k(X - J_{\tau-1}),$$

где J_{τ} — текущее сглаженное значение; $J_{\tau-1}$ — значение параметра, сглаженное на предыдущем цикле опроса; k — значение коэффициента экспоненциального сглаживания, соответствующее данному параметру (k выбирается в пределах от 0 до 1); X — текущее измеренное значение параметра.

Подсистема сбора и обработки дискретной технологической информации обес-

печивает:

ввод инициативных сигналов по прерываниям от модулей ввода инициативных сигналов;

ввод по инициативе УВМ пассивных сигналов датчиков, подключенных к модулям ввода дискретных сигналов;

ввод число-импульсных сигналов (например, счетчиков энергии) как по инициативе УВМ, так и по инициативе датчиков, подключенных к модулям ввода число-импульсных сигналов;

программный контроль достоверности введенной дискретной технологической информации;

периодический контроль модулей ввода дискретных сигналов;

выдачу и регистрацию сообщений о неисправности устройств ввода дискретной информации.

В качестве датчиков для ввода дискретной технологической информации используются:

устройства релейной защиты и технологической автоматики;

кнопки, кнопки и другие органы управления, которыми оперирует эксплуатационный персонал;

устройства телемеханики дальнего или ближнего действия.

Подсистема отображения диспетчерской информации о работе ГЭС включает в себя вывод на терминалы связи с оператором (дисплей) алфавитно-цифровых текстовых сообщений о ходе протекания технологического процесса, таблиц режимных параметров основного оборудования (генераторы, трансформаторы и др.), мнемосхемы главных цепей первичной коммутации или отдельных ее частей.

Управляющий вычислительный комплекс в своем составе обычно имеет цветные и черно-белые алфавитно-цифровые дисплеи, устройства печати, осуществляющие информацию о работе ГЭС в наиболее полной и удобной для оперативного персонала форме. Вывод информации осуществляется как автоматически (при любых изменениях состояния основного оборудования), так и по запросам оперативного персонала. Автоматическое отображение технологической информации включает: индикацию на экране дисплея и регистрацию на печатающем устройстве текстового сообщения о любом аварийном или предупреждающем сигнале как при его появлении, так и при его исчезновении; индикацию и регистрацию операций с основным оборудованием (вывод текстовых сообщений о фактах пуска, остановки гидроагрегатов и т. п.).

При автоматической регистрации каждого события или группы одновременных событий обязательно вначале печатается текущая дата и время.

Отображение информации по запросу оператора осуществляется на терминале одним из способов, определяемых типом

запроса или указанных в запросе: индикацией на экране дисплея таблиц режимных параметров, данных о выработке электроэнергии, результатов расчетов водно-энергетических показателей, мисемосхемы главных цепей первичной коммутации или отдельных ее частей, информации о наличии на электростанции аварийных и предупредительных сигналов; выводом на печать отчетных документов о работе ГЭС, а также информации, находящейся на экране дисплея.

Подсистема взаимодействия оперативного персонала ГЭС с УВМ позволяет оперативному персоналу воздействовать на ход технологического процесса ГЭС и получать необходимую информацию о режимах работы и составе оборудования. Подсистема обеспечивает:

изменение режима работы ГЭС или отдельных ее элементов по директивам, задаваемым оперативным персоналом с функционального пульта оператора (дежурного инженера ГЭС);

получение информации о режимах работы и составе оборудования по командам, задаваемым оперативным персоналом.

В состав технических средств взаимодействия персонала ГЭС с УВМ входит: алфавитно-цифровые и графические дисплеи;

устройства печати; клавиатуры функциональные и буквенно-цифровые; устройства ввода и вывода с перфоленты.

Пользователями информации о параметрах технологического процесса и состоянии оборудования являются:

дежурный инженер ГЭС; дежурный машинного зала; оперативный и эксплуатационный персонал, производящий работы на высоковольтных распределительных устройствах; работники производственно-технического отдела;

главный инженер ГЭС.

Особое место занимает оператор УВК, которому, кроме технологической, доступна информация, характеризующая состояние и работоспособность всей вычислительной, в том числе программной, системы. Дежурный инженер электростанции должен иметь возможность получать полную информацию о режимах и состоянии всего оборудования ГЭС. Кроме того, он является единственным лицом, которое может вмешиваться в работу управляющей системы по изменению режимов и состояния оборудования.

Дежурный машинного зала должен получать полную информацию о режимах и состоянии гидроагрегатного оборудования, расположенного в машинном зале ГЭС и на территории, примыкающей к машинному залу.

Оперативный или эксплуатационный персонал, производящий работы на рас-

пределительных устройствах, должен получать информацию о режимах и состоянии оборудования, расположенного на соответствующем устройстве.

Работники производственно-технического отдела должны получать обобщенную статистическую информацию о работе оборудования, о водных режимах работы ГЭС, об использовании основного оборудования и т. п.

Главный инженер ГЭС должен получать обобщенную информацию о работе и режимах оборудования, а также статистическую и справочную информацию, характеризующую состояние ГЭС и ее оборудования.

Каждый из рассмотренных пользователей технологической и производственной информации должен иметь средства общения с УВМ, расположенные на его рабочем месте, а также возможность получения интересующих его данных в любой момент времени независимо от остальных пользователей.

19.4. ГРУППА ПОДСИСТЕМ ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Подсистема оптимизации водноэнергетических режимов и выбора рационального состава гидроагрегатов предназначена для оптимизации внутростанционных режимов и в общем виде обеспечивает выбор числа и состава агрегатов для оптимального управления ГЭС. Критерием является минимум расхода воды за весь период оптимизации. Подсистема выполняет следующие функции:

расчет плана на предстоящие сутки; корректировка состава гидроагрегатов по активной мощности; корректировка состава гидроагрегатов по реактивной мощности; контроль резерва активной мощности; распределение нагрузки между гидроагрегатами;

расчет «весовых» показателей.

Все функции, кроме расчета плана, реализуются в ходе технологического процесса.

Расчет плана. Планирование состава гидроагрегатов, работающих в генераторном режиме, производится с суточной заблаговременностью по заданному плановому графику. Расчет осуществляется один раз в сутки. Рассчитанный план выводится на печать и запоминается в памяти УВМ, откуда с наступлением новых суток переходит в управляющие параметры, по которым осуществляется отработка плана. Наличие предварительного плана использования оборудования позволяет оперативному персоналу своевременно выполнять подготовительные операции к пуску или остановке гидроагрегатов, планировать их текущие осмотры.

Корректировка состава гидроагрегатов по активной мощ-

ности. Плановый график нагрузки часто является лишь прогнозом, поэтому фактическая мощность ГЭС может значительно отличаться от запланированной. Осуществляется корректировка состава и режима гидроагрегатов в темпе технологического процесса, если нагрузка ГЭС отличается от плановой.

Контроль фактических параметров производится с периодичностью 15—20 мин с усреднением мощности за этот период. При отклонении фактической мощности от плановой сверхдопустимых значений производится корректировка режима и состава гидроагрегатов.

Корректировка состава гидроагрегатов по реактивной мощности осуществляется для выбора их работы в режиме синхронных компенсаторов (СК). Требование на пуск или остановку агрегата в режиме СК выставляет подсистема группового регулирования реактивной мощности. Корректировка производится периодически по сигналу таймера или по вызову от подсистемы группового регулирования реактивной мощности.

Контроль оперативного резерва активной мощности ГЭС служит для ускоренного выбора включаемых агрегатов при дефиците резервов и выдачи сообщений дежурному инженеру о наличии дефицита резерва. Периодичность контроля около 4 мин.

Подсистема обеспечивает оптимальное распределение нагрузки между агрегатами ГЭС при заданном составе агрегатов по условию минимума суммарного расхода воды. Индивидуальные нагрузки агрегатов преобразуются в относительные коэффициенты и в таком виде передаются в подсистему группового регулирования активной мощности, в контур непосредственного управления.

Для формализации учета срабатывания предупреждающих защит каждой предупреждающей защите присваивается свой «весовой» показатель. Возможность формализации дает применение «весового» ранжирования каждой защиты из всего рассматриваемого списка предупреждающих защит. Учет срабатывания защит ведется только на работающих агрегатах, поэтому полученные суммарные показатели будут отражать целесообразность останова одного из них в случае необходимости его отключения.

Запуск задания осуществляется от таймера с заданной периодичностью (1 раз в 30 мин).

Подсистема группового регулирования активной мощности предназначена для оптимального распределения нагрузки между агрегатами [когда регулирование частоты и управление ГЭС по активной мощности осуществляются от специализированных устройств — центральных задатчиков активной нагрузки (ЦЗАН)], или для пря-

мого цифрового регулирования активной мощности ГЭС. Подсистема выполняет следующие функции:

прием, обработку задания системного управления;

прием значений плановой мощности в соответствии с графиком нагрузки;

прием ручной корректировки мощности ГЭС, задаваемой с функциональной клавиатуры;

согласование и суммирование всех заданий;

регулирование частоты на шинах ГЭС с заданным статизмом;

оптимальное распределение суммарного задания нагрузки между работающими агрегатами ГЭС.

Кроме того, подсистема обеспечивает выдачу информации оперативному персоналу ГЭС о невозможности отработки задания мощности и о необходимости изменения состава агрегатов, а также о реализации заданий и возникающих неисправностях, выявляемых программным путем.

В реализации заданий подсистемы участвуют следующие технические средства: комплекс технических средств (КТС) АСУ ТП;

электрогидравлические регуляторы частоты вращения гидротурбин;

устройство автоматки гидроагрегатов, обеспечивающее выдачу необходимой дискретной информации;

измерительные преобразователи, обеспечивающие информацию об активной мощности гидроагрегата.

Функциональная структура подсистемы приведена на рис. 19.3.

Подсистема группового регулирования реактивной мощности и напряжения предназначена для поддержания заданного уровня напряжения на шинах ГЭС и обес-

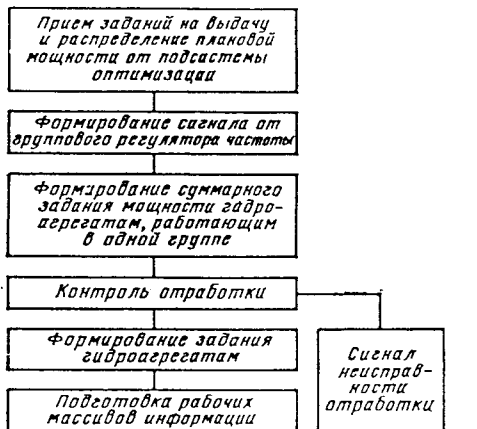


Рис. 19.3. Принципиальная функциональная структура подсистемы группового регулирования активной мощности

печения желаемого распределения реактивных нагрузок между агрегатами ГЭС, а также для осуществления контроля за отклонением режимных параметров работающих агрегатов от заданных значений в допустимых пределах и выполняет следующие функции:

определение запасов реактивной мощности как по выработке, так и по потреблению;

анализ запасов реактивной мощности ГЭС и определение возможности останова из режима синхронного компенсатора или необходимости пуска агрегата в режим синхронного компенсатора;

анализ уровня напряжения шин и определение заданного уровня напряжения шин с учетом ограничений по генераторам; поддержание заданного уровня напряжения шин;

определение требуемого закона распределения реактивных нагрузок между агрегатами для данного режима;

выдача управляющих воздействий на изменение уставок напряжения автоматического регулятора возбуждения (АРВ);

контроль режимных параметров генераторов напряжения и тока статора, тока ротора, активной и реактивной мощности; управление режимами ГЭС в случае отклонения параметров от допустимых;

управление режимами ГЭС при вступлении в действие ограничителей минимального возбуждения (ОМВ) генераторов или ограничителей перегрузки (ОП) по току ротора;

контроль за работой АРВ;

контроль точности поддержания уровня напряжения на шинах ГЭС и распределение реактивных нагрузок между агрегатами.

По результатам контроля режима подсистема выполняет корректировку режимов отдельных агрегатов и при необходимости вызывает работу других подсистем.

Подсистема сигнализации и регистрации неисправностей оборудования обеспечивает персонал полной своевременной и достоверной информацией о состоянии технологического оборудования и технологического процесса на ГЭС.

В зависимости от назначения и объема информации сигнализация о неисправностях оборудования может быть разделена на две основные группы: обобщенная сигнализация и расшифровывающая сигнализация.

Обобщенная сигнализация указывает элемент, на котором возникла неисправность, осуществляет разделение сигналов на аварийные и предупреждающие. Сигнализация сопровождается звуковым и световым сигналами.

Расшифровывающая сигнализация указывает конкретно неисправности на элементе и также делится на аварийную и предупреждающую. Подсистема выявляет все возникающие (ущедшие) сигналы

в порядке их появления (исчезновения) с разрешающей способностью не менее 20—50 мс.

19.5. ГРУППА ПОДСИСТЕМ ПРОИЗВОДСТВЕННО- ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Задачи подсистем производственно-технологического управления не связаны непосредственно с оперативным управлением технологическим процессом и являются информационными. Подсистемы подготавливают необходимую информацию для персонала ГЭС, на основании которой персонал может принимать решения.

Задача «Накопление» обеспечивает сбор, хранение информации о технологическом процессе, ее статистическую обработку за длительный период времени. В задаче «Накопление» информация хранится за один и более суток.

Задача «Учет» служит для учета времени работы гидроагрегатов в различных режимах, подсчета и регистрации пуска-остановочных операций и операций перевода гидроагрегатов из одного режима в другой, автоматического контроля числа операций с выключателями, учета времени работы вспомогательного оборудования (компрессоров, насосов и т. п.).

По запросу задача выдает в любой момент времени эти данные за заданный период.

Задача также выдает отдельное сообщение о превышении допустимого числа часов работы оборудования и числа операций, производимых с ним.

Задача «Формирование отчетных документов» осуществляет формирование и выдачу следующих документов:

суточной ведомости 1 раз в сутки;
сменной ведомости 1 раз в смену;
отчета о работе ГЭС за 1 мес;
акта выработки электроэнергии за 1 мес.

Накопление информации можно осуществлять за месяц, год с начала эксплуатации. Задача обеспечивает возможности выдачи данных по запросу в любое время в виде одной из таблиц, входящих в перечисленные выше документы и содержащих сведения за заданный промежуток времени.

Задача «Диагностика». Одним из наиболее эффективных способов повышения эксплуатационной надежности оборудования электростанций является создание систем диагностики дефектов конструктивных узлов генераторов и турбин, а также вспомогательного оборудования на ранних стадиях их возникновения. Диагностика неисправностей гидроагрегатов должна содержать комплексную оценку состояния оборудования. Решение задачи позволяет снизить число отказов, уменьшить время вынужденного простоя, увеличить время между текущими и капитальными ремон-

тами оборудования, увеличить срок службы оборудования, улучшить оперативность управления оборудованием.

Диагностика оборудования выполняется по результатам контроля механического состояния (вибрационная диагностика) и результатам контроля теплового состояния оборудования. Разработаны устройства контроля вибрационного состояния (УКВС), позволяющие контролировать вибрационное состояние основных узлов гидроагрегата (для гидроагрегатов — стальные конструкции, опорные конструкции, обмотки статора и т. д.). Эти данные могут быть введены в УВМ для накопления и дальнейшей обработки. Разработаны и изготовляются устройства теплового контроля, позволяющие измерять температуру узлов гидроагрегата и вводить эти данные для обработки в УВМ. Научно-производственное объединение «Импульс» изготавливает модули УВМ, обеспечивающие температурный контроль гидроагрегата.

Разработки подсистемы диагностики электрических машин ведут ряд организаций (ВНИИЭ, ЛПЭО «Электросила» и др.).

Задача «Контроль состояния гидротехнических сооружений» связана с опросом большого числа датчиков, расположенных в теле плотины и большим числом геодезических наблюдений и весьма трудоемкой камеральной обработкой измерений.

Задача контроля гидротехнических сооружений осуществляется:

установку датчиков контроля за состоянием гидротехнических сооружений, сигналы которых могут быть введены в УВМ;

автоматизацию сбора информации с этих датчиков;

автоматизацию камеральной обработки с использованием УВМ АСУ ТП или отдельной ЭВМ.

19.6. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АСУ ТП ГЭС

Одним из основных моментов при разработке АСУ ТП ГЭС является выбор комплекса технических средств, обеспечивающих решение задач управления технологическим процессом. Такой комплекс должен включать управляющую вычислительную машину, датчики измеряемых параметров режима и состояния оборудования, измерительные преобразователи, а также ряд вспомогательных устройств, облегчающих контроль и диагностику работы системы в целом.

Комплекс технических средств АСУ ТП гидроэлектростанций должен удовлетворять следующим требованиям:

обладать высокой надежностью, что особенно важно для решения оперативно-технологических задач управления;

иметь достаточную номенклатуру устройств связи с объектом, обеспечивающих ввод всех типов сигналов, формируе-

мых датчиками состояния, положения и режимов оборудования ГЭС, а также вывод управляющих и регулирующих воздействий в схемы станционной автоматики; иметь достаточную номенклатуру терминалов, обеспечивающих надежную связь оперативного персонала с УВМ;

иметь высокую ремонтпригодность и развитую систему диагностики;

допускать возможность тиражирования принятых технических решений для других ГЭС, оснащаемых аналогичными системами; иметь развитую систему внутреннего математического обеспечения, дающую широкие возможности управления вычислительным процессом, а также работу системы в реальном масштабе времени.

Указанным требованиям удовлетворяют современные УВМ третьего поколения.

В общем случае управляющая вычислительная машина состоит из нескольких функциональных устройств.

Процессор, выполняющий логические и арифметические операции, управляет работой всего комплекса устройств УВМ, т. е. определяет последовательность выполнения операций, осуществляет операцию выборки из памяти, формирование сигналов, определяющих ритм работы машины. Процессор характеризуется средним быстродействием.

Память УВМ состоит из быстродействующих оперативных запоминающих устройств (ОЗУ), постоянных запоминающих устройств (ПЗУ) и менее быстродействующих внешних запоминающих устройств (ВЗУ). Оперативное запоминающее устройство характеризуется малым временем доступа к информации. В нем хранятся программы и данные, обеспечивающие быструю реакцию на любое изменение состояния контролируемого оборудования.

Постоянная память используется для долговременного хранения информации, которая размещается в ячейках. В отличие от ОЗУ в постоянной памяти оперативная память новой информации невозможна, она обычно предназначается для хранения особо ответственных частей программы, различных констант, таблиц и т. п., которые редко изменяются в процессе эксплуатации УВМ на объекте. Емкость запоминающего устройства определяется числом ячеек (в каждой ячейке размещается одно машинное слово).

Внешнее запоминающее устройство обеспечивает хранение большого объема информации, емкость его в сотни раз больше емкости ОЗУ. Оно выполняется на магнитных дисках или лентах, и замена информации не представляет труда. Диски и ленты можно хранить вне системы в своеобразных библиотеках, накапливая необходимый справочный фонд.

Емкость запоминающего устройства определяется максимальным количеством единиц информации, которая может одновременно в нем храниться. За единицу инфор-

Машина принимает 1 байт, состоящий из восьми разрядов, каждый из которых может принимать значение 0 или 1. Емкость ОЗУ составляет примерно 128—1024 Кбайт (1 Кбайт равен 1024 байт). Емкость ВЗУ составляет десятки мегабайт (Мбайт).

Для решения задач управления (реализации какого-либо алгоритма) в память машины должны быть введены данные об объекте управления.

Эти данные собираются устройствами связи с объектом (УСО), в которых размещаются различные модули сопряжения с датчиками состояния оборудования, исполнительными механизмами и преобразователями режимных параметров. Разработана достаточно большая номенклатура этих модулей, что позволяет осуществлять управление технологическим процессом. Модули УСО обеспечивают ввод в УВМ сигнала одноразрядных датчиков (контакты реле, выходы логических элементов и т. п.), сигналов число-импульсных датчиков (счетчики энергии и т. п.), сигналов импульсных датчиков (ключи управления), а также аналоговых сигналов с выходов преобразователей электрических и неэлектрических величин (мощность, открытие направляющего аппарата, расход воды и т. п.).

Эти модули конструктивно устанавли-

ваются в шкаф УСО. В этом же шкафу установлены устройства управления исполнительными механизмами (контактные и бесконтактные модули управления) и устройства регулирования (цифроаналоговый преобразователь). УСО располагаются в непосредственной близости от контролируемого оборудования ГЭС. При этом обеспечивается уменьшение длины кабельных связей и повышение надежности ввода-вывода технологической информации.

При выборе комплекса технических средств для АСУ ТП ГЭС предусматривается дублирование, а в некоторых случаях тройное (мажоритарное) резервирование ответственных элементов. Предусматривается также гальваническая развязка входных цепей от внутренней электрической сети УВМ. Разрабатывается надежное электроснабжение УВМ.

В АСУ ТП ГЭС применяются преимущественно вычислительные комплексы на базе серийно выпускаемых УВМ третьего поколения. К таким УВМ относятся: управляющий комплекс повышенной надежности типа ТА-100, серийный выпуск которого начат Нальчикским заводом телемеханической аппаратуры в 1977 г.; серия малых управляющих машин СМ-2, СМ-2М, разработанная научно-производственным объединением «Импульс» (г. Северодонецк).

Основные характеристики УВМ даны в табл. 19.1. Как следует из таблицы, УВМ типа ТА-100 уступает машинам типа СМ по техническим возможностям (в частности, по быстродействию). В то же время УВМ имеет весьма ограниченный набор устройств связи с оператором и не позволяет подключать устройства внешней памяти. Основным преимуществом УВМ ТА-100 перед машинами серии СМ является повышенная надежность, обеспечиваемая за счет синхронного мажоритарного резервирования. Основная часть аппаратуры ТА-100 состоит из трех идентичных комплектов А, Б, В, синхронно работающих по одной программе. В узловых точках каждого комплекта установлены мажоритарные элементы, связанные с остальными комплектами и пропускающие сигналы при совпадении двух из трех показаний.

Практически работоспособность ТА-100 сохраняется в большинстве случаев даже при одновременных отказах в двух комплектах, но в разных блоках.

Универсальная вычислительная машина типа СМ обладает большим быстродействием, наличием большого набора средств связи с оператором (дисплей, быстрая печать, клавиатура), большим объемом памяти.

Несмотря на то, что УВМ СМ-2 и СМ-2М выполнены двухпроцессорными (при неисправности одного из двух процессоров второй исправный процессор берет на себя функции управления), вероятность безотказной работы их ниже, чем УВМ ТА-100.

Поэтому на крупных ГЭС (Красноярская, Саяно-Шушенская) установлены УВМ ТА-100 и СМ-2, обменивающиеся между собой информацией по каналу межмашинного обмена. При этом на УВМ ТА-100 возлагаются функции управления, а на УВМ СМ-2 — решение информационных, вычислительных задач и задач связи с оператором.

Следует иметь в виду, что в настоящее время УВМ СМ-2М выпускается с модулями, которые имеют более высокие показатели надежности (по заводским данным), чем УВМ СМ-2.

Осуществлением ряда мероприятий (программного характера и компоновки комплекса технических средств) можно получить удовлетворительные показатели по надежности работы комплексов. На ряде ГЭС установлены только двухпроцессорные УВМ СМ-2М (например, на Чиркейской ГЭС).

19.7. ОБЩАЯ СТРУКТУРА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Программное обеспечение УВМ состоит из системной части (внутреннее ПО), включающей операционные системы, язы-

ки программирования и тестовые программы технического обслуживания, и прикладной части (внешнее ПО), включающей индивидуальные программы различных технологических подсистем.

Внутреннее ПО представляет собой комплекс программ, обеспечивающих эффективное управление ресурсами системы: процессорами, памятью, устройствами связи с объектами. При этом организуется порядок прохождения рабочих программ, которые запускаются в работу, прерываются, запускаются вновь, определяется очередность запуска той или иной программы (приоритетность) и т. п. в зависимости от внешних сигналов на входах УВК.

Внешнее ПО представляет собой различные программы, обеспечивающие решение тех или иных технологических задач. Отдельные программы и программные подсистемы внешнего ПО могут разрабатываться различными организациями — исполнителями разработчика системы (являющимися специалистами в разработке и реализации управления той или иной технологической функцией). В этих условиях необходима четкая координация работ, включающая формализацию и унификацию внутрисистемных связей, существование облегчающих последующую компоновку, комплексную отладку и сдачу системы в промышленную эксплуатацию.

Под унификацией внутрисистемных связей понимается организация связей между задачами и единая организация доступа: к элементам базы данных, в частности к массивам дискретной и аналоговой технологической информации, массивам постоянной информации и т. п.; к терминалам связи с оператором; к устройствам связи с объектом.

Ниже рассмотрены основные принципы разработки программного обеспечения применительно к УВМ СМ-2М. В основном эти принципы сохраняются и для других УВМ, применяемых для АСУ ТП ГЭС.

Основные принципы разработки программного обеспечения:

программная система должна обеспечивать возможность независимой разработки отдельных программ, она должна быть открытой, т. е. допускать расширение в процессе нормальной эксплуатации без изменения функционирующих программ;

изменение состава технических средств (состава УСО и терминалов связи с оператором для одного типа УВМ) не должно приводить к изменению программного обеспечения;

система должна обеспечивать возможность тиражирования для объектов, оснащаемых данной УВМ;

в качестве основного языка программирования технологических задач принимается язык «АСЕМБЛЕР»;

Таблица 19.1. Основные характеристики УВМ

Наименование	Тип УВМ	
	ТА-100	СМ-2, СМ-2М
Максимальный объем оперативной памяти, Кбайт	64	256
Объем микропрограммной памяти, Кбайт	—	16
Управляющая память:		
разрядность двоичных разрядов	—	36
цикл обращения, мкс	—	0,3
Время выполнения основных операций, мкс:		
сложение с фиксированной запятой	20	2,2
умножение с фиксированной запятой	160	10
деление с фиксированной запятой	170	17
сложение с плавающей запятой	—	18—40
умножение с плавающей запятой	—	23
деление с плавающей запятой	—	40
передача управления	20	1,8
Разрядность машинного слова, байт	2	2
Число каналов прямого доступа в память	—	2
Максимальная скорость обмена через каналы, слов в секунду	—	700
Автоматический рестарт	Нет	Есть
Устройства внешней памяти на магнитных дисках и магнитных лентах	»	»
Терминалы связи с оператором	УПК; УВвПЛ; УВПЛ; БЦИ	УПК; УВвПЛ; УВПЛ; печатающие устройства, дисплей

Примечание. УПК — устройство печати с клавиатурой; УВвПЛ и УВПЛ — устройства ввода и вывода с перфокарт; БЦИ — блок цифровой индикации.

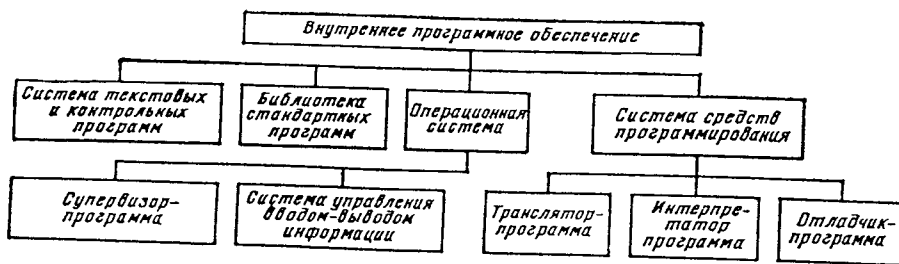


Рис. 19.4. Структура программного обеспечения, поставляемого заводом-изготовителем УВМ

допускается для отдельных диск-резидентных задач (программа, записанная на диске, во время выполнения задачи вызывается в ОЗУ) использование языка «ФОРТРАН-IV» (в основном это относится к расчетным низкоприоритетным задачам); все связи между задачами (технологическими программами) по функционированию осуществляются через супервизор; непосредственное обращение одной задачи к другой запрещено;

все информационные связи между задачами и отдельными программными модулями разных задач осуществляются через унифицированные массивы;

отдельные программные модули, используемые несколькими задачами, оформляются как библиотечные подпрограммы и включаются в состав библиотеки при генерации системы;

программы, решающие задачи технологического управления, непосредственно не зависят от конфигурации технических средств УВК (количества и состава УСО и терминалов связи с персоналом, способа их подключения к процессору и физической или логической адресации); программная система АСУ ТП ГЭС строится таким образом, что все константы и параметры вводятся как внешние данные. В этом случае любое изменение конфигурации УВК потребует корректировки (перегрузки) соответствующих массивов без изменения программ и остановки УВМ;

минимальной единицей СПО принят программный модуль, являющийся единицей отладки.

На рис. 19.4 показана структура программного обеспечения, поставляемого заводом-изготовителем УВМ. Супервизор-программа выполняет анализ и обработку запросов на прерывание, логическое управление памятью между программами, защиту памяти. Система управления вводом-выводом обеспечивает операции ввода-вывода с различными внешними устройствами, с редактированием вводимой алфавитно-цифровой информации. Транслятор-программа осуществляет автоматический перевод с языка, на котором записывается ал-

горитм, на язык данной УВМ. Интерпретатор-программа предназначена для упрощения связи обслуживающего персонала с системой. Отладчик-программа позволяет осуществить печать содержимого заданной области памяти и ход выполнения программы с обнаружением и указанием ошибок в ней. УВМ может также иметь систему тестовых и контрольных программ, позволяющую контролировать ход вычислительного процесса и библиотеку стандартных подпрограмм, включающих подпрограммы выполнения арифметических операций, решения стандартных уравнений и др.

19.8. ПРИМЕР РАЗРАБОТКИ АСУ ТП ГЭС

Общие положения. Разработка АСУ ТП ГЭС осуществляется на основании тщательного анализа проектируемого технологического объекта: его оборудования, назначения в энергосистеме, его связей по ВЛ с энергообъектами, его водноэнергетического режима работы.

Разработка АСУ ТП ГЭС выполняется в соответствии с действующими ГОСТ, стандартами и нормами.

Техническое задание на разработку АСУ ТП было составлено и утверждено на стадии «Проект» данного объекта.

Характеристика технологического объекта управления. Гидроузел предназначен для выдачи электроэнергии в энергосистему и энергоснабжения местного района, а также для борьбы с наводнениями в долине реки. Создание водохранилища при гидроузле позволяет улучшить судоходство. Режим работы ГЭС должен учитывать требования водопользователей, располагаемых ниже плотины ГЭС.

Выдача мощности в энергосистему осуществляется на напряжение 500 кВ. ГЭС работает в полупиковом режиме и может осуществлять регулирование частоты в энергосистеме. Мощность ее 1300 МВт, число гидроагрегатов 6.

Гидроэлектростанция рассматривается как базовая в каскаде гидроэлектростан-

ций, которые будут построены в дальнейшем, и находится в оперативном подчинении РЭУ и ОДУ. ГЭС полностью автоматизируется, причем комплексная автоматизация разрабатывается с учетом создания на ГЭС АСУ ТП, вводимой с пуском первого гидроагрегата. В дальнейшем будет создаваться АСУ ТП всего каскада ГЭС.

Выбор технических средств. Приняты следующие основные принципы выбора технических средств для АСУ ТП:

комплекс технических средств должен функционировать в непрерывном круглосуточном режиме;

должна быть обеспечена аппаратная и программная защита от выдачи ложных и неправильных управляющих воздействий от комплекса, а также высокая точность и достоверность информации, вводимой в комплекс;

должна быть предусмотрена автоматическая диагностика неисправностей комплекса;

должна быть предусмотрена возможность расширения комплекса для организации каналов связи с комплексами технических средств, установленными на других ГЭС каскада, а также решения задач автоматизации управления всем каскадом.

На выбор комплекса технических средств (соответственно и на разработку программного обеспечения) оказывает влияние и состав тех задач, которые будут решаться АСУ ТП.

Состав задач, решаемый АСУ ТП. Функциональная структура АСУ ТП представлена на рис. 19.5, где показаны состав

каждой из подсистем, а также внутрисистемные связи.

АСУ ТП ГЭС решает следующие основные задачи:

управление водноэнергетическими режимами (УВЭР) ГЭС; групповое регулирование активной мощности (ГРАМ); управление электрическими режимами (УЭР); противоаварийная автоматика (ПА); сигнализация неисправностей оборудования (Сигнал); взаимодействие оперативного персонала с АСУ ТП (Диалог); обмен информацией с ГЭС каскада (Обмен 1); обмен информацией с РЭУ и ОДУ (Обмен 2); сбор и регистрация оперативной аналоговой информации (ИРАП); сбор и регистрация оперативной дискретной информации (СОТДИ); отработка управляющих воздействий (Отработка); отображение оперативной информации (Отображение); формирование и печать отчетных документов о работе ГЭС (ФОД ГЭС); диагностика работы оборудования (Диагностика); контроль состояния гидротехнических сооружений (ГТС); информационно-поисковая система (ИПС).

Подробное описание задач для составления алгоритмов и разработки программного обеспечения производится на стадии «Проект АСУ ТП» и уточняется на стадии «Рабочая документация» (описание ряда задач — см. § 19.3—19.5).

Алгоритмические структуры некоторых подсистем показаны на рис. 19.6—19.8. Характеристика и объем вводимой и выводимой информации АСУ ТП. Для решения вышеуказанных задач в УВМ необходимо ввести:

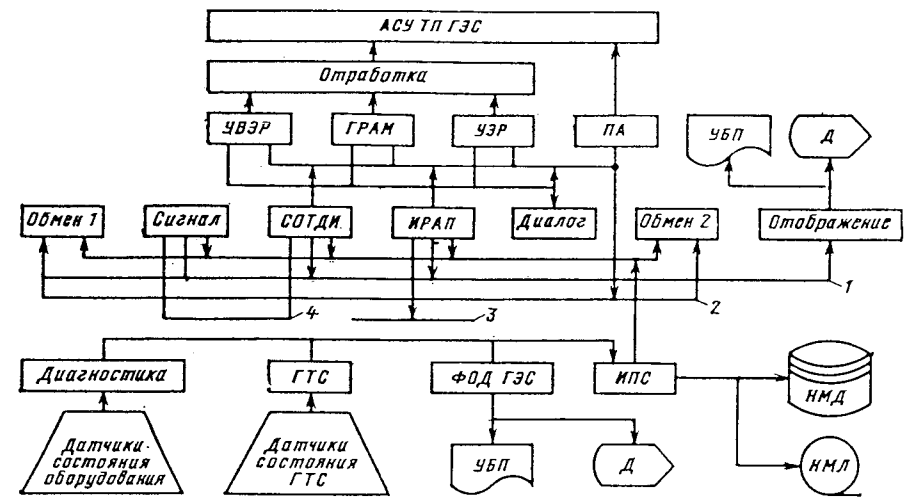


Рис. 19.5. Функциональная структура АСУ ТП ГЭС:

1 — индикация и регистрация; 2 — таймер; 3 — аналоговые сигналы; 4 — дискретные сигналы; Д — дисплей; УБП — устройство быстрой печати; ИМД — носитель на магнитных дисках; ИМЛ — носитель на магнитных лентах

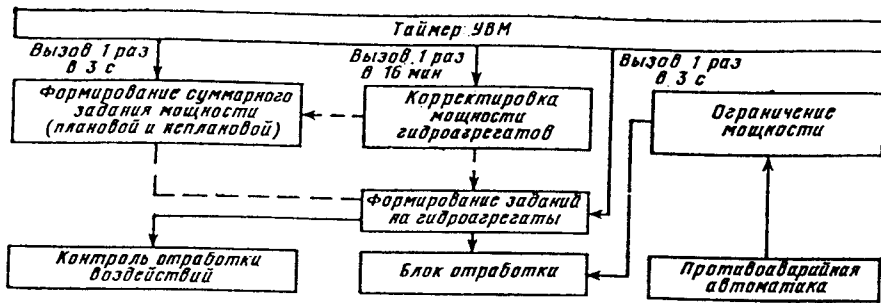


Рис. 19.6. Алгоритмическая структура подсистемы ГРАМ

дискретную информацию о состоянии и неисправности оборудования; аналоговую информацию о режиме работы оборудования ГЭС; число-импульсную информацию для учета выработки электроэнергии и потребления ее на собственные нужды.

Из УВМ выводятся управляющие команды и сигналы, осуществляющие регулирование активной мощности и напряжения (табл. 19.2).

Аналогичные таблицы составляются для оборудования других монтажных единиц (ВЛ, трансформатор, шины и т. д.). Управляющие воздействия на оборудование от УВК осуществляются через подсистему «Отработка».

Управляющее воздействие от УВК осуществляется сигналами трех типов: дискретными длительными, дискретными импульсными и аналоговыми. УВК воздействует на гидроагрегат через модуль кодового управления бесконтактный (МКУБ).

Регулирование мощности на гидроагрегате осуществляется через модули преобразования «код — ток», обеспечивающие преобразование кодовой информации в унифицированный сигнал постоянного тока 0—5 мА.

В табл. 19.3 приводится перечень вводимой и выводимой информации для рассматриваемого примера АСУ ТП ГЭС.

Вся информация вводится в УВМ через модули, установленные в специальных шкафах — устройствах связи с объектом (УСО). УСО располагаются вблизи от контролируемого объекта (около гидроагрегата, в помещении на ОРУ и т. п.). Каждое УСО связано с центральным ядром УВМ магистральным кабелем (типа РК-75).

В соответствии с объемом информации, а также требованиями к надежности работы УВК выбран его состав, а именно комплекс УВК СМ-2М, в который по ин-

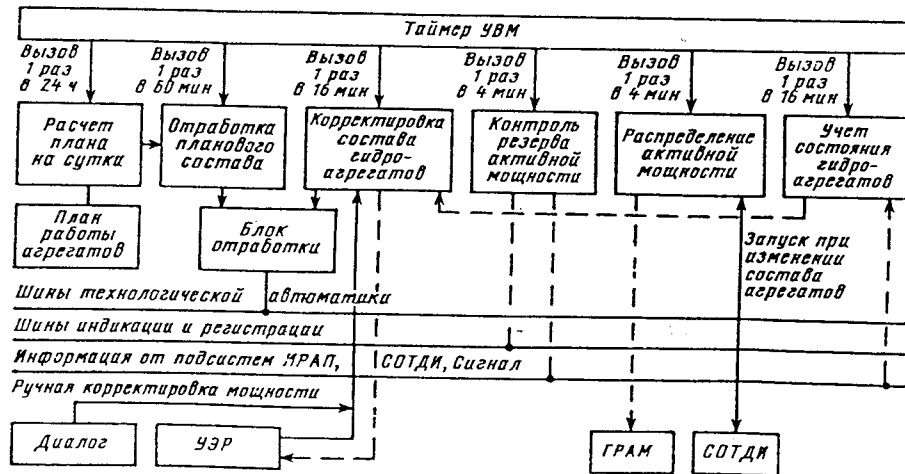


Рис. 19.7. Алгоритмическая структура подсистемы УВЭР; информационные связи

Таблица 19.2. Объем вводимой информации

Наименование сигнала	Число сигналов на один гидроагрегат	Подсистема	Место и способ ввода	Датчик
Информация о состоянии агрегата (агрегат в генераторном режиме, режиме СК, пуска, остановки и др.)	15	СОТДИ	УСО гидроагрегата МВвис	Блок-контакт
Информация о неисправности агрегата и его вспомогательных механизмов:				
действие гидромеханических защит с остановкой агрегата (низкое давление в МНУ, разгон и т. п.)	16	Сигнал	То же	»
действие предупреждающих гидромеханических защит (повышенный уровень масла в левом баке, ненормальный уровень масла в ванне подпятника и т. п.)	30	»	»	»
действие электрических защит генератора с остановкой агрегата (дифференциальная, максимальная второй ступени и т. п.)	32	Сигнал	УСО гидроагрегата МВвис	Блок-контакт
действие предупреждающих электрических защит генератора (перегрузка, развозбуждение, срабатывание разрядника в цепи ротора и т. д.)	60	Сигнал	То же	»
Измерение параметров генератора: тока, напряжения, мощности и т. д.	10	ИРАП	АЦП	Преобразователи
измерение температуры агрегата	80	»	МН	Термосопротивления
измерение гидромеханических параметров агрегата (расход через турбину, давление)	10	»	АЦП	Приборы ГСП (типа ДМЭР, ДМЭ)
измерение вибрационного состояния агрегата	50	»	АЦП	Вибродатчик
учет вырабатываемой и потребляемой на собственные нужды энергии	6	»	МВвис	Счетчик с импульсным выходом

Примечание. СОТДИ — система отображения технологической дискретной информации. МВвис — модуль ввода (вывода) инициативного сигнала; МВчис — модуль ввода (вывода) число-импульсного сигнала; ИРАП — индексация, регистрация аналоговых параметров; АЦП — аналого-цифровой преобразователь; ГСП — государственная система приборов; МН — модуль нормализации.

индивидуальному проекту включены модули, перечисленные в табл. 19.4.

На рис. 19.9 представлена структурная схема комплекса технических средств.

Наличие двух процессоров в УВК СМ-2, подключение терминалов к различным согласователям ввода-вывода (СВВ), а также разработка программного обеспечения, позволяющего автоматически перезапускать решения задач в УВМ в случае каких-либо сбоев, дает возможность получить достаточно высокую надежность функционирования АСУ ТП при решении оперативно-технологических задач (не ме-

нее 10 тыс. ч наработка на отказ).

Терминалы связи УВК с персоналом ГЭС устанавливаются следующим образом:

в помещении ЦПУ — два цветных графических дисплея, алфавитно-цифровой дисплей, функциональный пульт оператора, полноклавишный пульт оператора на столе дежурного инженера ГЭС; устройство печати знаковитизирующее;

в помещении ПТО — один субкомплекс видеотерминальный, включающий в себя алфавитно-цифровой дисплей, устройство печати и устройство внешней памяти на

Таблица 19.3. Вводимая и выводимая информация

УСО	Монтажная единица	Число единиц	Число вводимых сигналов				Число управляющих сигналов	
			Дискретных	аналоговых		число импульсных	дискретных	аналоговых
				АЦП	МН			
УСО ГТ	Блок генератор — трансформатор	6	1000	150	700	40	24	12
	Трансформатор собственных нужд	6	300	30	60	24	12	—
УСО ОРУ	Высоковольтная линия	3	180	24	—	12	—	—
	Шины	2	40	8	—	—	—	—
	Выключатели	6	40	—	40	—	—	—
УСО ЦПУ	Устройства общестанционные	1	100	8	—	—	—	4

Таблица 19.4. Модули, включаемые в комплекс УВК СМ-2М

Наименование	Число модулей	Обозначение
Комплекс базовый СМ-2М	1	СМ
Видеотерминал алфавитно-цифровой	2	ВТА
Устройство внешней памяти кассетное	1	УВПК
Устройство внешней памяти на магнитной ленте	1	УВПМЛ
Устройство внешней памяти на магнитных дисках	1	УВПМД
Устройство печати знаковсинтезирующее	1	УПЗ
Разветвитель интерфейсов мультиплексный	18	РИМ
Модуль внутрисистемной связи	22	МВС
Терминал графический цветной	2	ТГЦ
Адаптер дистанционной связи	2	АДС
Модуль сопряжения с аппаратурой передачи данных	2	МСАПД
Устройство печати с клавиатурой	2	УПК
Модуль аналого-цифрового преобразования	8	АЦП
Коммутатор бесконтактный	8	КБ
Модуль ввода инициативных сигналов	110	МВвис
Модуль ввода число-импульсных сигналов	20	МВчис
Модуль кодового управления бесконтактный	28	МКУБ
Модуль гальванической развязки	220	МГР
Модуль нормализации	16	МН
Рабочее место оператора-технолога	16	МН
Преобразователь измерительный «код — ток»	12	ПКТ
Шкаф кроссовый	8	ШК

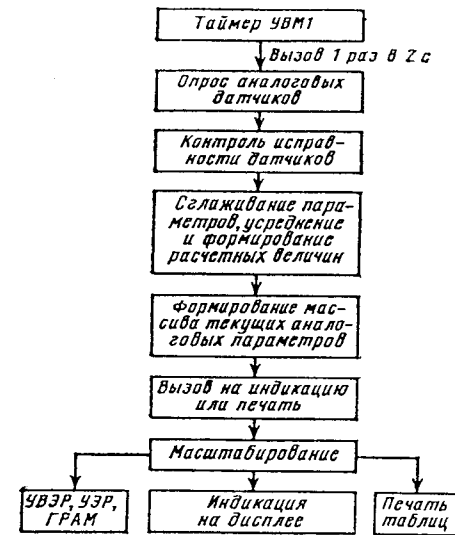


Рис. 19.8. Алгоритмическая структура подсистемы ИРАП

кассетной магнитной ленте; в кабинете главного инженера ГЭС — алфавитно-цифровой дисплей.

Для размещения центрального ядра УВК АСУ ТП на ГЭС предусматривается специальное помещение — аппаратный зал, который располагается в непосредственной близости от ЦПУ. Это помещение должно удовлетворять определенным условиям:

конструкция здания не должна допускать вибрацию, превышающую допустимые значения по техническим условиям оборудования комплекса технических средств (частота 25 Гц, амплитуда 0,1 мм); перекрытия должны быть рассчитаны на нагрузку 7,4 кПа;

прокладка кабелей производится в специальных каналах, расположенных за шкафами УВК, без установки двойного пола;

стены помещений должны иметь звукопоглощающее покрытие; допустимый уровень шумов не более 35—40 дБ;

в аппаратном зале предусматривается кондиционирование воздуха с учетом тепловыделения до 15 кВт;

аппаратура внешних запоминающих устройств (магнитные диски, ленты) располагаются в зоне, обеспечивающей функционирование этой аппаратуры в условиях постоянной температуры (изменение температуры не более 2°С в час) и чистого воздуха (допускается нахождение частиц крупностью не более 2 мк).

В помещении предусматривается пожарная сигнализация.

Большое значение для нормального функционирования АСУ ТП является надежное электроснабжение УВК, поэтому проектом предусмотрена установка агрегатов бесперебойного питания (АБП) статических преобразователей завода «Электровыпрямитель», г. Саранск. Предусмотрена установка четырех АБП: двух для обслуживания оборудования общестанционного оборудования. Обеспечивается их взаимное резервирование.

Каждый из АБП состоит из выпрямителя и инвертора. В нормальном режиме работы АБП питаются переменным током от системы собственных нужд ГЭС (от разных источников). При этом переменный ток сначала преобразуется в выпрямителях в постоянный, а затем в инверторах вновь в переменный.

При потере питания от системы собственных нужд инвертор за минимальное время (не более 0,5 периода) переходит на питание от стационарной аккумуляторной батареи напряжением 220 В, чем обеспечивается бесперебойность питания.

Организация эксплуатации АСУ ТП. Обязанности по обслуживанию технических средств и сопровождение программного обеспечения возлагаются на участок АСУ ТП, входящий в состав электроцеха.

Участок имеет следующие подразделения (группы): технических средств; обслуживания внешних связей и средств сбора-передачи информации; математического обеспечения и развития АСУ ТП.

Основными видами ухода и ремонта оборудования УВК являются повседневное техническое обслуживание; текущий, средний и капитальный ремонты.

Все виды технического обслуживания и ремонтов (кроме капитального) производятся штатным персоналом группы технических средств. Для проведения капитального ремонта привлекаются специализированные организации.

Изложенный в настоящей главе пример АСУ ТП разработан для централизованной системы управления с одной мини-УВМ.

При разработке АСУ для конкретных ГЭС и ГАЭС рекомендуется пользоваться рекомендациями § 19.9.

19.9. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОСТРОЕНИЕ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ

До настоящего времени создавались АСУ ТП ГЭС с использованием одной центральной мини-УВМ, на которую возлагались все функции управления от сбора данных до вывода управляющих воздействий.

Более перспективными являются распределенные системы управления с использованием сети микроУВМ, каждая из которых управляет своим объектом или

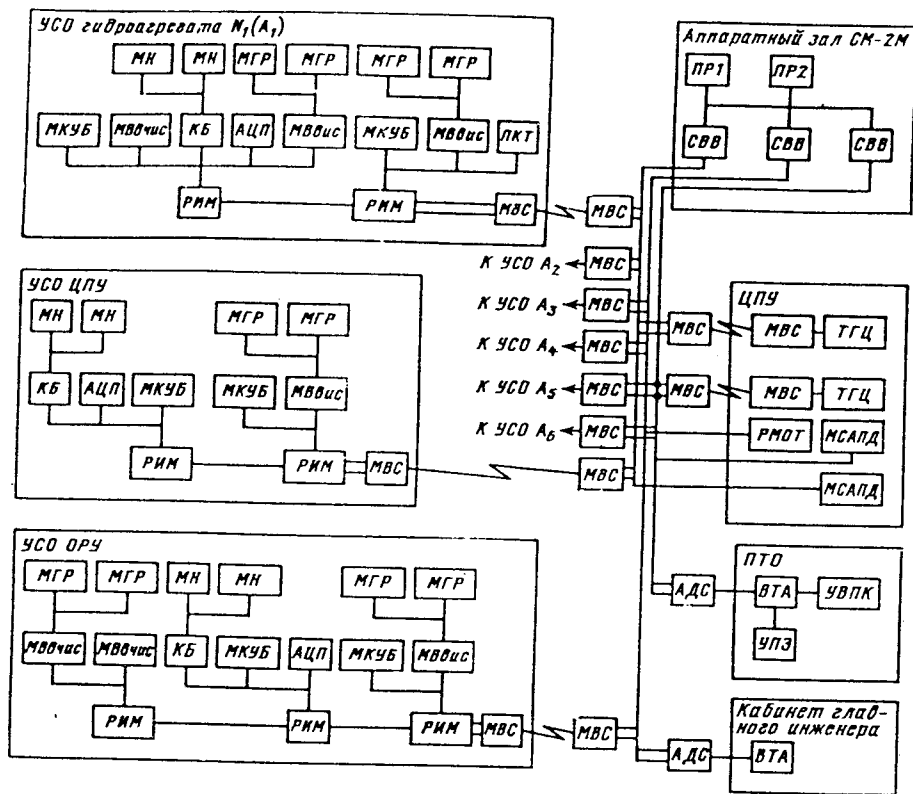


Рис. 19.9. Структурная схема комплекса технических средств

осуществляет свою функцию управления, например микроЭВМ, управляющая одним гидроагрегатом и регулирующая параметры его режима — напряжение, мощность и т. п.

Распределенные системы управления должны быть более надежными, гибкими, дешевыми. Они позволяют лучше использовать вычислительный ресурс ЭВМ высшего уровня.

Построение таких систем стало возможным с появлением микропроцессоров и микроЭВМ.

МикроЭВМ представляет собой вычислительную машину, центральная часть которой построена на базе больших интегральных схем (БИС). Существуют микроЭВМ, центральная часть которых выполнена на одной БИС. МикроЭВМ отличается от мини-ЭВМ меньшими размерами, стоимостью и, самое главное, более высокой надежностью. Появление в настоящее время широкой номенклатуры устройств ввода-вывода для микроЭВМ позволяет использовать их в системах управления.

Представляется, что в перспективе ав-

томатизированные системы управления будут построены как многоуровневые, причем на каждом уровне с помощью микроЭВМ будет решаться та или иная функция (или функции) системы управления.

На микроЭВМ можно выполнить локальные устройства защиты и автоматики оборудования ГЭС, локальные системы регулирования на энергообъектах (регуляторы возбуждения, частоты вращения турбин и т. д.), системы, обеспечивающие сбор, обработку, контроль достоверности получаемой информации с объекта управления и передачу этой информации на более высокий уровень управления. Различными организациями (ВНИИэлектромаш, ВЭИ им. В. И. Ленина, ПО ЛМЗ, ЛПЭО «Электросила» и др.) ведутся разработки регуляторов и систем централизованного контроля оборудования ГЭС на базе микроЭВМ.

Ориентация на выпускаемую в настоящее время или в ближайшем будущем вычислительную технику позволила создать несколько структур управления с разной степенью интеграции.

Так, для ряда ГЭС (Виллюйской ГЭС-3, Ленинградской ГАЭС и др.) при решении задачи агрегатного уровня используются терминалы вычислительных связей с объектом (ТВСО) на базе микропроцессора СМ50/60, разработанного и изготовленного НПО «Импульс» (г. Северодонецк). При этом все задачи агрегатного уровня (управление режимами работы агрегата и его вспомогательного оборудования, регулирование режимных параметров агрегата, сигнализация неисправностей, контроль теплового и вибрационного состояния агрегата) осуществляются с помощью одного ТВСО. Этот ТВСО также осуществляет сбор, обработку и контроль достоверности параметров гидроагрегата для передачи информации на верхний иерархический уровень управления и решения общестанционных задач.

Для других ГЭС (например, Богучанской) нижний уровень управления разрабатывается с большей степенью интеграции. Каждая задача управления, регулирования контроля за состоянием гидроагрегата решается на своем субкомплексе, имеющем свою микроЭВМ.

На агрегатном уровне предусматривается четыре субкомплекса:

1) субкомплекс автоматического регулирования частоты вращения (АРЧ), выполняющий функции регулирования частоты и мощности турбины, управления гидротурбиной и выдачи сигналов о неисправности гидротурбины и субкомплекса;

2) субкомплекс автоматического регулирования и управления возбуждением (АРУВ), выполняющий функции автоматического регулирования возбуждения генератора, управления тиристорными преобразователями системы возбуждения, управления возбуждением выдачи сигналов о неисправности системы возбуждения и субкомплекса;

3) субкомплекс управления и сигнализации (УИС), выполняющий автоматическое управление агрегатом (пуск, остановку нормальную и аварийную, перевод агрегата в различные режимы), координацию управления субкомплексами АРЧ и АРУВ, местное управление агрегатом и взаимодействие с персоналом, сбор, обработку информации и контроль ее достоверности, связь с общестанционным уровнем АСУ ТП;

4) субкомплекс температурного контроля и диагностики (СТКД), обеспечивающий эксплуатационный контроль, регистрацию температуры агрегата и его вспомогательного оборудования, сигнализацию, автоматическую регистрацию отклонений температуры от значений, соответствующих нормальному режиму работы гидроагрегата и его вспомогательных систем, сигнализацию неисправностей субкомплекса, математическую обработку параметров и накопление статистических дан-

ных по надежности, условиям эксплуатации, определению ресурса работы гидроагрегата, выполнение диагностических алгоритмов.

В настоящее время разрабатываются автоматизированные системы управления ГЭС, имеющие иерархическую структуру с двумя явно выраженными уровнями — общестанционным и агрегатным. НПО «Импульс» разработал и продолжает совершенствовать двухуровневый комплекс технических средств с мини-ЭВМ СМ-1210 на верхнем уровне и устройством сбора информации со встроенным микропроцессором типа ТВСО-1. НПО «Севкавэлектронмаш» (г. Нальчик) разрабатывает высоконадежный двухуровневый комплекс типа ТА-100-2 на базе микропроцессоров на каждом уровне.

Основные работы по развитию и совершенствованию средств управляющей вычислительной техники для АСУ ТП ведутся в трех основных направлениях:

развитие и совершенствование устройств сбора информации со встроенными микропроцессорами;

развитие и совершенствование комплексов, предназначенных для использования на верхнем иерархическом уровне АСУ ТП;

разработка отказоустойчивых управляющих комплексов.

Основными направлениями развития устройств сбора информации и связи с объектом (УСО) являются следующие:

расширение номенклатуры подключаемых периферийных устройств и модулей;

увеличение числа периферийных устройств и модулей, подключаемых к УСО;

создание резервируемых комплексов требуемого состава;

увеличение эффективной производительности в 10 раз, а максимального объема оперативной памяти в 32 раза.

Серийный выпуск таких ТВСО планируется с 1989 г.

Для верхнего уровня АСУ ТП в 90-е годы предполагается использовать в основном комплекс СМ-1210, который имеет лучшие характеристики оперативной памяти (4 Мбайт) и быстродействия (2,2 млн. операций в секунду), и выпускаемые в настоящее время комплексы СМ-2М. Кроме того, расширяется номенклатура периферийных устройств, подключаемых к комплексам в составе УВК, усовершенствуется контрольно-диагностическая система, а именно обеспечивается диагностика всех логических блоков процессора с использованием принципа микропрограммирования. Время обнаружения неисправности составляет не более 25 мин.

Новым этапом в развитии средств управляющей вычислительной техники серии АСВТ-М-СМЭВМ-АСПТ-ПС является разработка и изготовление комплексов

ПС-1001, которые будут иметь следующие основные преимущества по сравнению с комплексами типа СМ-2М и ТВСО:

возможность компоновки дублированных и утроенных комплексов, выпускаемых как единое целое с соответствующей операционной системой, что позволит получать высокие показатели надежности функционирования комплексов технических средств в АСУ ТП; большие вычислительные возможности; лучшие метрологические характеристики; возможность заказа разнотипных исполнений, выпускаемых как законченное метрологически аттестованное изделие.

Научно-производственное объединение «Севкавэлектронмаш» разрабатывает управляющий телеавтоматический комплекс повышенной надежности на базе микропроцессорной техники ТА-100-2. Этот комплекс предназначен для использования его в АСУ аварийными режимами энергосистем, а также в АСУ ТП ГЭС, требующих повышенной надежности.

Для построения комплексов различной архитектуры и назначения будут разработаны базовые конфигурации: терминал связи с объектом, центральное обрабатывающее устройство, рабочее место оператора-технолога.

Построение комплекса блочное. В блоках устанавливаются модули: оперативного запоминающего устройства, перепрограммируемого запоминающего устройства, сопряжения, передачи сигналов, управления и др. Аппаратура резервируемых модификаций должна размещаться в трех напольных шкафах размером каждый 1800 × 800 × 750 мм.

Процессор с модулями памяти должен иметь следующие основные характеристики: быстрейшие не менее 150 тыс. операций в секунду, разрядность слова 16 бит, максимальный объем памяти 64 тыс. слов.

Комплекс может обеспечить решение задач управления как на нижнем (агрегатном) уровне на терминале связи с объектом, так и на верхнем (общестанционном) уровне на центральном обрабатывающем устройстве. Дальнейшее развитие комплекса будет осуществляться за счет увеличения быстрейшего (300—400 тыс. операций в секунду), увеличения номенклатуры модулей. Серийный выпуск комплекса намечен на 1989 г.

Изучение зарубежного опыта разработки и эксплуатации АСУ ТП ТЭС, ГЭС и АЭС показало аналогичность подхода к использованию технических средств вычислительной техники и разработки АСУ ТП. Централизованные системы управления получили наибольшее распространение в США в 70-х годах. В настоящее время системы эксплуатируются. Опыт эксплуатации выявил такой недостаток, как трудность или невозможность увеличения объе-

ма и производительности системы — изменение режима работы электростанции или включение дополнительных задач затруднено или невозможно. Также затруднена совместимость с новыми устройствами.

В настоящее время внедряются функционально-групповые, распределенные иерархические системы управления объектом. При распределении управляющих средств эти системы обеспечивают управление процессом как единым целым с координацией его отдельных частей. Такая система широко распространена за рубежом, в основном в Западной Европе. Преимущественное развитие централизованных систем в США объясняется меньшей стоимостью ЭВМ по сравнению с европейскими странами, что позволило осуществлять дублирование комплекса технических средств.

В последние годы за рубежом получили распространение распределенные иерархические системы с групповым управлением на базе использования микропроцессоров. Устройства группового управления здесь связаны между собой и управляются устройствами более высокого уровня. Объем информации для каждого из уровней уменьшается (сверху вниз), а требования к быстрейшему возрастают. Обычно такие АСУ ТП двухуровневые. Нижний уровень осуществляет сбор и обработку, контроль достоверности информации от объекта, управление, защиту и передачу сигналов на верхний уровень, который осуществляет координирующее управление и управление уставками регуляторов нижнего уровня, наблюдение, регистрацию, связь с верхними уровнями.

Для распределенной системы главным признаком является то, что каждой функции соответствует свое устройство, ее реализующее. Это и дает главный эффект распределения — выход из строя единицы управляющего оборудования приводит к потере управления только соответствующей единицы оборудования и, таким образом, не распространяется на весь процесс.

Предпочтение, которое отдается теперь распределенным системам при построении АСУ ТП электростанций рядом зарубежных фирм, даже при некотором увеличении стоимости оборудования по сравнению с централизованными АСУ ТП, объясняется значительным уменьшением стоимости связей на современных энергетических объектах, увеличением надежности, ремонтпригодности и пр.

Эти системы являются наилучшими для АСУ ТП при рассредоточенных в пространстве объектах управления.

Их нецелесообразно применять для управления только простейшими технологическими процессами с небольшим числом коротких связей с объектом.

К главам 1—3

1. Егоршин С. И. Водоприемники и сороудерживающие устройства гидроэлектростанций/Обзорная информация. Информэнерго, 1978.

2. Нормы технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций: ВНТП 41-85/Минэнерго, 1986.

3. Подъемные механизмы гидротехнических сооружений/Под ред. В. Я. Мартерсона. М.: Энергия, 1978.

4. Полонский Г. А. Механическое оборудование гидротехнических сооружений. М.: Энергоиздат, 1982.

5. Савин Д. М. Компоновка механического оборудования гидроэлектростанций. М.: Энергия, 1981.

6. СНиП III-18-75. Металлические конструкции. ЦИТП Госстроя СССР, 1976.

7. Указание по проектированию стальных трубопроводов гидротехнических сооружений: МУ 34-747-76/Минэнерго СССР, 1977.

К главе 4*

8. ГОСТ 25711-83. Краны мостовые электрические общего назначения грузоподъемностью от 5 до 50 т. Типы, основные параметры и размеры. М.: Изд-во стандартов, 1985.

9. Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов. М.: Металлургия, 1976.

К главам 5—9*

10. РД 34.49.101-87. Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий/Минэнерго СССР, 1987.

11. Гамус И. М., Цветов И. М. Воздухоприготовительные установки для воздушных выключателей. Л.: Энергоатомиздат, 1985.

12. Гамус И. М., Картеlev Б. Г., Явонский Л. И. Техническое водоснабжение регулируемых эжекторов. Л.: Энергоатомиздат, 1986.

13. ГОСТ 12.4.009—83. Пожарная техника для защиты объектов. Общие требования. М.: Изд-во стандартов, 1983.

14. ГОСТ 12.2.037—78*. Требования безопасности. Техника пожарная. М.: Изд-во стандартов, 1983.

15. ОСТ 108.004.02—81. Оборудование энергетическое. Номенклатура применяемых нефтяных масел и смазок. М.: Изд-во стандартов, 1981.

16. Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов. М.: Металлургия, 1973.

17. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением/М.: Металлургия, 1976.

18. Правила устройства электроустановок. ПУЭ. Изд. 6-е. М.: Энергоатомиздат, 1986.

19. РД РТМ 26-12-39. Рекомендации по повышению технико-экономических показателей. Компрессорные станции общего назначения/Минхиммаш СССР. М., 1981.

20. РД РТМ 50-213-80. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами.

21. РТМ 800-723-80. Трансформаторы силовые, транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию. М., Минэлектротехпром, 1980.

22. Рекомендации по защите систем технического водоснабжения электростанций от обростаания моллюском дрейссеной. П72-78. Л.: ВНИИГ, 1978.

23. СН 527-80. Инструкция по проектированию технологических трубопроводов Р_у до 10 МПа. М.: Стройиздат, 1981.

24. СНиП 2.04.09-84. Пожарная автоматика зданий и сооружений. М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1985.

25. СНиП 3.05.05-84. Технологическое оборудование и технологические трубопроводы. М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1985.

26. Справочник по гидротурбинам/Под ред. Н. Н. Ковалева. Л.: Машиностроение, 1984.

К главам 10, 11

27. Гидроаккумулирующие электростанции/Под ред. Л. Б. Шейнмана. М.: Энергия, 1978.

28. Держко М. В., Держко А. М., Держко Р. М. Современные зарубежные ГАЭС/Энергохозяйство за рубежом. 1982. № 1. с. 31—37.

29. Держко М. В., Каминский П. В. Особенности гидросилового и электротех-

* См. также [2].

* См. также [2].

нического оборудования современных зарубежных ГЭС, ГАЭС, ПЭС//Изв. Вузов. Сер. Энергетика. 1979. № 9.

30. Красильников М. Ф., Золотов Л. А., Бесчастнов Г. А. Зарубежный опыт создания ГАЭС//Тр. Гидропроекта. 1978. № 64. С. 17—25.

31. Кубичек Б. Гидроаккумулирующая электростанция Черны Ваг (ЧССР)/Чехословацкая тяжелая промышленность. 1981. № 1. С. 2—7.

32. Петлах Антонин. Гидроаккумулирующая электростанция Маркерсбах в ГДР/Чехословацкая тяжелая промышленность. 1981. № 1. С. 2—7.

33. Претро Г. А. Крупнейшие ГЭС и ГАЭС зарубежных стран (анализ статистических данных)//Энергохозяйство за рубежом. 1980. № 1. С. 38—42.

К главам 12—15*

34. Андриенко Б. К., Гальперин М. И., Майзель Ю. П. Подшипники гидротурбин. М.: Энергоатомиздат, 1985.

35. Гальперин М. И., Широ И. И. Монтаж и эксплуатация поворотно-лопастных гидротурбин. М.: Энергия, 1979.

36. Полушкин К. П. Монтаж гидроагрегатов. Л.: Энергия, 1981.

37. Пособие по оптимальному выбору труб из углеродистой и низколегированной стали для технологических трубопроводов на P_u до 10 МПа (к СН 527—80). М.: Стройиздат, 1984.

38. СНиП II-19-79. Фундаменты машин с динамическими нагрузками. М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1980.

39. Технические условия на монтаж гидроагрегатов/ОРГРЭС. М.: Информэнерго, 1975.

40. Эксплуатация гидроэлектростанций/Под ред. В. С. Серкова. М.: Энергия, 1977.

К главе 16**

41. Методические указания по контролю за вибрационным состоянием металлических напорных трубопроводов гидроэлектростанций/СПО «Союзтехэнерго», 1979.

42. Методические указания по наладке и эксплуатации воздушной системы перевода гидроагрегатов ГЭС в режим синхронного компенсатора/СПО «Союзтехэнерго», 1980.

43. Методические указания по составлению местных инструкций по эксплуатации гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенератора: МУ 34-70-042-83/СПО «Союзтехэнерго», 1983.

* См. также [2, 25, 57].

** См. также [2, 39, 40].

44. Методические указания по проведению эксплуатационного контроля вибрационного состояния конструктивных узлов гидроагрегата: МУ 34-70-059-83/СПО «Союзтехэнерго», 1984.

45. Методические указания по проведению эксплуатационных энергетических испытаний гидроагрегатов ГЭС/СПО «Союзтехэнерго», 1977.

46. ОСТ 34-38-446-78. Технические условия на капитальный ремонт/СПО «Союзтехэнерго», 1979.

47. Отраслевые требования и нормативные материалы по научной организации труда, которые должны учитываться при проектировании новых и реконструкции действующих гидроэлектростанций/СПО «Союзтехэнерго», 1980.

48. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей/Минэнерго СССР. М.: Энергоатомиздат, 1989.

49. Руководящие указания по проведению испытаний гидроагрегатов до приемки ГЭС в постоянную эксплуатацию/ОРГРЭС, 1976.

50. СНиП III-3-81. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения. М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1982.

51. Справочник по эксплуатации и ремонту гидротурбинного оборудования/Под ред. Е. П. Штерна. М.: Энергоатомиздат, 1985.

К главе 17

52. Воробьев А. С. Учет стока воды на гидроэлектростанциях. М.: Энергия, 1980.

53. Рекомендации по применению на ГЭС и ГАЭС изделий приборостроительных заводов, обобщение опыта эксплуатации систем контроля и управления: П-754-82/Гидропроект. М.: Энергоатомиздат, 1982.

К главе 18, 19

54. Автоматические приборы, регуляторы и вычислительные системы. Л.: Машиностроение, 1976.

55. Белоус Б. П. Эксплуатация средств диспетчерского и технического управления энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1983.

56. СНиП 3-05-07-85. Системы автоматизации. ЦИТП Госстроя СССР, 1986.

57. Справочник проектировщика автоматизированных систем управления технологическими процессами. М.: Машиностроение, 1983.

58. Хазакский В. Е. Управляющие машины и системы. М.: Энергия, 1976.

59. Зарубежные комплексы средств для построения децентрализованных АСУ ТП//Применение микропроцессоров и децентрализованных структур в АСУ ТП/ЦИИКА, 1979.

Автоматическое управление:
гидроагрегатом 305
гидрогенератором 307
гидротурбиной 306
диспетчерское (АСДУ) 311
затворами 23
компрессорами 77
насосами 97
пожаротушением 121
Автомобильные дороги 261
Алгоритмическая структура подсистемы:
ГРАМ 322
ИРАП 325
УВЭР 322
Арматура трубопроводная 86, 88, 112, 290
Аэрационная труба 16

База оборудования 258
Байпас затвора 18, 40
Баки:
маслонапорных установок 61
масляные 64, 65
Ваковое помещение 66, 68, 72
Бизнес вала 271
Борьба с:
дрейсой 114
засорением турбинных водоводов 12
обледенением решеток 8
Быстродействие затвора 23
Вал:
гидрогенератора 285
гидротурбины 181

Вибрация допустимая:
гидроагрегата 294
гидрогенератора 291, 295
гидротурбины 291, 295
Воздухопроводы 91
Воздухоохладитель гидрогенератора 92, 93
Водовод турбинный 16
Водоприемник:
гидротурбины 16
технического водоснабжения 96

Водоснабжение:
противопожарное
— насосное 117
— самотечное 117
техническое
— насосное 96, 100
— самотечное 96, 98
— эжекторное 96, 99
Выключатель воздушный 76, 77, 83
Высота отсасывания 128

Габариты приближения строений железных дорог 259
Герметичность трубопроводной арматуры 81
Гидравлическое сопротивление:
коэффициенты 101
расчет 104

Гидрогенератор:
зонтичный 206, 212, 214, 283
капсульный 204
подвешенный 208, 282
Гидродинамометр 55
Гидропривод 24
Гидротурбина:
диагональная 190
капсульная 180, 220
ковшевая 200, 228
обратимая 201
поворотно-лопастная 222, 268

пропеллерная 190, 224
радиально-осевая 192, 225, 268
Грейфер «Подип» 13

Двигатели-гидрогенераторы 218, 229
Дегазация масла 69
Диаметр:
капсулы 180, 220
рабочего колеса гидротурбины 222
расточки статора 205
статора гидрогенератора 205
шахты турбины 164
Диафрагма расходомерная 112, 114
Дискретная информация 323

Задвижки запорные 111
Закладные части гидротурбины 267
Затвор:
аварийно-ремонтный 16
бипланый 33
водоприемника 16
кольцевой с плоскоскошенным диском 31, 33
кольцевой 45
плавающий 27
плоский 25
ремонтный 16
отсасывающей трубы 25
шаровой 35

Испытание:
гидрогенератора 284, 293
гидротурбины 275, 293
крана грузоподъемного 47, 55

Колесо ходовое крана 53
Компенсатор:
водовода 39
затвора 38
Комплекс пусковой 283, 292, 295
Компрессор 77, 79, 81, 83, 89, 95
Компрессорные установки 77, 89
Коэффициент:
готовности 292
полезного действия гидрогенератора 207
— гидротурбины 180
трения 28

Комплексное опробование гидроагрегата 293
Компоновка оборудования отечественных ГАЭС с насос-турбинами:
вертикальными диагональными 170
радиально-осевыми 165
ГЭС с гидротурбинами:
вертикальными диагональными 140
поворотно-лопастными 133
радиально-осевыми 143
двухрядного расположения 149
вертикальными ковшовыми 174, 177
горизонтальными капсульными 129

ГЭС подземного типа 161
ГЭС с наружным козловым краном 159
ГЭС с полукозловым краном машинного зала 156
ПЭС 173

Компоновка оборудования иностранных ГАЭС с насос-турбинами:
вертикальными ковшовыми 245
— многоступенчатыми 242, 253
— радиально-осевыми 243
— горизонтальными 248

ГЭС с гидротурбинами:
вертикальными ковшовыми 241
— радиально-осевыми 237
двояными 240

Кран грузоподъемный:
автомобильный 57
козловой 18, 19, 262
мостовой 18, 47, 49, 66, 262
однобалочный 57
полукозловой 54, 262

Люк монтажный 285

Масло:
гидросистем 69
изоляционное 60
индустриальное 69
компрессорное 60
турбинное 59

Маслонапорная установка 76, 274
Маслоочистительное оборудование 63
Маслоохладитель:
подпятника 93
подшипника 94
трансформатора 95

Маслоприёмник гидротурбины 270
Маслопроводы 66
Маслохимическая лаборатория 73
Масса:
гидрогенератора 204, 207
гидротурбины 180
двигателя-генератора 204
насос-турбины 202
рабочего колеса 181, 203
ротора генератора 207

Машина решеткоочистная 13
Маховой момент гидрогенератора 205
Межремонтный период 297
Механическая мастерская 286
Механическое оборудование водоприёмника 5

Монтаж:
гидрогенераторов 279
гидротурбин 265

Мощность:
гидрогенератора 206
гидротурбины 186
компрессора 84
насоса 108
привода затвора 43

Нагрузка на:
колеса крана 49
подпятник генератора 207

Направляющий аппарат 268
Напор ГЭС:
максимальный 192
минимальный 192
расчётный по мощности 192

Напряжение гидрогенератора 207
Насос-турбина 200, 228, 230, 235
Насосные установки:
дренажные 125
откачки воды из проточной части турбины 124
противопожарные 118

Насосы 108
Номограмма:
веса плоских затворов 28
вибрации гидротурбины 276, 277
вместимости маслонаполненных узлов 261
диаметров отверстий в расходомерных диафрагмах 113, 114

Нормы:
герметичности трубопроводной арматуры 89
продолжительности ремонта оборудования 298

Объекты автоматического пожаротушения 117
Опорно-ходовые части затвора 17
Оросители противопожарные:
дренчерные 120
пенные 121

Осевое усилие от гидромашин 187, 201
Осушка:
масла 69
сжатого воздуха 77

Отжатие воды из камеры рабочего колеса 26
Отсасывающая труба 16
Оценка:
качества ремонта 298
состояния агрегата 295, 310

Очистка:
воды 111
воздуха 77
масла 62

Параметры и габариты мостовых кранов 48
Планирование технического развития ГЭС 299
Планы ремонтного обслуживания 297
Пневматические инструменты 74, 81
Пневмогидравлическая аппаратура 75, 82, 300
Подвижной состав железных дорог 260
Подкрановые рельсы 260
Подшипники гидротурбин 92

Пожаротушение:
гидрогенераторов 115
кабельных сооружений 116
трансформаторов 116

Полынья перед водосбросами 74
Показатели эксплуатационной надёжности 292
Помещение:
компрессорной 91
мастерской 286, 288

Плита монтажная 257
Приёмка оборудования в эксплуатацию 293, 297
Причал разгрузочный 259
Проект организации эксплуатации ГЭС 296
Пусковой комплекс гидроэлектростанции 292

Разъединитель с пневмоприводом 76
Расход масла 60, 61
— сжатого воздуха 74, 75
Расходомер 112, 300
Расчёт системы:
пневматического хозяйства 81
режима синхронного компенсатора 82
осушения проточной части турбины 126
технического водоснабжения 100

Расчет потерь напора:
в затворе 43, 44
в трубопроводах 103
на решетках 12

Реактивность гидрогенератора 207
Ремонт оборудования:
капитальный 297
текущий 297
трансформаторов 71

Решеткоочистная машина 13
Решетки сорудерживающие 49
Ротор гидрогенератора 280

Сбор технологической информации 311
Сдача ГЭС в эксплуатацию 273, 284, 292
Сигнализация неисправностей 316
Система:
автоматического пожаротушения 121
— управления агрегатом 305
микропроцессорная 311
откачки воды из проточной части турбины 122
охлаждения гидрогенератора 93
пожаротушения 115
технического водоснабжения 92

Склад оборудования 261
Скорость действия грузоподъемного крана:
передвижения моста 49
— тележки 49
подъема вспомогательного 50
— главного 50

Смазка консистентная 60
Состав атмосферного воздуха 73
Спиральные камеры 184
Станки металлорежущие 289
Структурная схема:
АСУ ТП ГЭС, ГАЭС 321
комплекса технических средств 326
оперативного управления ОАСУ «Энергия» 310
программного обеспечения УВМ 320
подсистемы группового регулирования активной мощности 315
— информационного обеспечения 311

Схема:
измерения расхода воды через гидротурбину 300
контроля при монтаже рабочих механизмов вертикального гидроагрегата 272
проверки линии вала горизонтального агрегата 273
расположения индикаторов для проверки общей линии вала 270

Схема принципиальная:
маслопроводов агрегата 66
масляного хозяйства гидроподъемников 72
— — трансформаторного масла 70
— — турбинного масла 69
регенерации масла 67
управления дисковым затвором 42
установки для осушки масла 67
откачки воды:
аварийной из здания ГЭС 123
артезианскими насосами 124
горизонтальными насосами 124
дренажной 124, 126
проточной части
пневматического хозяйства для:
воздушных выключателей 80
зарядки маслонапорных установок и компенсаторного режима 79
создания полыньи 79
торможения, технических нужд и пневмогидравлической аппаратуры 78
противопожарного водоснабжения насосного 118
— — самотечного 117
технического водоснабжения насосного 100
— — самотечного 98
— — эжекторного 99

Теплообменники 94
Тормозной путь крана 54
Траверсы:
подъема трансформаторов 265
спаренной работы кранов 263, 265

Трубопроводы противопожарные:
питательные 119
подводящие 119
распределительные 119

Трубы стальные:
бесшовные 88
вологазопроводные 69
электросварные 88

Уплотнение затвора 17
Управление затвором:
дисковым 42
шаровым 41

Управляющие вычислительные машины (УВМ) 311, 318
Условия пуска первых гидроагрегатов ГЭС 292
Условия маневрирования затвором 28
— осевое 183

Фланцевые соединения валов 270
Фильтры водяные 110, 112
Форма технического развития ГЭС:
расширение 229
реконструкция 299
техническое перевооружение 299

Хранение масла 63
Ходовые колеса крана 53

Центровка гидроагрегата 270, 282

Частота вращения:
номинальная 180
разгонная 180

Эжекторы:
нерегулируемые 109, 123
регулируемые 110

Эксплуатационные требования:
к качеству оборудования 291
— — монтажа оборудования 292

Эксплуатация гидротурбин 273, 294
Электрообогрев решеток 8, 10
Энергозащелка 289

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3	Глава 4. Крановое оборудование машинного зала ГЭС	46
<i>Раздел 1</i>			
Механическое и крановое оборудование			
Глава 1. Сороудерживающие решетки и средства их очистки	4	<i>Раздел 2</i>	
Вспомогательное оборудование			
1.1. Расположение, способ установки и условия работы сороудерживающих решеток	4	Глава 5. Масляное хозяйство гидроагрегатов и трансформаторная мастерская	58
1.2. Меры борьбы с обледенением решеток	8	5.1. Назначение масляного хозяйства. Сорты масел	58
1.3. Конструкции сороудерживающих решеток	9	5.2. Расход, объем и срок службы масла	60
1.4. Расчет потерь напора на решетках	12	5.3. Обработка масла	62
1.5. Сороочистные устройства	12	5.4. Трансформаторная мастерская	71
Глава 2. Затворы водоприемников, отсасывающих труб и механизмы для их обслуживания	16	5.5. Компоновка помещений масляного хозяйства	72
2.1. Классификация затворов, их расположение и условия работы	16	Глава 6. Пневматическое хозяйство	73
2.2. Конструкция затворов водоприемников	16	6.1. Потребители сжатого воздуха	73
2.3. Механизмы для обслуживания водоприемников	18	6.2. Схемы пневматического хозяйства	77
2.4. Конструкции ремонтных затворов отсасывающих труб и механизмы для их обслуживания	25	6.3. Расчеты для выбора оборудования	81
2.5. Определение массы плоских затворов и усилий при маневрировании затворами	27	6.4. Оборудование пневматических установок	83
Глава 3. Предтурбинные затворы	29	6.5. Компоновки компрессорных установок	89
3.1. Назначение и типы затворов	29	Глава 7. Техническое водоснабжение	92
3.2. Конструкции дисковых затворов	31	7.1. Потребители охлаждающей воды	92
3.3. Конструкции шаровых затворов	35	7.2. Выбор способа и схемы технического водоснабжения	95
3.4. Установка затворов на турбинном водоводе	37	7.3. Гидравлические расчеты системы технического водоснабжения	100
3.5. Компенсаторы, воздушные клапаны, байпасы	38	7.4. Оборудование для технического водоснабжения	108
3.6. Схемы управления затворами	40	Глава 8. Противопожарное водоснабжение технологического оборудования	115
3.7. Потери напора в затворах и выбор мощности привода затвора (объема сервомоторов)	43	8.1. Объекты автоматического пожаротушения	115
3.8. Кольцевой турбинный затвор	45	8.2. Выбор системы противопожарного водоснабжения	116

8.3. Оборудование системы водоснабжения	118	13.7. Международные рекомендации по натурным измерениям вибраций и пульсаций в гидравлических турбинах, насосах и обратных насос-турбинах	278
8.4. Автоматизация противопожарного водоснабжения	121	Глава 14. Организация монтажа вертикальных гидрогенераторов	279
Глава 9. Откачка воды из проточного тракта гидротурбины и дренажных колодцев	122	14.1. Основные положения	279
9.1. Назначение откачивающих устройств	122	14.2. Сборка ротора	280
9.2. Выбор схемы откачки воды	122	14.3. Сборка статора	282
9.3. Выбор оборудования насосных станций	125	14.4. Сборка генератора в кратере гидроагрегата	282
9.4. Контрольно-измерительные приборы	127	14.5. Предпусковые работы и подготовка генератора к пуску	283
<i>Раздел 3</i>			
Компоновки оборудования ГЭС и ГАЭС			
Глава 10. Основные параметры и компоновки оборудования отечественных ГЭС и ГАЭС	128	14.6. Комплексное опробование генератора под нагрузкой	284
10.1. Основные параметры гидромашин	180	Глава 15. Ремонтные мастерские и монтаж вспомогательного оборудования	285
10.2. Основные параметры гидрогенераторов и двигателей-гидрогенераторов	204	15.1. Требования к ремонтпригодности	285
Глава 11. Основные параметры гидромашин зарубежных ГЭС, ГАЭС и ПЭС	220	15.2. Ремонтные мастерские	286
<i>Раздел 4</i>			
Организация монтажа оборудования			
Глава 12. Монтажные площадки	256	15.3. Энергоразводка и переносные инструменты	289
12.1. Местоположение и габариты монтажных площадок	256	15.4. Монтаж вспомогательного оборудования	290
12.2. Подъездные пути и базы хранения оборудования	258	<i>Раздел 5</i>	
12.3. Выбор грузоподъемности и числа кранов	262	Организация эксплуатации оборудования	
12.4. Специальные приспособления	263	Глава 16. Эксплуатация оборудования гидроэлектростанций	291
Глава 13. Организация монтажа гидравлических турбин	265	16.1. Эксплуатационные требования к качеству оборудования	291
13.1. Проект организации монтажа	265	16.2. Основные требования к вводу в эксплуатацию оборудования в условиях незавершенного строительства гидроузла	292
13.2. Монтаж закладных частей	267	16.3. Основные положения приемки оборудования в эксплуатацию	293
13.3. Монтаж рабочих механизмов	267	16.4. Организация эксплуатации оборудования	294
13.4. Техническая документация на смонтированное оборудование	272	16.5. Организация ремонта оборудования	296
13.5. Международные рекомендации по вводу в эксплуатацию, эксплуатации и обслуживанию гидравлических турбин (Стандарт МЭК, Публикация 545, 1976)	273	16.6. Основные принципы планирования технического развития ГЭС	299
13.6. Наладочные работы перед пуском гидроагрегата	274	Глава 17. Система контроля режима водотока	300

Глава 19. Основы построения АСУ ТП ГЭС и ГАЭС	309	19.5. Группа подсистем производ- ственно-технологического уп- равления	316
19.1. Предпосылки создания АСУ ТП ГЭС и ГАЭС	309	19.6. Техническое обеспечение АСУ ТП ГЭС	317
19.2. Назначение и основные зада- чи, решаемые системой	311	19.7. Общая структура программ- ного обеспечения	319
19.3. Группа подсистем информа- ционного обеспечения	311	19.8. Пример разработки АСУ ТП ГЭС	320
19.4. Группа подсистем оператив- но-технологического управле- ния	314	19.9. Перспективное построение си- стем управления	325
		Список литературы	329
		Предметный указатель	331

Справочное издание
В двух томах

**Гидроэнергетическое и вспомогательное
оборудование гидроэлектростанций**

Т О М 2

Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций

Редактор издательства *А. Д. Шмелькина*
Художественные редакторы *Г. И. Панфилова* и *Б. Н. Тумин*
Технический редактор *Н. П. Собакина*
Корректор *И. А. Володяева*
ИБ № 336

Сдано в набор 19.01.89. Подписано в печать 08.06.89. Г-11184. Формат
70×100/16. Бумага типографская № 1. Гарнитура литературная. Печать
высокая. Усл. печ. л. 27,3. Усл. кр.-отт. 27,3. Уч.-изд. л. 31,87.
Тираж 3500 экз. Зак. № 56. Цена 2 руб. 10 коп.

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

Ленинградская типография № 2 головное предприятие ордена Трудо-
вого Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая
книга» им. Евгении Соколовой Государственного комитета СССР по
печати. 198052, Ленинград, Л-52, Измайловский проспект, 29.