

Министерство образования Российской Федерации
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Ю. С. Васильев И. С. Саморуков С. Н. Хлебников

**ОСНОВНОЕ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ
ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

Состав и выбор основных параметров

Учебное пособие

Санкт-Петербург
Издательство СПбГТУ
2002

Министерство образования Российской Федерации
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Ю.С. Васильев И.С. Саморуков С.Н. Хлебников

Посвящается светлой памяти
профессора
Бориса Андреевича
СОКОЛОВА

ОСНОВНОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Состав и выбор основных параметров
Учебное пособие

Санкт-Петербург
Издательство СПбГТУ
2002

Васильев Ю.С., Саморуков И.С., Хлебников С.Н. **Основное энергетическое оборудование гидроэлектростанций.** Состав и выбор основных параметров: Учеб. пособие. СПб.: Изд-во СПбГТУ, 2002. 134с.

Пособие соответствует государственному образовательному стандарту дисциплин "Использование водной энергии" и "Гидроэнергетика" направления магистерской и инженерной подготовки 650900 "Электроэнергетика".

Рассмотрены типы, энергетические характеристики, основные механические и геометрические параметры турбин, генераторов, гидроэнергетических установок. Представлены нормативно-справочные материалы на базе переработанной справочной литературы, отраслевых и государственных стандартов и по материалам ряда монографий [1—15]: общие сведения о номенклатуре отечественных гидротурбин и гидрогенераторов, условиях их применяемости и основные параметры.

Предназначено для студентов СПбГТУ, изучающих курсы "Гидроэнергетика", "Использование водной энергии", "Комплексное использование водных ресурсов", а также для курсового и дипломного проектирования по специальностям 100300 "Гидроэнергетика", 290400 "Гидротехническое строительство", 320500 "Гидромелиорация и охрана земель". Может быть использовано инженерно-техническим персоналом при проведении научно-исследовательских работ и проектировании гидроэнергетических установок, а также аспирантами, занимающимися проблемами гидроэнергетики и гидротехники.

Табл. 14. Ил. 60. Библиогр.: 21 назв.

Печатается по решению редакционно-издательского совета Санкт-Петербургского государственного технического университета.

ОСНОВЫ СИСТЕМАТИЗАЦИИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

1.1. Типизация гидроэнергетических объектов

При проектировании гидроэлектростанций неизбежно приходится считаться с многообразными природными условиями. Если при проектировании промышленных зданий, в том числе и тепловых электрических станций, природные условия занимают подчиненное положение, то при проектировании ГЭС они имеют решающее значение.

Основные параметры гидроэлектростанций предопределяются такими природными условиями, как используемый напор и пропускаемый расход воды через турбины и водосборы, а конструктивное оформление подводного массива здания в значительной степени — геологическими и топографическими условиями.

Изучение природных условий дает исходные материалы для выбора типа и расположения здания, а также его сопряжения с другими гидротехническими сооружениями. Для решения поставленных задач проектировщику необходимо иметь следующие исходные данные: топографические, геологические и гидрологические материалы, включая геотехнические характеристики грунтов; сведения о ледовом (зимнем) режиме реки; о твердом стоке реки. Кроме того, необходимо располагать водохозяйственными расчетами, являющимися основой для определения энергетических параметров объекта, данными о лабораторных

и полевых исследованиях, а также сведениями о строительно-хозяйственных условиях строительства.

Большое разнообразие природных условий и значительное число вопросов, требующих индивидуального разрешения при проектировании и конструировании здания ГЭС, определяют трудность проблемы типизации зданий ГЭС. Несмотря на сложность, эта задача выполнима.

Одним из природных факторов, определяющих тип здания ГЭС, является напор и способ его создания. По способу создания напора ГЭС разделяются на *плотинные* и *деривационные*.

По величине используемого напора плотинные гидроэлектростанции могут быть разделены на:

низконапорные (русовые здания ГЭС) при ≤ 30 м (иногда до 40 м);

средненапорные (приплотинные здания ГЭС) при $H = 30—150$ м;

высоконапорные (приплотинные здания ГЭС) при $H > 150$ м.

При деривационной схеме создания напора к средненапорным относят установки с напором 30—300 м, а к высоконапорным —, более 300 м. В последнее время в практике сооружения гидроэлектростанций при строительстве деривационных ГЭС часто русло реки перекрывается относительно высокими плотинами. Такие схемы создания напора стали называться *плотинно-деривационными* (*смешанная схема* создания напора).

По характеру воздействия напора здания гидроэлектростанций подразделяются на два основных типа.

1. Здания гидроэлектростанций, *входящие в состав фронта подпорных сооружений* и подвергающиеся одностороннему гидростатическому давлению воды со стороны верхнего бьефа. Здания такого типа встречаются главным образом в низконапорных русловых гидростанциях и в некоторых случаях в низконапорных деривационных.

2. Здания гидроэлектростанций, *расположенные вне подпорных сооружений*, с подводом воды к турбинам напорными водами. Такие типы зданий ГЭС встречаются при плотинной схеме создания напора для средненапорных и высоконапорных ГЭС, а также при деривационных и плотинно-деривационных схемах создания напора. Когда здания ГЭС располагаются

непосредственно за плотиной, их называют *приплотинными зданиями ГЭС*, или *приплотинными гидроэлектростанциями*.

1.2. Классификация гидроузлов и зданий ГЭС

Гидроузел^{*} называют группу гидротехнических сооружений, объединенных условиями совместной работы и местоположением. Гидроузлы, имеющие в своем составе здания гидроэлектростанций, классифицируются по следующему ряду признаков.

По способу создания напора выделяют три схемы:

- а) *плотинную*;
- б) *деривационную*;
- в) *плотинно-деривационную (смешанную)*.

По назначению:

- а) *одноцелевые*;
- б) *комплексные*.

По участию в создании напора и местоположению относительно плотины здания ГЭС:

- а) *русловые*;
- б) *приплотинные*;
- в) *деривационные*.

По местоположению относительно поверхности земли:

- а) *наземные*;
- б) *полуподземные*;
- в) *подземные*.

По выполнению зданием ГЭС функций водопропускных сооружений:

- а) *несовмещенные*;
- б) *совмещенные*.

По типу водопропускных сооружений *совмещенные* здания ГЭС могут быть подразделены на:

- а) *бычковые*;
- б) *с донными галереями*, расположенными ниже или выше турбинных камер (оба типа совмещенных зданий встречаются в низконапорных русловых гидроэлектростанциях с агрегатами вертикального исполнения);

^{*} Это жаргонный термин, который прочно вошел в обиход для краткости. Правильнее говорить — узел гидротехнических сооружений.

в) *водосливные* — здания руслового и приплотинного типа, через крышу которых может производиться сброс паводковых расходов воды.

По конструкции машинного зала здания ГЭС могут быть разделены на:

а) *закрытые* - здания с высоким верхним строением (шатром), рассчитанным на размещение внутри машинного зала мостовых или козловых и полукозловых кранов необходимой грузоподъемности;

б) *полуоткрытые (пониженные)* — здания с пониженной высотой верхнего строения, когда кран необходимой грузоподъемности устанавливается снаружи, над зданием ГЭС;

в) *открытые* — здания, у которых верхнее строение отсутствует, а над генераторами устанавливаются съемные перекрытия, опирающиеся на верхнюю крестовину генератора или на перекрытие над турбинным помещением;

г) *встроенные* — здания, встроенные в профиль бетонной или земляной плотины;

д) *подземные*;

е) *полуподземные*.

1.3. Функциональные группы технологического оборудования гидроэнергетических установок

*Наименование
функциональных групп*

Состав функциональных групп

Основное
или гидросиловое
оборудование

Гидроагрегат ГЭС:

а) гидротурбина в комплекте с системой автоматического регулирования, маслонапорной установкой (МНУ) и, при необходимости, предтурбинным затвором;

б) гидрогенератор в комплекте с системой возбуждения и охлаждения.

Механическое оборудование	Гидромеханическое оборудование	Затворы всех типов любого назначения. Сороудерживающие решетки, плавучие заграждения и другие устройства, преграждающие доступ плавающим телам к водоприемникам электростанций. Средства для очистки сороудерживающих решеток и акваторий перед ними. Устройства для поддержания майн.
	Подъемно-транспортное оборудование	Грузоподъемные краны с устройством для их испытаний. Тельферы, лебедки и другие подъемные и тяговые механизмы всех типов. Грузовые тележки.
Вспомогательное оборудование		Системы технического водоснабжения. Системы откачки воды из проточной части гидротурбин и дренажных колодцев. Системы масляного хозяйства. Системы пневматического хозяйства.
Электротехническое оборудование		Тоководы, соединяющие синхронные машины с повышающими трансформаторами. Повышающие трансформаторы. Распределительные устройства. Связь повышающих трансформаторов с распределительным устройством.

Электротехническое
оборудование

Оборудование системы возбуждения синхронной машины (при их отдельной поставке).

Оборудование помещения ЦПУ (центрального пульта управления).

Агрегатные щиты автоматики агрегатов.

Блочные щиты автоматики и релейной защиты повышающих трансформаторов.

Панели (шкафы) управления и автомата вспомогательного оборудования.

Автоматизация общестанционных процессов управления (производством и выдачей электроэнергии).

Автоматизация основного оборудования.

Автоматизация вспомогательного оборудования. **Связь** (диспетчерская, технологическая, телетайпная, фототелеграфная, каналы противоаварийной автоматики и релейной защиты и т. п.). **Компьютерная техника**

Аппаратура автоматизации,
средства управления и связи

О выборе и проектировании вспомогательного технологического оборудования ГЭС см. в [2, 3, 7,11].

ГИДРОТУРБИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ЕГО ВЫБОРУ

2.1. Стандартизация турбинного оборудования

В соответствии с международными и отечественными рекомендациями [1—21] стандартизация энергетического оборудования устанавливает систему и тип турбин — область их использования по напору и дает представление об их основных энергетических, механических и геометрических параметрах. В данной работе рассматриваются реактивные турбины трех систем: поворотн-лопастные (ПЛ), радиально-осевые (РО) и диагональные (Д) (рис. 2.1—2.3). Тип турбины определяется максимальным напором, при котором может быть применена лопастная система. Область использования различных систем и типов гидротурбин по напорам следует выбирать руководствуясь табл. 2.1.

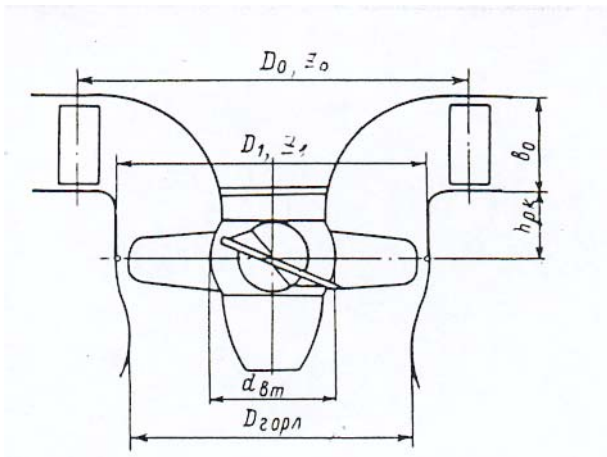
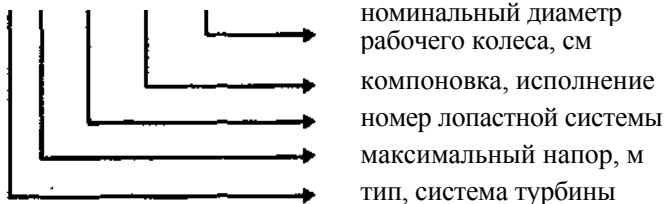


РИС. 2.1. Характерные геометрические параметры проточной части осевой гидротурбины

Структура условного обозначения турбин

ПЛ15/826-ГК-500



Для диагональных турбин дополнительно указывается угол наклона лопастей относительно оси гидроагрегата; для ковшовых турбин дополнительно указывается число сопел.

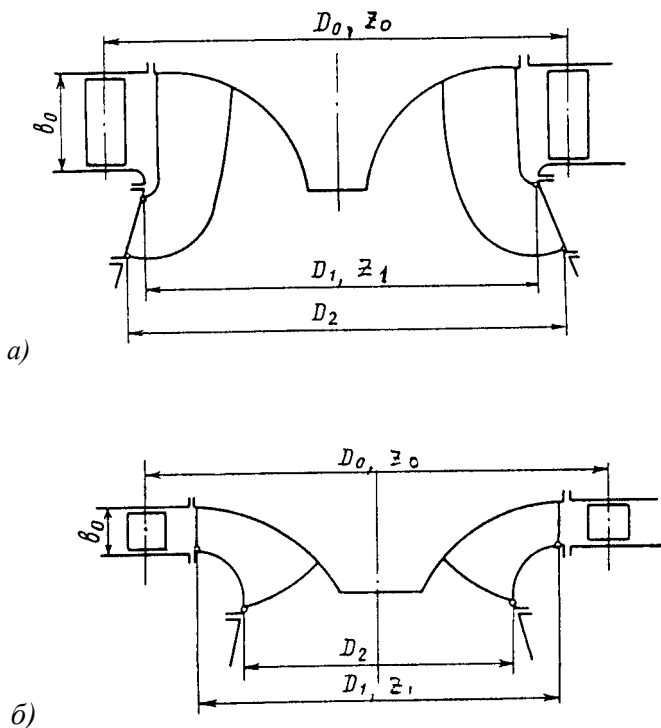


Рис. 2.2. Основные параметры проточной части радиально-осевых турбин: а — быстроходная РО турбина, Я= 45-И 15 м; б — тихоходная РО турбина, $H > 140$ м

Таблица 2.1

Типы гидротурбин и зоны их применения по напорам

Система гидротурбины	Тип гидротурбины	Диапазон используемых напоров, м	
		Наибольший	Наименьший
Поворотно-лопастные	ПЛО	10	4
	ПЛ15	15	5
	ПЛ20	20	15
	ПЛ30	30	20
	ПЛ40	40	30
	ПЛ50	50	40
	ПЛ60	60	50
	ПЛ70	70	60
	ПЛ80	80	70
Радиально-осевые	РО45	45	30
	РО75	75	45
	РО115	115	75
	РО140	140	115
	РО170	170	140
	РО230	230	170
	РО310	310	230
	РО400	400	310
	РО500	500	400
Диагональные	ПЛД50	50	40
	ПЛД60	60	50
	ПЛД70	70	60
	ПЛД90	90	70
	ПЛД115	115	90
	ПЛД140	140	115
	ПЛД170	170	140

Примеры условного обозначения

РО140/846—В—600 — турбина радиально-осевая на максимальный напор 140 м, вертикального исполнения с номинальным диаметром рабочего колеса 600 см.

ПЛ15/826—ГК—550 — турбина поворотно-лопастная на максимальный напор 15м, горизонтальная капсульная с номинальным диаметром рабочего колеса 550 см.

ПЛД90/4011-В-45°-500 — турбина поворотно-лопастная диагональная на максимальный напор 90 м, вертикального исполнения с углом наклона лопастей 45° и номинальным диаметром рабочего колеса 500 см.

Обозначения в знаменателе типа турбины указывают на номер лопастной системы организации разработчика.

При выборе основных энергетических, механических, кавитационных и геометрических параметров гидромашины следует руководствоваться рекомендациями, приведенными в табл. 2.2—2.5, где представлены характерные размеры в безразмерных величинах относительно номинального диаметра рабочего колеса турбины, т. е. $\bar{D}_0 = \frac{D_0}{D}$, $\bar{b}_0 = \frac{b_0}{D}$ и т. д.

При проектировании элементов водопроводящего тракта и турбинного блока необходимо принимать стандартные значения

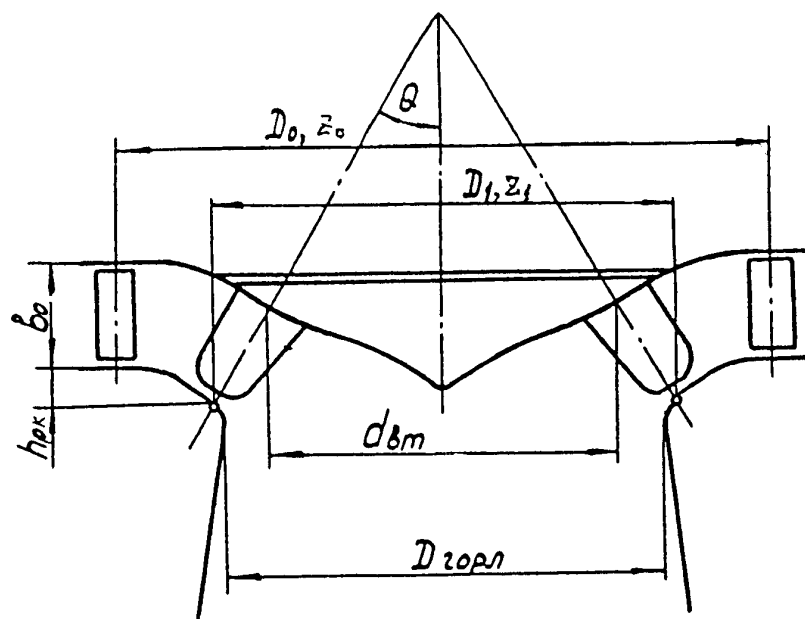


Рис. 2.3. Характерные параметры проточной части диагональной турбины: D — номинальный диаметр РК; D_0 — диаметр расположения лопаток направляющего аппарата; $Z_{горл}$ — диаметр горловины камеры РК; d_6 — диаметр корпуса РК; b_0 — высота направляющего аппарата; Q — угол наклона лопастей

диаметров рабочего колеса D_l и окружности D_0 , на которой размещаются лопатки направляющего аппарата (табл. 2.6).

2.2. Классификация гидротурбин

Гидротурбины также можно классифицировать по ряду следующих признаков:

- по конструктивным особенностям элементов подвода воды к рабочему колесу;

- по форме водопроводящего тракта лопастной системы;

- по форме отсасывающей трубы;

- по системе регулирования.

Классификация по компоновке подводящих устройств. *Турбина с открытой турбинной камерой.* Такая компоновка может применяться только у агрегатов небольшой мощности — не более 1,0 МВт. На рис. 2.4 показана гидроэнергетическая установка (ГЭУ), где основное турбинное оборудование размещается в открытой камере.

Турбина в бетонной спиральной камере с неполным углом охвата (рис. 2.5). Такая схема целесообразна на гидроэнергетических установках большой мощности при напорах до 70 м и диаметрах рабочего колеса до 11,2 м.

Гидроэнергетическая установка с турбинной камерой полного угла охвата $\phi_0 = 345 — 360^\circ$ (рис. 2.6). Такой подвод применяется на ГЭС с большими напорами $Y = 80—500$ м. Турбинная камера выполняется из металла. Металлическая облицовка либо полностью воспринимает давление воды, либо частично передает его на бетон подводной части здания электростанции.

Реактивные турбины без регулирующего направляющего аппарата. Такая конструкция может быть использована на ГЭУ малой мощности при незначительных колебаниях напора.

Установка с регулирующим направляющим аппаратом, который, обеспечивая изменения мощности, является запорным органом турбины. Такой регулирующий узел может быть радиальным, коническим, осевым, в зависимости от компоновки гидроагрегата в целом.

Таблица 2.2

Основные параметры осевых гидротурбин

Параметр	Тип гидротурбин								
	ПЛ10	ПЛ15	ПЛ20	ПЛ30	ПЛ40	ПЛ50	ПЛ60	ПЛ70	ПЛ80
Число лопастей рабочего колеса (РК) z_1	3–4	3–4	4	4–6	5–6	7–8	7–8	8	8
Размер корпуса РК $d_{\text{КТ}}$	0,35	0,35	0,37	0,40	0,44	0,47	0,51	0,55	0,60
Высота направляющего аппарата b_0	0,450	0,420	0,400	0,375	0,375	0,375	0,350	0,350	0,350
Габариты турбинной камеры: ширина $B_{\text{СП}}$	3,1–2,9	2,65–2,85	2,9–2,65	2,7–2,9	2,9–2,6	2,9–2,7	3,0–2,9	3,2–3,8	4,0–3,4
угол охвата, $\square$, град			180–210		210–225		240–345		
Габариты отсасывающей трубы: высота $h_{\text{от}}$									
	2,7	2,6	2,4	2,9	2,7	2,3	2,7	2,3	2,3
длина $L_{\text{от}}$	4,5	4,5	4,0	4,5	4,5	5,0	5,0	5,6	4,5
ширина $B_{\text{от}}$	2,5	2,5	2,6	2,8	2,6	2,9	2,9	2,8	2,6
Оптимальная приведенная частота вращения $n'_{\text{л.опт}}$, мин ⁻¹	165–185	150–165	138–150	125–135	115–126	110–120	105–116	102–110	100–105
Приведенный расход: оптимальный $Q_{\text{л.опт}}$, м ³ /с	1,25–1,45	1,125–1,35	1,05–1,25	1,00–1,20	1,00–1,20	0,95–1,15	0,90–1,05	0,85–1,00	0,80–0,95
максимальный по кавитационным условиям $Q_{\text{лр}}$, м ³ /с	2,30–2,50	2,10–2,35	1,80–2,25	1,45–2,00	1,25–1,20	1,15–1,50	1,05–1,30	0,95–1,20	0,90–1,10
Коэффициент кавитации σ $Q_{\text{л.опт}} - Q_{\text{лр}}$	1,50	1,10–1,40	0,95–0,35	0,90–0,30	0,70–0,25	0,60–0,20	0,55–0,20	0,55–1,15	0,45–0,15

Таблица 2.3

Основные параметры радиально-осевых гидротурбин

Параметр	Тип гидротурбины									
	PO45	PO75	PO115	PO140	PO170	PO230	PO310	PO400	PO500	PO600
Относительная высота направляющего аппарата b_0	0,35	0,30	0,25	0,25	0,20	0,16	0,12	0,10	0,08	0,06
Габариты турбинной камеры: ширина $B_{\text{сп}}$	4	3,7	3,5	3,5	3,1	3,1	3,2	2,7	2,7	2,7
диаметр на входе $d_{\text{сп}}$	1,4	1,3	1,4	1,4	0,93	0,95	1,0	0,7	0,7	0,7
Габариты отсасывающей трубы: высота $h_{\text{от}}$	2,6	3,0	2,6	2,6	2,4	2,7	3,0	3,2	3,2	3,5
длина $L_{\text{от}}$	5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
ширина $B_{\text{сп}}$	2,8	3,1	3,0	3,0	2,6	2,7	2,9	1,51	1,5	1,5
Оптим.приведенная частота вращения $n_{\text{юпт}}, \text{мин}^{-1}$	80–90	75–83	68–77	66–74	64–72	62–68	60–66	60–65	58–65	56–65
Приведенный расход: оптимальный $Q_{\text{юпт}}, \text{м}^3/\text{с}$	1,15– 1,30	1,00– 1,15	0,85– 1,00	0,75– 0,90	0,55– 0,70	0,40– 0,55	0,30– 0,40	0,20– 0,30	0,18– 0,25	0,15– 0,20
максимальный на линии 5%-ного запаса мощности $Q_{\text{лр}}, \text{м}^3/\text{с}$	1,35– 1,55	1,15– 1,40	0,95– 1,15	0,85– 1,00	0,70– 0,85	0,50– 0,65	0,35– 0,50	0,30– 0,37	0,25– 0,30	0,20– 0,26
Коэффициент кавитации σ при $Q_{\text{юпт}} - Q_{\text{лр}}$	0,15– 0,24	0,13– 0,21	0,10– 0,17	0,09– 0,15	0,07– 0,13	0,05– 0,09	0,04– 0,07	0,04– 0,07	0,04– 0,07	0,04– 0,07

Таблица 2.4

Основные параметры диагональных гидротурбин

Параметр	Тип гидротурбины						
	ПД50-В	ПД60-В	ПД70-В	ПД90-В	ПД115-В	ПД140-В	ПД170-В
Угол наклона лопастей Θ , град	60			45			30
Число лопастей Z_1	7-8	7-8	8-9	9-10	9-10	9-11	10-12
Диаметр корпуса РК $d_{\text{вт}}$	0,50	0,53	0,55	0,60	0,65	0,70	0,76
Диаметр горловины $D_{\text{горл}}$	1,01-0,99			1,00-0,98			0,98- 0,97
Диаметр окружности направляющего аппарата D_0	1,25-1,30			1,32-1,35			1,38- 1,42
Относительная высота направляющего аппарата b_0	0,375	0,350	0,350	0,320	0,280	0,250	0,230
Высотное расположение рабочего колеса $\bar{h}_{\text{рк}}$	0,14-0,18			0,10-0,15			0,08- 0,09
Габариты турбинной камеры: ширина $B_{\text{сп}}$	4,0-4,2	2,9-3,1	4,0-4,2	3,6-4,0	3,7-3,8	3,7-3,8	4,0-4,2
входной диаметр $d_{\text{сп}}$	1,4-1,5	—	1,4-1,5	1,3-1,4	1,25-1,3	1,25-1,3	1,3-1,4
Габариты отсасывающей трубы: высота $h_{\text{от}}$	2,3-2,5	2,3-2,5	2,3-2,5	2,4-4,1	4,0-4,2	4,0-4,2	2,3-2,5
длина $L_{\text{от}}$	4,5-5,0	4,5-5,0	4,5-5,0	4,5-8,0	7,0-8,0	7,0-8,5	4,0-4,5
ширина $B_{\text{сп}}$	2,5-2,6	2,9-3,0	2,5-3,0	2,5-1,6	1,6-1,7	1,6-1,7	2,2-2,5
Оптимальная приведенная частота вращения $n'_{\text{юпт}}$, мин ⁻¹	105-115	100-115	100-110	85-89	83-91	82-87	77-85
Приведенный расход, м ³ /с: оптимальный $Q_{\text{юпт}}$	0,90-1,15	0,90-1,10	0,85-1,05	0,80-1,00	0,76-0,90	0,72-0,85	0,55-0,65
максимальный по кавитационным условиям Q'_{max}	1,25-1,50	1,20-1,40	1,10-1,30	1,00-1,20	0,85- 1,05	0,75-0,95	0,70-0,80
Коэффициент кавитации σ при Q'_{max}	0,33-0,52	0,30-0,50	0,28-0,40	0,26-0,38	0,22-0,30	0,18-0,26	0,16-0,20

Таблица 2.5

Основные параметры горизонтальных капсульных гидротурбин

Параметр	Тип гидротурбины				
	ПЛ7–ГК	ПЛ10–ГК	ПЛ15–ГК	ПЛ20–ГК	ПЛ25–ГК
Число лопастей рабочих колес Z_1	3–4	3–4	4	4	4–5
Относительный размер корпуса рабочего колеса $\bar{d}_{вт}$	0,35	0,35	0,36	0,37	0,4
Относительная высота направляющего аппарата $\bar{h}_0$, не менее	0,4	0,4	0,4	0,375	0,375
Угол наклона оси поворота лопатки направляющего аппарата к оси турбины α , град	60–65	60–65	60–65	60	60
Относительный диаметр капсулы $\bar{D}_к$	1,1–1,15	1,15–1,2	1,15–1,2	1,2	1,2
Оптимальная приведенная частота вращения $n_{\text{юпт}}$, об/мин	150–190	145–180	140–170	135–165	135–160
Приведенный расход, л/с: оптимальный $Q_{\text{юпт}}$	1800–2000	1700–1900	1600–1800	1500–1750	1450–1700
максимальный по кавитационным условиям $Q_{\text{макс}}$	3200–3500	2800–3250	2400–3000	2000–2750	1700–2500
Коэффициент быстроходности гидротурбины n_s , об/мин	920–1230	850–1140	750–1020	660–920	610–850
Коэффициент кавитации σ при $Q_{\text{макс}}$	2,2–3,0	1,9–2,4	1,5–2,1	1,2–1,8	1–1,6

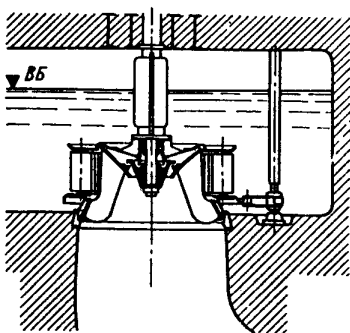
Примечания

1. Для гидротурбин всех типов относительный диаметр горловины камеры рабочего колеса $\bar{D}_{\text{горл}} = 0,97 - 0,985$, относительное расстояние между рабочим колесом и направляющим аппаратом $\bar{L}_0 = 0,7 - 0,85$.
2. Значение $\bar{D}_к$ согласовывается с предприятием-изготовителем генератора
3. Допустимые отклонения от указанных значений $\bar{d}_{\text{от}}$ не должны превышать $\pm 5\%$

Типоразмеры реактивных гидротурбин

[illegible]

а)



б)

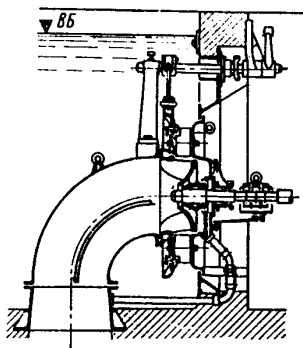


Рис. 2.4. Радиально-осевая гидротурбина в открытой камере:
а — вертикальная; б — горизонтальная (фронтальная)

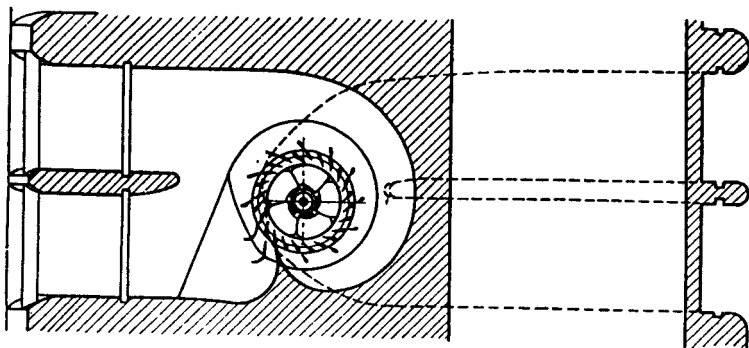


Рис. 2.5. Г'ЭУ с турбинной камерой неполного угла охвата

Классификация по форме проточного тракта лопастной системы. Характер протекания воды в рабочем колесе может быть: радиальный, радиально-осевой (поток в межлопастном канале движется от периферии к центру, совершая поворот от радиального к осевому); диагональный; осевой (поток протекает в меридиональной плоскости в межлопастном канале в осевом направлении).

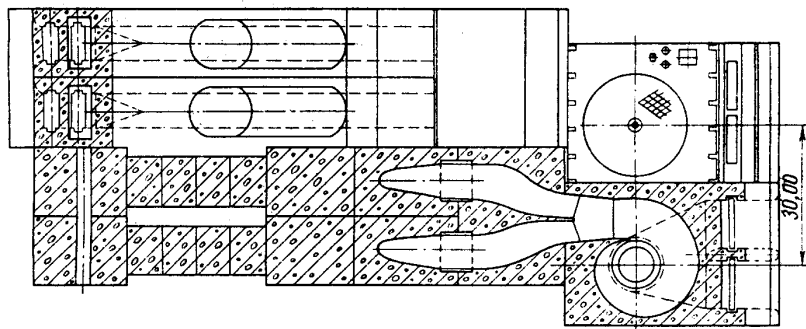


Рис. 2.6. Гидроагрегатный блок с турбинной камерой полного угла охвата

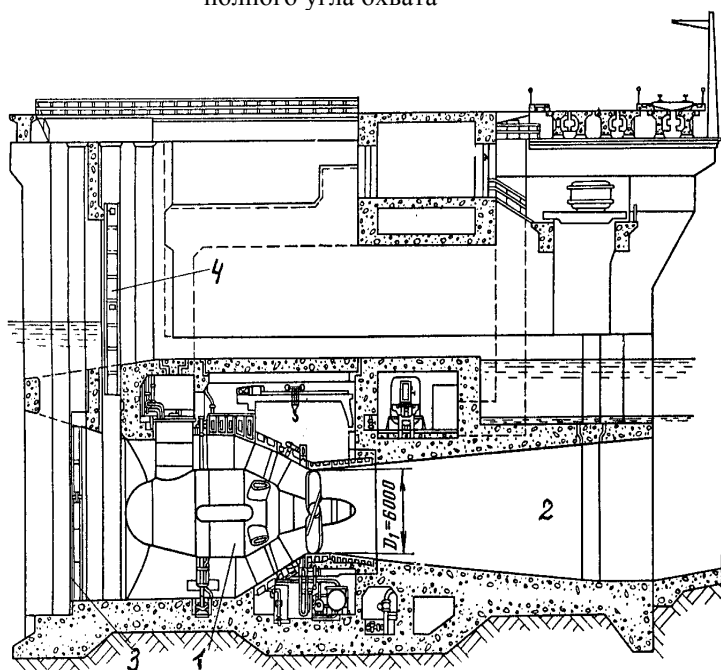


Рис. 2.7. Здание ГЭС с капсульными горизонтальными агрегатами:
 1 — капсульный агрегат(турбина и генератор); 2 — прямоосная
 отсасывающая решетка; 3 — сороудерживающая решетка;
 4 — затворы поверхностного водослива

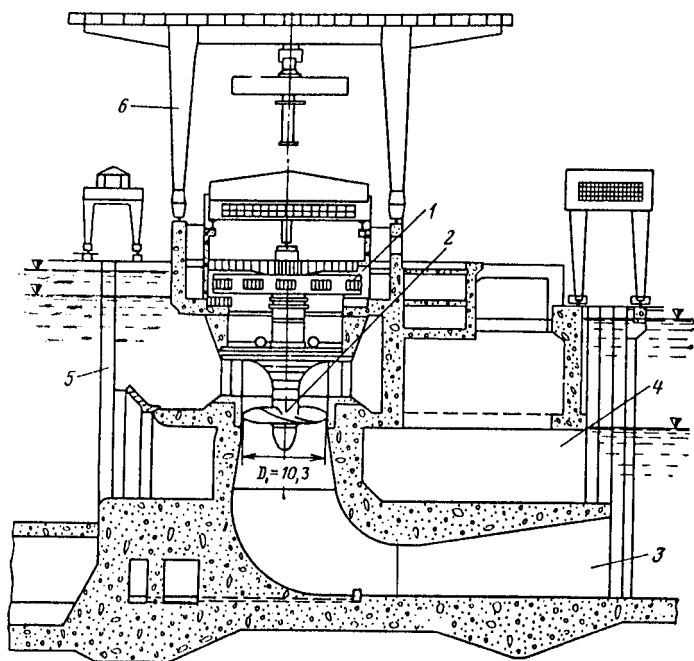


Рис. 2.8. Здание Саратовской ГЭС с поворотно-лопастной турбиной:

1 — генератор; 2 — рабочее колесо; 3 — отсасывающая труба; 4 — водосброс; 5 — паз решеток и затворов; 6 — основной козловой кран

Классификация по конструкции отсасывающей трубы. Турбина с прямоосной отсасывающей трубой. Такая форма элемента отвода гидроэнергетической установки целесообразна в основном при их горизонтальной компоновке, а также на ГЭС незначительной мощности (рис. 2.7).

Агрегаты вертикального исполнения значительной мощности, а также в двоянных или фронтальных горизонтальных турбинах большей частью используются с изогнутой отсасывающей трубой (рис. 2.8). Они, как правило, имеют высоту $(2,3—4) D_r$.

Рациональная организация сходящего с лопастей потока может быть более эффективна, повышая надежность работы гидроагрегата, при наличии раструбной отсасывающей трубы

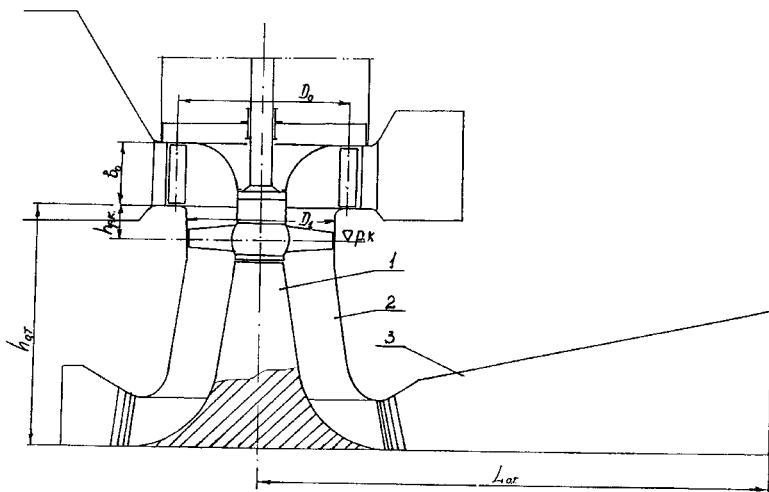


Рис. 2.9. Раструбная отсасывающая труба: 1 — коноид; 2 — раструб; 3 — выходной диффузор

с коноидом (рис. 2.9). Использование такой турбины может существенно уменьшить высотные габариты подводной гидротехнической части здания ГЭС.

Классификация по схеме регулирования. В зависимости от способа регулирования мощности и частоты вращения ротора различают следующие типы гидроэнергетических установок:

турбина одинарного регулирования, когда изменение ее пропускной способности осуществляется только изменением открытия направляющего аппарата или изменением угла установки лопастей рабочего колеса; в практике турбиностроения наиболее распространенной является данная схема регулирования; она применяется на всех без исключения радиально-осевых и пропеллерных турбинах;

турбина двойного регулирования, у которой регулирование расхода осуществляется согласованным изменением открытий направляющего аппарата и угла установки лопастей рабочего колеса; двойное регулирование обеспечивает высокие энергетические качества турбины в широком диапазоне изменения

мощности, гидромашина обладает пологой энергетической характеристикой; обычно такая схема используется на гидроэнергетических установках с рабочим колесом поворотно-лопастного типа (ПЛ, ПЛД).

2.3. Энергетические характеристики и приведенные величины

При работе ГЭУ происходят непрерывные (более или менее значительные) изменения пропускной способности, напора и соответственно мощности. Указанное сочетание параметров характеризуется режимом работы гидроагрегата. В диапазоне изменений напоров от H_{min} до H_{max} и мощности от холостого хода до номинальной может наблюдаться бесконечное множество режимов работы гидротурбины.

Для выявления энергетических и эксплуатационных качеств турбины по их пропускной способности, скорости вращения ротора и способности развивать мощность в практике турбиностроения используются так называемые приведенные величины, а именно: приведенная частота вращения ротора n'_t , об/мин; приведенный расход Q_t , м³/с. Приведенные величины условно выражают число оборотов и расходов турбины, обладающей номинальным диаметром рабочего колеса D_t — 1 м и работающей при напоре $H_t = 1$ м.

Для получения приведенных значений нет необходимости изготавливать турбину с диаметром рабочего колеса 1 м и проводить эксперимент при напоре 1 м. Испытание турбины можно вести на моделях других размеров и любом напоре, измеряя при этом частоту вращения ротора, расход, мощность, и затем пересчитывать по соответствующим формулам приведения:

$$n'_t = \frac{nD_t}{\sqrt{H}}; \quad Q_t = \frac{Q}{D_t^2 \sqrt{H}}.$$

Наиболее полное представление об энергетических, эксплуатационных параметрах гидравлической турбины на всех режимах ее работы дает универсальная характеристика, представляющая собой семейство кривых равных значений КПД, в координатах

приведенной скорости вращения n' и приведенного расхода Q' . На универсальные характеристики также наносятся:

линии равных открытий направляющего аппарата ($a_0 = \text{const}$, где a_0 - состояние в свету между лопатками);

линии равных углов установки лопастей рабочего колеса ($\varphi = \text{const}$) для ПЛ, ПЛД турбин;

линия ограничения мощности (ЛОМ), соответствующая на универсальной характеристике 95 % предельной мощности турбины;

кривые равных значений коэффициента кавитации ($\sigma = \text{const}$).

Универсальные характеристики, с помощью которых определяется синхронная частота вращения ротора турбины, ее мощность, высота отсасывания, фактические значения КПД лопастных систем, приведены в приложениях 1—4.

Согласно отраслевому стандарту на гидротурбины номинальный диаметр лопастных систем D_l и диаметр расположения лопаток направляющего аппарата D_0 целесообразно принимать руководствуясь табл. 2.6. Остальные геометрические параметры турбины соответствующих типов лопастных систем указаны в приложениях 1—4.

2.4. Основные параметры гидроэнергетической установки

Используя данные водноэнергетических расчетов водотока, можно в первом приближении определить параметры проектируемого гидроузла, а именно:

полезный объем водохранилища;

нормальный подпертый уровень воды в водохранилище $\nabla_{НПУ}$, м;

уровень сработки водохранилища $\nabla_{УМО}$, м;

пропускную способность ГЭС и гидроузла в целом: $Q_{ГЭС}$,

$Q_{\max}$, $Q_{\min}$, $\text{м}^3/\text{с}$;

установленную мощность N_r , кВт;

годовую выработку электроэнергии $\mathcal{E}_r$, кВт·ч.

Диапазон характерных напоров ($H_{\max}$, H_n , $H_{\min}$), в пределах которого будет эксплуатироваться ГЭС, можно определить следующим образом:

максимальный напор

$$H_{\max} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{Q_1};$$

минимальный напор

$$H_{\min} = \nabla \text{УМО} - \nabla \text{НБ}_{Q_1};$$

расчетный напор

$$H_p = \left[\nabla \text{УМО} + \frac{1}{3}(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УМО}) \right] - \nabla \text{НБ}_{Q_{\text{ЭС}}}.$$

Уровень воды ($\nabla \text{НБ}$) в отводящем канале ГЭС в значительной степени зависит от расхода водотока и определяется из графической зависимости $\nabla \text{НБ} = f(Q)$ (рис. 2.10).

Анализируя условия эксплуатации гидроэнергетической установки с различной пропускной способностью, окончательно выбираем $H_{\max}$ и $H_{\min}$.

В первом приближении установленная мощность N_{Γ}^* может быть определена из зависимости:

$$N_{\Gamma}^* = 9,81 Q_{\text{ЭС}} H_p \eta^*, \text{ где } \eta^* = 0,9.$$

Задавшись числом агрегатов z , можно предварительно оп. РЧ делить и мощность турбины:

$$N_{\Gamma}^* = \frac{N_{\Gamma}^*}{z}.$$

Выбор числа агрегатов производят путем технико-экономического сопоставления вариантов гидроузла, отличающихся числом агрегатов. Число агрегатов можно выбрать руководствуясь рядом технических требований:

число агрегатов, обеспечивающих эффективную эксплуатацию ГЭС и надежные условия работы энергетического оборудования, должно быть не менее двух;

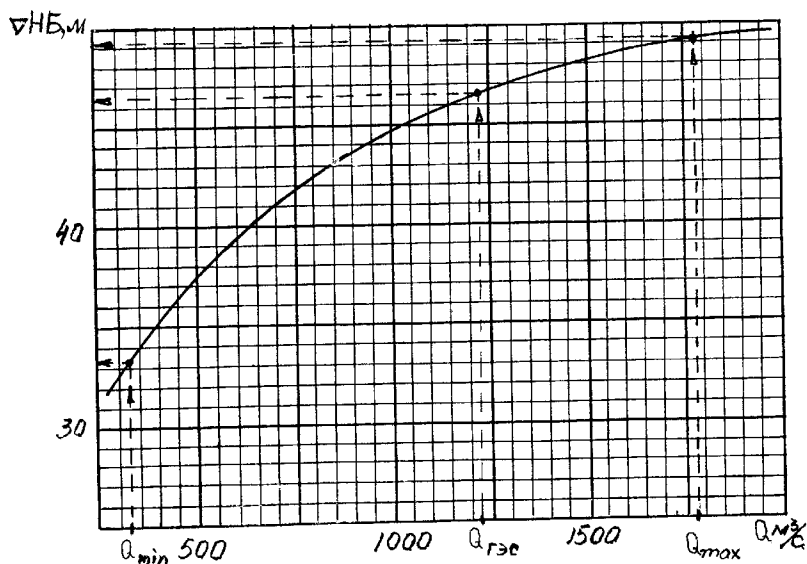


Рис. 2.10. Зависимость $\Delta H_B = f(Q)$

следует избегать нечетного числа агрегатов, неудобного для разделения здания ГЭС на секции и блоки;

если в нижнем бьефе пропускается постоянный санитарный расход, то он должен быть не менее расхода турбины при ее работе на частичных нагрузках $N_{\min}$;

мощность турбины не может быть больше гарантированной по режимам эксплуатации (рис. 2.11).

В процессе дальнейших расчетов по выбору турбинного оборудования число агрегатов может быть частично пересмотрено с целью улучшения параметров турбинного блока, технико-экономических показателей ГЭС в целом.

Данные технико-экономического обоснования проектируемого гидроэнергетического объекта по определению режимов работы его в энергосистеме позволяют установить, какая это будет электростанция — базисная или пиковая, т. е. какое время T в течение года она будет работать полной установленной

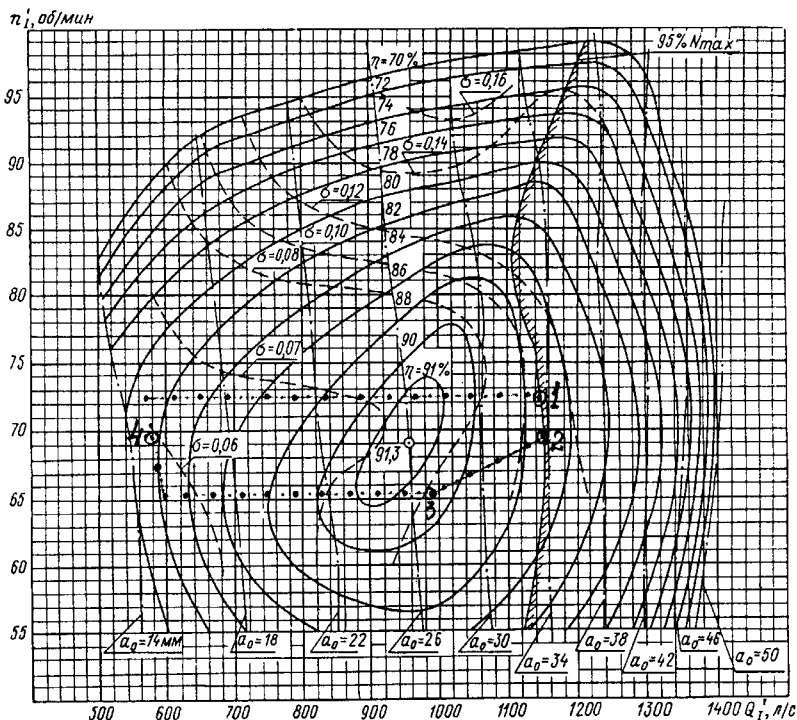


Рис. 2.11. Зона работы турбины РО115/697-ВМ—600 на универсальной характеристике: 1,2,3,4 — характерные режимы эксплуатации турбины

мощностью. Следовательно, количество вырабатываемой электроэнергии гидроэнергетической установкой за год составит

$$\mathcal{E}_r^* = N_r^* T, \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

2.5. Выбор основных параметров турбинного оборудования ,

По рассчитанному значению $H_{\max}$ выбирается тип, система турбины (ПЛ15/1100, РО7 5/702) и ее энергетическая характеристика.

Согласно рекомендациям [2-3] и использованию универсальной характеристики выбранной лопастной системы определяются основные параметры турбины:

номинальный диаметр рабочего колеса D_l ,

синхронная частота вращения n_c , об/мин;

пропускная способность турбины на различных режимах эксплуатации;

КПД турбины;

диапазон гарантированных режимов эксплуатации турбины;

высота отсасывания H_c и геометрическая отметка расположения рабочего колеса относительно уровня воды в нижнем бьефе.

При вычислении перечисленных параметров используется приведенная частота вращения n'_l и приведенный расход Q'_l .

Номинальный диаметр рабочего колеса. Используя формулы приведения, диаметр лопастной системы определяют из выражения:

$$D_l = \sqrt{\frac{N_m^*}{9,81 Q'_{lp} n^* H_p \sqrt{H_p}}}, \text{ м}$$

где Q'_{lp} — расчетное значение расхода, определяемое по универсальной характеристике.

Для РО турбин Q'_{lp} принимается на линии ограничения мощности (ЛОМ) при n'_l проходящей через оптимум характеристики.

Для ПЛ турбин $Q'_{lp} \approx (1,5 - 1,6) Q'_{\text{опт}}$ соответствует оптимуму характеристики. Вычисленное значение D_l округляется до стандартного (см. табл. 2.6).

Синхронную частоту вращения, скорость вращения ротора агрегата рассчитывают по средневзвешенному напору, принимая расчетное значение приведенных чисел оборотов. В данном случае n'_p должно быть на $\nabla n'_l = 2 - 3$ об/мин выше оптимума характеристики:

$$n^* = n'_{lp} \frac{\sqrt{H_p}}{D_l}, \text{ об/мин}$$

Вычисленное значение n^* округляется по справочным данным до ближайшего синхронного n_c (табл. 2.7). После этого угоняется на универсальной характеристике n'_{lp} :

$$n'_{lp} = \frac{n_c D_1}{\sqrt{H_p}}, \text{ об/мин}$$

Пропускная способность турбины и ГЭС в целом. Определение расхода воды, протекаемой через турбину при номинальной мощности N_m , и диаметре рабочего колеса D_1 вычисляется по формуле:

$$Q_T = Q'_{lp} D_1^2 \sqrt{H_p}, \text{ м}^3/\text{с}.$$

Соответственно

$$Q_{ГЭС} = Q_T z, \text{ м}^3/\text{с}.$$

Установленная мощность ГЭС. Для уточнения установленной мощности N_T электростанции необходимо знать достоверную мощность N_T каждой турбины при заданном расчетном напоре H_p :

$$N_T = 9,81 D_1^2 Q'_{lp} H_p \sqrt{H_p} \eta_T,$$

где $\eta_T = \eta_m + \Delta\eta$, $\Delta\eta = (1 - \eta_m) \sqrt{\frac{D_{1m}}{D_{1T}}}$;

D_{1T} и D_{1m} - номинальные диаметры рабочих колес турбины модели; η_T и η_m — оптимальные КПД турбины и модели.

Следовательно, установленная мощность ГЭС $N_T = N_T z \eta_{ген} \cos \varphi$, где $\cos \varphi$ — коэффициент мощности.

Номинальное значение $\cos \varphi$ устанавливается в зависимости от требований энергосистемы и мощности генератора:

Мощность, МВ-А

Коэффициент мощности

До 125	0,8
125-360	0,85
360-500	0,9
Более 500	0,95

Коэффициент полезного действия $\eta_{\text{ген}}$ зависит от мощности развиваемой генератором (см. рис. 3.2):

$$\text{для } N_{\text{ген}} > 100 \text{ МВт} \quad \eta_{\text{ген}} = 0,96 - 0,985;$$

$$\text{для } N_{\text{ген}} < 100 \text{ МВт} \quad \eta_{\text{ген}} = 0,94 - 0,960.$$

Таблица 2.7

Синхронная частота вращения n_c

Число полюсов генератора	n_c	Число полюсов генератора	n_c	Число полюсов генератора	n_c
8	750	44	136,4	88	68,2
10	600	48	125,0	90	66,7
12	500	52	115,4	92	65,2
14	428,6	56	107,1	96	62,5
16	375,0	60	100,0	100	60,0
18	333,3	64	93,8	102	58,8
20	300,0	66	90,9	104	57,4
24	250,0	68	88,2	108	55,6
26	230,8	70	85,7	110	54,6
28	214,3	72	83,3	112	53,6
30	200,0	76	78,9	114	52,6
32	187,5	78	76,9	116	51,8
36	166,7	80	75,0	120	50,0
40	150,0	84	71,4	128	46,9

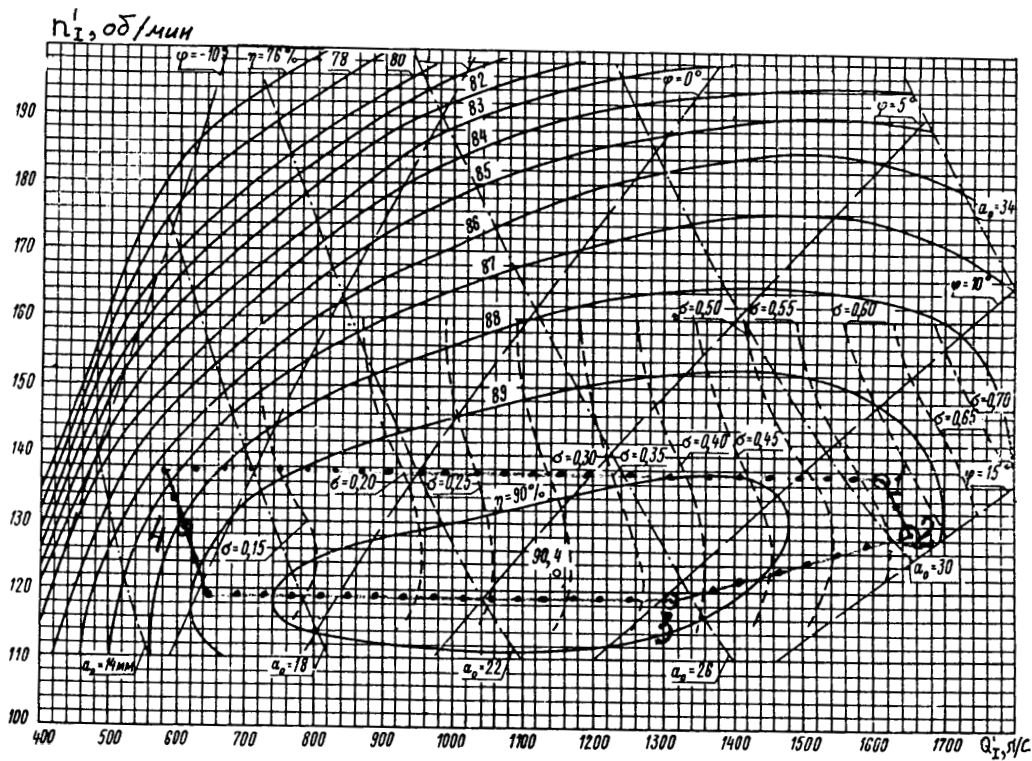


Рис. 12.12. Диапазон гарантированных режимов работы гидротурбины ПЛ40/587а-ВБ-500 на универсальной характеристике: 1, 2, 3, 4 — характерные режимы работы турбины

2.6. Гарантированный диапазон режимов работы гидротурбины

Эксплуатация турбины в рассматриваемых пределах изменения ее пропускной способности от $Q'_{\text{лmin}}$ до $Q'_{\text{л}}$ и напора на ГЭС от H_{min} до N_{max} должна сопровождаться высокими энергетическими и эксплуатационными показателями.

На первой стадии проектирования гидроэнергетической установки определение зоны работы гидроагрегата позволяет более рационально выбрать отметку установки рабочего колеса ($\nabla \text{РК}$), что исключает негативные последствия кавитационных явлений в водопроводящем тракте турбины при достаточно большом диапазоне колебания уровня воды в отводящем канале электростанции.

Для определения гарантированной и надежной зоны эксплуатации гидроагрегата следует рассчитать характерные режимы 1—2—3—4, пользуясь универсальной характеристикой турбины (рис. 2. 12).

Эти режимы могут быть определены с использованием формул приведения следующим образом.

Режим 1:

$$n'_{\text{лmax}} = \frac{n_c D_1}{\sqrt{H_{\text{min}}}}.$$

Для РО турбин Q'_l располагается в поле универсальной характеристики на линии ограничения мощности (ЛОМ). Для ПЛ турбин Q'_l определяется графическим способом на пересечении линии $n'_{\text{лmax}}$ и кривой, проходящей через точку 2 конгруэнтно ближайшей линии открытия направляющего аппарата.

Режим 2: $n'_{\text{лр}}$ и $Q'_{\text{лр}}$.

Для РО турбин $Q'_{\text{лр}}$ следует принимать на ЛОМ

Для ПЛ турбин $Q'_{\text{лр}} = (1,5 - 1,6) Q'_{\text{лопт}}$.

$$\text{Режим 3: } n'_{\text{лmin}} = \frac{n_c D_1}{\sqrt{H_{\text{max}}}}, \quad Q'_{\text{л3}} = \frac{N_T}{9,81 D_1^2 \eta_T H_{\text{max}} \sqrt{H_{\text{max}}}}.$$

$$\text{Режим 4: } n'_{\text{лр}}, Q'_{\text{л4}} = \frac{(0,25 - 0,3) N_T}{9,81 D_1^2 \eta_T H_p \sqrt{H_p}}.$$

2.7. Кавитация, высота отсасывания и выбор отметки рабочего колеса

Эксплуатация реактивной турбины на отдельных режимах сопровождается понижением давления под рабочим колесом. Кроме того, при обтекании решетки лопаток направляющего аппарата и лопастной системы создаются местные зоны понижения давления. Все это вызывает нежелательные явления разрыва сплошности потока, образование пульсирующих парогазовых каверн, что приводит к негативным последствиям кавитации в турбине:

увеличению потерь энергии, резкому снижению энергетических и эксплуатационных качеств турбин — срыву мощности падению КПД;

износу лопастной системы и отдельных элементов водопроводящего тракта;

возникновению вибрации гидроагрегата, шумовых эффектов

Кавитационный износ определяется механическим воздействием турбулентного кавитирующего потока на обтекаемые поверхности (рис. 2.13). Разрушение проявляется в виде выкрашивания металла (рис. 2.14). Поверхность становится шероховатой, что приводит к уменьшению выработки электроэнергии преждевременному ремонту турбинного оборудования и удо-

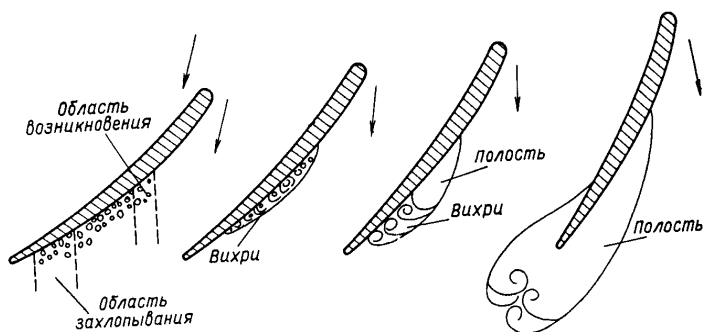


Рис. 2.13. Стадии кавитации при обтекании потоком лопастной системы турбины: а — пузырьковая; б — пленочная; в — отрывная; г — суперкавитация

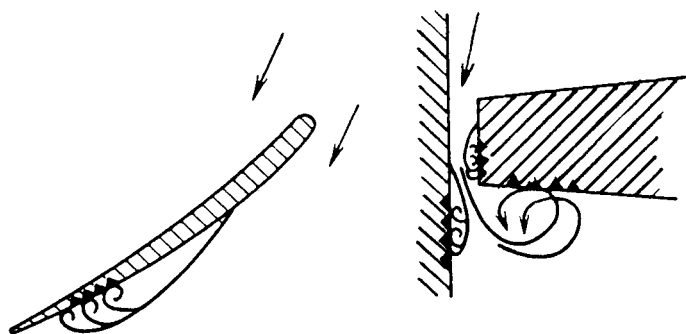


Рис. 2.14. Кавитационные разрушения: *а* — профильные; *б* — щелевые (в зазоре "лопасть—камера рабочего колеса")

рожению условий эксплуатации гидроэнергетической установки.

Для борьбы с перечисленными негативными явлениями есть несколько способов. При проектировании гидроэнергетической установки — это выбор допустимой высоты отсасывания Y (рис. 2.15), которую следует вычислять в соответствии с рекомендациями отраслевых стандартов турбиностроения (ОСТ) и Международной энергетической комиссии (МЭК) [12].

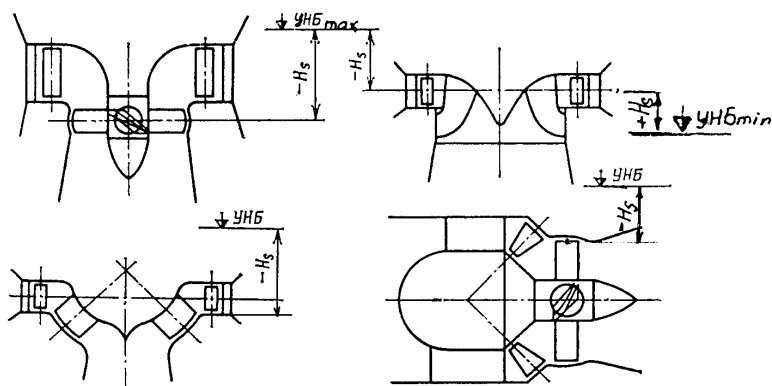


Рис. 2.15. Определение геометрической высоты отсасывания: *а* — ПЛ турбины; *б* — ПЛД турбины; *в* — РО турбины; *з* — ПЛГК турбины

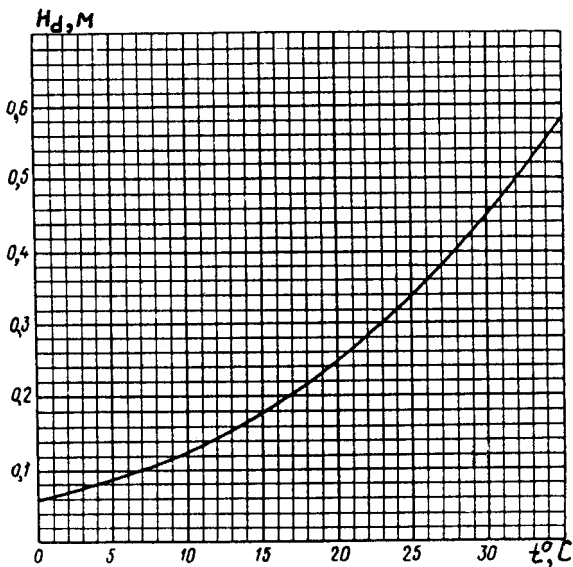
Для определения высоты отсасывания используется аналитическая зависимость:

$$H_s = B - \frac{\nabla \text{НБ}_{\min}}{900} - h_d - (\sigma_i H_i + 1,5),$$

где $B_0 = 10,33$ м — барометрическое давление над уровнем моря; $\nabla \text{НБ}_{\min}$ — отметка минимального уровня воды в отводящем канале ГЭС; h_d — давление парообразования, которое может быть определено из графической зависимости, $h_d = f(t^0)$

(рис.2.16);

σ — значение кавитационного коэффициента характерного режима, снимаемого с универсальной характеристики турбины; 1,5 — запас, учитывающий масштабный фактор в значении кавитационного коэффициента — погрешность изготовления лопастной системы гидротурбины, м.



Рис, 2.16. Зависимость давления водяных паров от температуры

Для поворотно-лопастных турбин высота отсасывания отсчитывается от оси поворота лопастей, а для турбин горизонтального исполнения — от верхней точки лопастной системы.

Для радиально-осевых турбин высота отсасывания отсчитывается от средней линии направляющего аппарата.

Построив на универсальной характеристике зону работы гидротурбины и определив допустимую высоту отсасывания для ряда характерных режимов работы, выбирают целесообразную отметку установки рабочих узлов турбины — лопастной системы и направляющего аппарата.

Отметка рабочего колеса ВРК выбирается таким образом, чтобы были гарантированы надежные условия эксплуатации гидроагрегата на всех режимах его работы:

$$\nabla \text{РК} = \nabla \text{НБ}_{\text{Нin}} + H_s.$$

В первом приближении целесообразность установки рабочих узлов турбины следует определять для режимов 1—2—3—4 в табличной форме:

Образец

Номер режима	H_i , м	σ	H_{Si}	$\nabla \text{НБ}_{\text{Нin}}$	$\nabla \text{РК}_i$	Примечание
1						
...						
...						
N						

Из вычисленных значений $\nabla \text{РК}_i$ ($\nabla \text{НА}_i$) выбирается наименьшее, гарантирующее дополнительный запас H_s для всех других режимов.

ЭЛЕКТРОМАШИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

3.1. Общие сведения о гидрогенераторах

Гидрогенератором называют электрическую машину, преобразующую механическую энергию вращения, получаемую от гидротурбины, в электрическую. На гидроэлектростанциях применяются в качестве генераторов синхронные явнополусные электрические машины трехфазного переменного тока.

Гидрогенератор состоит (рис. 3.1) из ротора 8 с прикрепленной к нему полюсной системой 1, статора 7 с равномерно распределенной силовой стержневой обмоткой 5 и системы возбуждения 2. Ротор генератора, жестко связанный с валом турбины, вращается с постоянной синхронной частотой n . Враще-

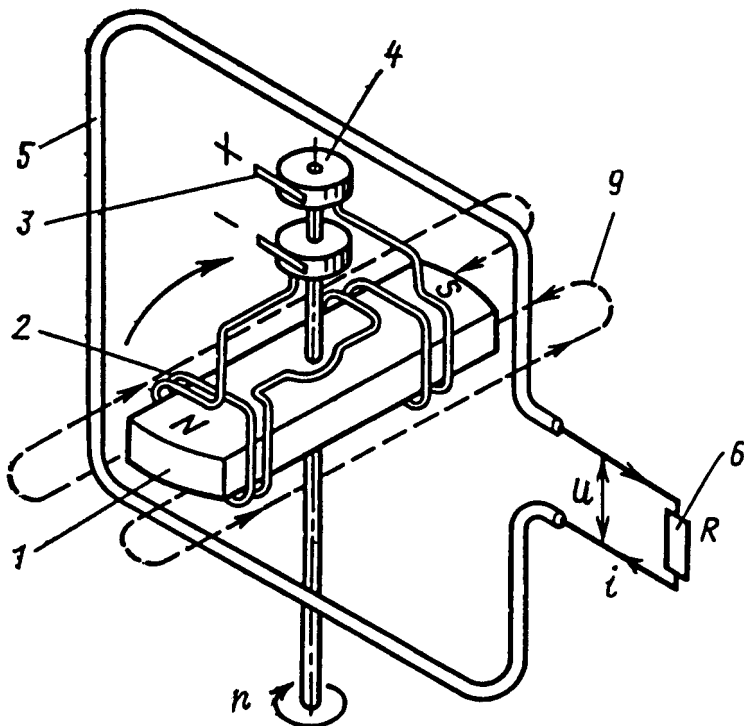


Рис. 3.1. Электрическая

а — принцип получения переменного электрического тока путем вращения ротора явнополусной машины; г — трехфазная система напряжений; д — схема соединения обмоток полюсов ротора; 3 — неподвижные щетки подвода постоянного тока; б — электрическая нагрузка; 7 — активная сталь статора; 8 — ротор с

шающееся магнитное поле 9, создаваемое полюсной системой ротора, пересекает стержни 5 обмотки статора генератора, в которых наводится переменная электродвижущая сила. При подключении к выводам обмотки статора электрической нагрузки при вращении ротора гидрогенератора в обмотке статора появляется переменный, изменяющийся по синусоиде, электрический ток.

Согласно ГОСТ 5616-89 гидрогенераторы имеют следующую структуру условного обозначения, состоящую из букв и нескольких чисел:

- вид генератора (С — синхронный);
- рабочее положение (В — вертикальное, Г — горизонтальное);
- вид исполнения (П — подвесной, З — зонтичный, К — капсальный, О — обратимый генератор-двигатель);
- модификация (1, 2, 3, ...; основное исполнение без цифрового обозначения);

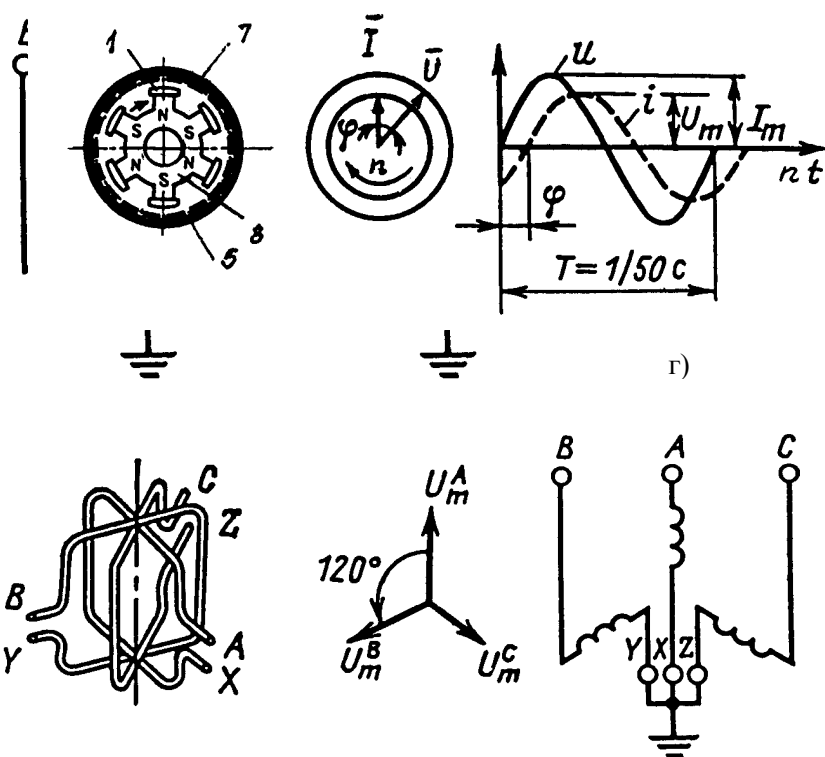


схема гидрогенератора:

вращения электромагнита; б — график переменного тока и напряже-
в — схема укладки обмоток статора для получения трехфазного тока;
статора ("звезда"); 1 — электромагнит; 2 — обмотка возбуждения
4 — вращающиеся контактные кольца; 5 — силовая обмотка статора;
полюсной системой; 9 — магнитный поток электромагнита

размеры сердечника статора в сантиметрах (в числителе внутренний диаметр сердечника статора; в знаменателе — длина);
число полюсов;

климатическое исполнение (УХЛ4, Т4, ТВ4, УХЛ2 по ГОСТ 15150).

Гидрогенераторы могут иметь следующие буквенные обозначения:

ВГС — вертикальный гидрогенератор синхронный;

ВГСФ — вертикальный гидрогенератор синхронный с форсированным воздушным охлаждением обмотки ротора;

ВГСВФ — вертикальный гидрогенератор синхронный с водяным охлаждением обмотки статора и форсированным воздушным охлаждением обмотки ротора;

ВГСВВ — вертикальный гидрогенератор синхронный с водяным охлаждением обмотки статора и ротора;

СВ — синхронный вертикальный гидрогенератор с охлаждением статора и ротора воздухом;

СВО — синхронный вертикальный обратимый гидрогенератор-двигатель;

СГ — синхронный горизонтальный гидрогенератор с охлаждением статора и ротора воздухом;

СГК — синхронный горизонтальный капсульный гидрогенератор;

СГКВ — синхронный горизонтальный капсульный гидрогенератор с непосредственным охлаждением обмоток статора и ротора водой;

ВГДС — вертикальный генератор-двигатель синхронный.

Буквы: Э — экспортное исполнение, Т — тропическое исполнение, У — для районов с умеренным климатом, ТВ — для районов

с тропическим влажным климатом, ТС — для районов с тропическим сухим климатом, ХЛ — для районов с холодным климатом.

Пример условного обозначения гидрогенератора синхронного вертикального исполнения с внутренним диаметром активной стали статора (сердечника) 940 см и высотой активной стали (длинной сердечника) статора 235, числом полюсов 30, климатического исполнения УХЛ:

Гидрогенератор СВ940/235-30 УХЛ.

3.2. Принцип работы гидрогенератора

На гидроэлектростанциях в качестве генераторов применяются синхронные машины трехфазного переменного тока. Как отмечалось выше, генератор (см. рис. 3.1,а и б) состоит из вращающейся части — ротора 8, который представляет собой набор двухполюсных электромагнитов 1, и статора 7 — неподвижной части генератора, в пазах которого размещена трехфазная силовая обмотка 5. Магнитное поле в двухполюсных электромагнитах создается с помощью обмотки возбуждения 2 от независимого источника постоянного тока и подается через неподвижные щетки 3, прижатые к вращающимся вместе с ротором контактным кольцам 4.

При вращении возбужденного ротора генератора с постоянной частотой ω за счет пересечения магнитным потоком возбуждения ротора 9 витков обмотки статора 5 в последней наводится переменная электродвижущая сила. Если к выводам обмотки статора подключить нагрузку 6, то по обмотке потечет ток i , а на выводах обмотки статора появится напряжение U , которое также будет переменным, изменяющимся по синусоиде с амплитудными значениями i и U (см. рис. 3.1,б). Полный цикл их изменения произойдет за промежуток (период) времени T , что соответствует одному обороту ротора на 360° . Если напряжение и ток изобразить векторами U и i , то вектор тока (см. рис. 3.1,б) за счет электромагнитной инерции будет смещен относительно вектора напряжения на угол Φ .

В России применяется переменный ток с частотой 50 Гц, т. е. 50 периодов в одну секунду. Таким образом полный цикл изменения T , соответствующий одному обороту ротора, равен периоду времени $1/50$ с. Для получения такого тока двухполюсный

ротор должен вращаться с частотой $50 \cdot 60 = 3000$ об/мин. В связи с тем, что гидротурбины вращаются значительно медленнее, для получения стандартной частоты тока необходимо установить на роторе не одну, а много пар полюсов. Частота вращения n_c и число пар полюсов p (или число полюсов $2p$) связаны зависимостью

$$n_c = 3000/p = 6000/2p.$$

Для получения трехфазной системы напряжений и тока (см. рис. 3.1, в и г) на статоре необходимо установить три независимые обмотки, смещенные на угол 120° (см. рис. 3.1, в). Трехфазная система электрического тока образуется при соответствующем соединении этих обмоток типа "звезда" (см. рис. 3.1, д).

3.3. Основные параметры гидрогенератора

Основными параметрами гидрогенераторов являются *энергетические, механические и геометрические* параметры.

Мощность. Полная (кажущаяся) мощность генератора может быть выражена формулой мощности трехфазной цепи и пропорциональна произведению силы тока на напряжение:

$$S = \sqrt{3}JU,$$

где S — полная мощность, кВ•А; J — сила тока статора, А или кА; U — напряжение, В или кВ.

Активная (действительная) мощность генератора обычно измеряется в кВт или МВт и равна

$$P = S \cos \varphi = \sqrt{3}JU \cos \varphi$$

где $\cos \varphi$ — коэффициент мощности; φ — угол между векторами тока и напряжения в обмотке статора.

Активная мощность P при расчетном $\cos \varphi$ считается *номинальной* мощностью гидроагрегата $N_a = P = N_T \eta_{\text{ген}}$. При

числе гидроагрегатов z установленная мощность ГЭС равна $N_T = zN_a$.

Реактивная мощность генератора измеряется в квар или Мвар (вар — единица измерения реактивной мощности) и равна

$$Q = S \sin \varphi = \sqrt{3}JU \sin \varphi$$

При $\varphi = 0$ генератор вырабатывает только активную мощность P , при $\varphi = 90^\circ$ полная мощность генератора S равна его

реактивной мощности Q . Обычно генераторы работают на смешанную нагрузку ($0 < \phi < 90^\circ$).

Гидрогенераторы должны допускать повышение активной нагрузки до полной номинальной мощности за счет увеличения коэффициента мощности. Номинальная активная мощность генератора равна произведению номинальной мощности на валу гидротурбины и КПД генератора: $P_a = \eta_{\text{ген}} N_T$

При работе генератора в режиме синхронного компенсатора его реактивную мощность указывают в технических условиях или техническом задании и уточняют по результатам испытаний первого промышленного образца.

Допустимые реактивные мощности в режимах перевозбуждения и недовозбуждения в зависимости от активной нагрузки (диаграмма мощности) указываются в инструкции по эксплуатации генератора и уточняются по результатам испытаний головного образца машины.

Гидрогенераторы должны допускать кратковременные перегрузки в аварийных условиях по току статора при кратности тока относительно номинального его значения в соответствии с табл. 3.1, при числе перегрузок *предельной* длительности не более двух в год.

Таблица 3.1

Система охлаждения генератора

Кратность перегрузки	Продолжительность перегрузки	
	При косвенном воздушном охлаждении обмотки статора, мин	При непосредственном водяном охлаждении обмотки статора, мин
1.1	60	
1.15	15	
1.2	6	
1.25	5	
1.3	4	
1.4	3	2
1.5	2	1
2	1	—

Напряжение. Для гидрогенераторов применяются следующие стандартные линейные напряжения обмотки статора: 0,4; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18 кВ. Допускаются напряжения 20 и 21 кВ. На Днепрогэс-2 установлены два высоковольтных гидрогенератора мощностью по 103,5 МВт, имеющих напряжение обмотки статора 165 кВ. В зависимости от мощности генератора рекомендуется выбирать следующие напряжения:

Мощность, МВ·А	Напряжение, кВ
До 10	3,15
До 20	6,3
20-50	10,5
50-150	13,8
150-500	15,75
Свыше 500	18,0

В ряде случаев приходится отходить от указанной шкалы напряжений. Это имеет место, когда оказывается невозможным по условию симметрии обмотки статора выбрать при заданном числе полюсов ротора удовлетворительное число параллельных ветвей в обмотке статора. Последнее определяет значение тока в пазу, а следовательно, и уровень использования активного объема генератора, его массу, стоимость и КПД машины.

Может оказаться целесообразным принятие более высокого напряжения для генераторов, предназначенных к установке на подземных ГЭС, с вынесенными на поверхность главными повышающими трансформаторами с целью уменьшения потерь энергии и сечения токопроводящих элементов между генератором и трансформатором.

Коэффициент мощности $\cos\varphi$ зависит от параметров электрической сети и от потребителя электроэнергии. Он устанавливается по условиям работы генераторов в энергосистеме на основании технико-экономических расчетов. В соответствии с ГОСТ 5616-89 значения номинального коэффициента мощности $\cos(\varphi)$ следует выбирать из следующего ряда: 0,8; 0,85; 0,9; 0,95; 0,98 (с перевозбуждением) и 1,0.

Обычно номинальный коэффициент мощности связан с мощностью генератора таким образом:

Мощность, МВт

Коэффициент мощности

До 125	0,8
125-360	0,85
Свыше 360	0,9
Свыше 500	0,95-0,97

Увеличение $\cos \phi$ снижает: а) потери электроэнергии; б) массу гидрогенератора; в) стоимость гидрогенератора. Это целесообразно делать на сверхмощных агрегатах.

Частота вращения. Как уже отмечалось, в России применяется переменный ток с частотой 50 Гц. В связи с тем, что гидротурбины обладают небольшой частотой вращения, ротор гидрогенератора имеет большее число полюсов. Частота вращения n_c и число пар полюсов p (или число полюсов $2p$) связаны зависимостью $n_c = f(p)$. Рекомендуемые значения синхронной частоты вращения представлены в табл. 2.7.

При выборе частоты вращения учитывается, что число полюсов $2p$ должно быть кратным числу параллельных ветвей a в фазе обмотки статора, отношение $2p/a$ должно быть целым числом.

Кроме того, при некоторых сочетаниях числа полюсов возникают трудности выбора удовлетворительного числа пазов статора по условию вибрации сердечника статора. Поэтому окончательное определение номинальной частоты вращения гидроагрегата производится по согласованию между заводами-изготовителями турбины и генератора.

Коэффициент использования активного объема генератора C_3 (коэффициент Эссона) характеризует использование активного объема генератора, $\text{kB-A}/(\text{м}^3\text{-об/мин})$:

$$C_3 = \frac{S}{D_i^2 l_t n_c},$$

где D_i — диаметр расточки статора; l_t — длина активной стали статора. Коэффициент Эссона характеризует компактность электрической машины. При обычном воздушном охлаждении гидрогенератора $C_3 = 4,5—5$; при форсированном воздушном — $C_3 = 6—9$; при водяном — $C_3 = 12—16$; для капсуль-

ных гидрогенераторов — C_9 - 9-9,5. По величине коэффициента Эссона, как правило, выбирается система охлаждения гидрогенератора.

Коэффициент полезного действия (КПД) гидрогенератора равен

$$\eta_r = \frac{S}{S + \Delta S} \cdot 100, \quad \%,$$

где ΔS — суммарные потери в генераторе.

В гидрогенераторах на суммарные потери мощности влияют тепловые потери в обмотке статора, в системе возбуждения, механические потери в опорных узлах, вентиляционные потери. Для генераторов с воздушным охлаждением наибольшее значение имеют вентиляционные потери, которые составляют 30—40 % от суммарных потерь, а потери в обмотке статора — 15—17 %. Для генераторов с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора и воздушным охлаждением ротора велики потери в обмотке статора — 23-30 %, а вентиляционные потери равны 20—25 %; потери на возбуждение у них соответственно составляют 12—18 %; механические — 5—7 %. Потери в подпятнике определяются как отношение веса вращающихся частей генератора к суммарной нагрузке на подпятник, включая гидравлическое осевое усилие от воздействия воды на рабочее колесо гидротурбины.

Для гидрогенераторов с воздушным охлаждением КПД при номинальной мощности можно определить по рис. 3.2. Как видно, высокие значения КПД для генераторов с воздушным охлаждением находятся в зоне 150—300 об/мин.

Разгонная частота вращения. Гидрогенератор должен выдерживать разгонную частоту вращения гидротурбины (для поворотно-лопастных гидротурбин при сохранении комбинированной связи). Гидроагрегат достигает угонной частоты вращения при полном открытии направляющего аппарата турбины, максимальном напоре и отсутствии нагрузки. Такой случай может произойти, когда в момент внезапного отключения нагрузки отказывает система регулирования турбины и устройства закрытия направляющего аппарата.

Коэффициент разгона $k_{\text{разг}}$, равный отношению разгонной частоты вращения к номинальной, для поворотно-лопастных тур-

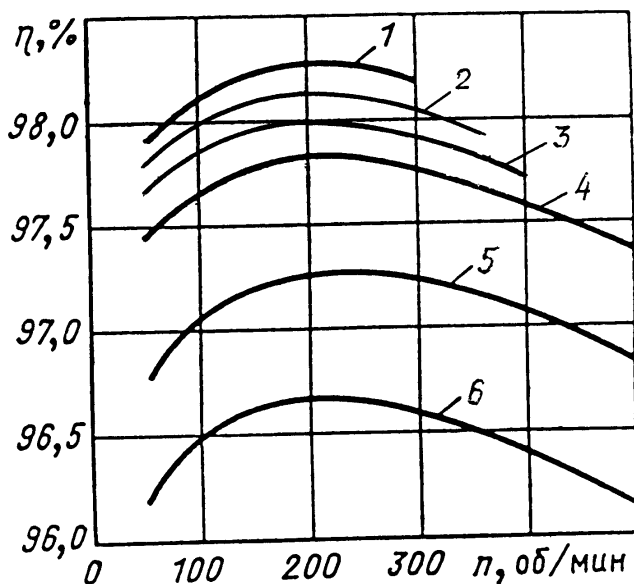


Рис. 3.2. Определение КПД гидрогенератора:
 1-5 = 250 МВ-А; 2-5 = 200 МВ-А; 3-5 = 150 МВ-А; 4-5 = 100 МВ-А;
 5-5 = 50 МВ-А; 6-5 = 25 МВ-А

бин — $k_{разг} = 2-3$, для радиально-осевых — $k_{разг} = 1,7 - 2,2$, для
 КОВШОВЫХ — $k_{разг} = 1,7-1,9$.

Разгонная частота вращения гидроагрегата определяется по модельным испытаниям турбин и указывается заводом-изготовителем турбины. Ротор генератора рассчитывается таким образом, чтобы допускаемые напряжения во всех его элементах при разгонной частоте вращения гидроагрегата не превышали 0,95 предела текучести материалов, из которых они изготовлены, и не должно происходить задевания вращающихся деталей гидроагрегата за неподвижные.

Масса гидрогенератора. Общую массу гидрогенератора m , в тоннах, в первом приближении можно вычислить, пользуясь зависимостью:

$$m = \psi D_i l_i, \text{ т,}$$

где D_i и l_i , — в метрах; $\psi = 48 - 58$ — для зонтичных генераторов; $\psi = 44 - 50$ — для подвесных генераторов. Масса ротора составляет 45—55 % общей массы генератора. Как правило, по величине массы ротора гидрогенератора выбирают основное подъемно-транспортное оборудование здания ГЭС.

Маховый момент определяется условиями допустимой величины повышения и понижения частоты вращения гидроагрегата при сбросах и набросах нагрузки в условиях нормальной эксплуатации и в аварийных ситуациях. Это оказывает влияние на повышение или понижение гидродинамического давления в водопроводящем тракте гидротурбины. Величина махового момента гидроагрегата устанавливается генеральным проектировщиком ГЭС и заводами-изготовителями турбины и генератора.

Маховый момент гидроагрегата определяется главным образом маховым моментом ротора генератора, поскольку маховый момент турбины составляет в среднем около 10 % суммарного момента вращающихся частей гидроагрегата.

Маховый момент ориентировочно может быть вычислен по полуэмпирическим формулам:

$$M_m = \kappa_m D_i^{3,5} l_i, \text{ т} \cdot \text{м}^2;$$

$$\text{или } M_m = 70,4 S^{1,25} n_c^{-1,8}, \text{ т} \cdot \text{м}^2,$$

где D_i и l_i — соответственно диаметр расточки статора и высота (длина) активной стали статора, в м; S — в кВ-А; n — в об/мин; коэффициент $\kappa_m = 4,5$ при числе полюсов $2p \leq 4$ и $\kappa_m = 5,2$ при $2p > 24$. Для капсульных агрегатов $\kappa_m = 2,5 - 3,0$.

Инерционная постоянная генератора. Инерционная постоянная генератора (постоянная инерции генератора) T_J представляет собой время, необходимое для достижения ротором номинальной частоты вращения от состояния покоя, если со стороны электрической сети к генератору приложен электрический момент вращения, соответствующий полной номинальной мощности S , кВ-А. При этом предполагается, что половина энергии, полученной из сети за время набора оборотов, идет на сообщение ротору кинетической энергии вращения, а половина энергии теряется в виде теплоты в роторе.

Постоянную инерции также можно представить как время остановки агрегата после мгновенного прекращения подачи воды на рабочее колесо турбины, при подключенной электрической мощности потребителя, равной номинальной мощности генератора P , кВт, при $\cos\phi = 1$. При этом $P = S$.

Постоянная инерция определяется по формуле:

$$T_{и} = 2,74 \frac{M_{и} n_c^2}{S \cdot 10^3}, \text{ с.}$$

Здесь $M_{и}$ — в т·м², n_c — в об/мин, S — в кВ·А.

Как показывает опыт, для гидрогенераторов с малой частотой вращения (150 об/мин и меньше) и воздушным охлаждением обмоток инерционная постоянная составляет в среднем 7—8 с, для быстроходных генераторов (300 об/мин и больше) снижается до 5—6 с.

Гидрогенераторы с непосредственным водяным охлаждением обмоток при мощности 200—350 МВ·А имеют $T_{и} = 6,0$ — $7,2$ с; для сверхмощных — от 450 до 800 МВ·А $T_{и} = 8$ -9 с. В то же время в практике известны примеры создания крупных генераторов с инерционной постоянной от 3 до 16 с.

Инерционная постоянная $T_{и}$ оказывает большое влияние на размеры генераторов и их технико-экономические показатели. Выбор генератора с увеличенным значением инерционной постоянной времени существенно влияет на металлоемкость генератора. Необоснованное завышение расчетного значения $T_{и}$ ведет к затратам излишнего металла в роторах гидрогенераторов, завышению массы оборудования и его стоимости, установке мостовых кранов большей грузоподъемности, к излишним объемам строительно-монтажных работ по возведению здания ГЭС. Увеличение $T_{и}$ иногда требуется для обеспечения гарантий регулирования гидротурбины, уменьшения величины гидравлического удара в напорных водоводах турбины и повышения динамической устойчивости генератора при работе станции в энергосистеме. В связи с последним обстоятельством, расчетную величину инерционной постоянной часто обосновывают экспериментально на электрической модели энергосистемы.

Крутящий момент, воспринимаемый статором. Взаимодействие электромагнитных сил, возникающих в электрической машине

между ротором и статором, способствует появлению крутящего момента $M^{\wedge}$, действующего на металлоконструкции статора и опорные железобетонные элементы блока гидроагрегата. Крутящий момент в мощных гидроагрегатах может достигать значительной величины, тогда в его восприятии принимают участие конструкции пола машинного зала. Величина номинального крутящего момента может быть определена по формуле:

$$M_{кр} = 0,975 P n_c^{-1},$$

где $M_{кр}$ — в т-с-м; P — в кВт, n_c — в об/мин.

При коротком замыкании крутящий момент может в 4—6 раз превышать номинальный крутящий момент. Опорные конструкции генератора и закладные части крепления статора рассчитываются из условий наибольшего крутящего момента.

3.4. Технические требования по выбору электромашиного оборудования ГЭС

Согласно техническим требованиям гидрогенераторы должны допускать не менее 700 пусков в год. Система возбуждения и требования к ее исполнению и параметрам устанавливаются по согласованию изготовителя с энергосистемой (потребителем). Система возбуждения должна соответствовать требованиям ГОСТ 21558.

В соответствии с техническими условиями на эксплуатацию гидрогенераторов в день может осуществляться не более 4 пусков [19].

Система механического торможения должна обеспечивать непрерывное торможение гидроагрегата при его останове; после того, как гидрогенератор будет отключен от электрической сети и погашено поле возбуждения, прекращен доступ воды в гидравлическую турбину и частота вращения снизится до значения, указанного в эксплуатационной документации, но не более чем до 30 % номинального значения.

Значения показателей надежности гидрогенераторов с вспомогательными системами должны быть следующими: коэффициент готовности для генераторов, изготовленных по техническим заданиям или по техническим условиям, утвержденным

до 01.01.91 г., не менее 0,995, а после этой даты — не менее 0,996; средняя наработка на отказ — не менее, соответственно, 18 000 и 27 000 часов; средний срок службы между капитальными ремонтами — не менее 6 и 7 лет; срок службы — не менее 40 лет [17,19]. Эксплуатацию гидрогенераторов следует проводить в соответствии с "Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей", "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок", утвержденными Госэнергонадзором, техническим описанием и инструкцией по эксплуатации гидрогенераторов. Гарантийный срок эксплуатации — 3 года со дня ввода гидрогенератора в эксплуатацию [17, 19, 21].

3.5. Типы генераторов вертикального исполнения

По расположению вала генераторы подразделяются на *вертикальные* и *горизонтальные*. С вертикальным валом преимущественно выполняются генераторы средней и большой мощности, так как такая компоновка в большинстве случаев уменьшает размеры машинного зала, улучшает условия работы турбины, монтажа и позволяет снизить массу гидроагрегата.

Генераторы с вертикальным валом, в свою очередь, подразделяются на два основных типа: *подвесные* — с подпятником (опорным подшипником) над ротором (рис. 3.3, 3.4) и *зонтичные* — с подпятником под ротором (рис. 3.5—3.8). У зонтичных генераторов подпятник опирается или на крышку турбины (см. рис. 3.5), или на крестовину под генератором (см. рис. 3.7—3.8), а на подвесных генераторах подпятник опирается на верхнюю крестовину (см. рис. 3.3—3.4). Через подпятник передается усилие от веса вращающихся частей всего гидроагрегата (ротора генератора, вала, рабочего колеса турбины) и осевого воздействия водного потока на рабочее колесо турбины на несущие крестовины или на крышку турбины, которые в свою очередь передают эти усилия на строительные конструкции гидротурбинного блока электростанции.

Подвесные гидрогенераторы. Вертикальные подвесные гидрогенераторы можно устанавливать при любых частотах вращения, но в настоящее время они применяются при частоте вращения от 125 об/мин и выше. Подвесные гидрогенераторы

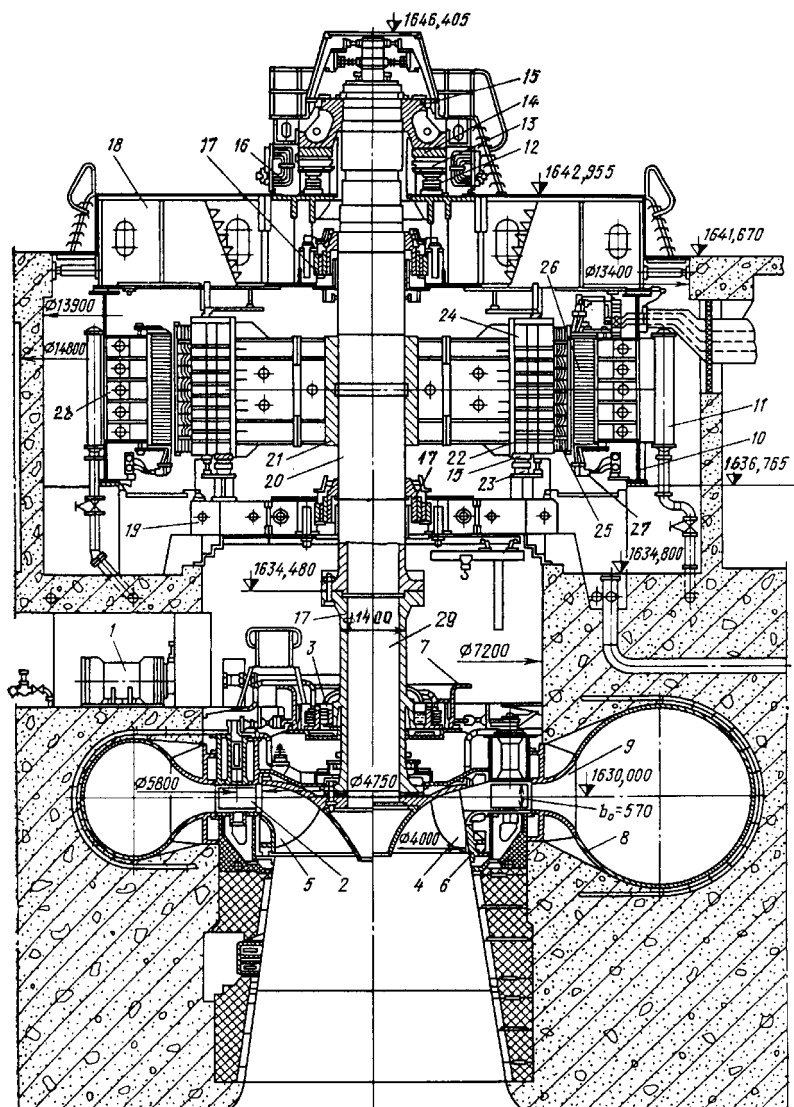


Рис. 3.3. Гидроагрегат Нурекской ГЭС на р. Вахше с радиально-осевой турбиной и подвесным генератором ($N_p = 223$ м; $N_r = 310$ МВт; $O_r = 4,75$ м; $S = 353$ МВ-А; $P = 300$ МВт; $\cos \varphi_p = 0,85$; $\eta = 98,2\%$; $n = 200$ об/мин): 1 — сервомотор направляющего аппарата; 2 — лопатки направляющего аппарата; 3 — подпятник турбины; 4 — рабочее колесо для пускового периода (при пониженных напорах); 5 — постоянно совмещенное рабочее колесо (4 и 5 условно совмещены в одном чертеже); 6 — фундаментное кольцо; 7 — регулирующее кольцо направляющего аппарата; 8 — металлическая спиральная камера; 9 — статор турбины; 10 — металлоконструкция статора генератора; 11 — воздухоохладитель; 12 — сильфоны подпятника генератора; 13 — сегменты подпятника; 14 — диск подпятника; 15 — втулка подпятника; 16 — маслоохладитель подпятника; 17 — подшипник генератора; 18 — верхняя крестовина; 19 — нижняя крестовина; 20 — вал генератора; 21 — втулка ротора генератора; 22 — металлоконструкция ротора; 23 — тормоз; 24 — обод ротора; 25 — полюсы ротора; 26 — обмотка статора генератора; 27 — корпус статора генератора; 29 — вал турбины

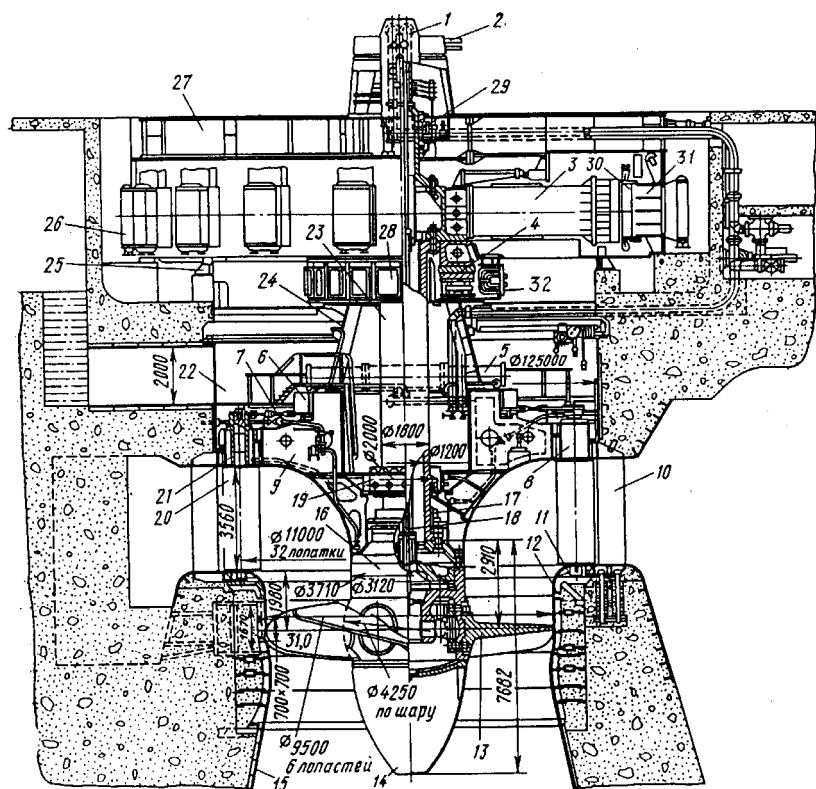


Рис. 3.5. Гидроагрегат ГЭС Джердап (Румыния—Югославия) на р. Дунай с поворотно-лопастной турбиной и генератором зонтичного типа с опорой на крышку турбины (ЛГ = 178 МВт; n = 9,5 м; Y_p = 34,6 м; n = 71,5 об/мин): 1 — маслоприемник; 2 — подвод масла к маслоприемнику; 3 — ротор генератора; 4 — подпятник; 5 — сервомотор направляющего аппарата; 6 — регулирующее кольцо направляющего аппарата; 7 — серьга; 8 — верхнее кольцо направляющего аппарата; 9 — крышка турбины; 10 — статор турбины; 11 — нижнее кольцо направляющего аппарата; 12 — облицовка камеры рабочего колеса; 13 — лопасть рабочего колеса; 14 — обтекатель; 15 — облицовка конуса отсасывающей трубы; 16 — корпус рабочего колеса; 17 — уплотнение вала; 18 — штанга; 19 — направляющий подшипник турбины; 20 — лопатка направляющего аппарата; 21 — стакан; 22 — шахта турбины; 23 — вал; 24 — опора подпятника; 25 — тормоз; 26 — воздухоохладители; 27 — верхняя крестовина; 28 — маслоохладители; 29 — подшипник генератора; 30 — сердечник (активная сталь) статора генератора; 31 — корпус статора; 32 — маслоохладители подпятника

$$C_m = \frac{m}{S} = 2,5 - 2,8, \text{ кг/кВ}\cdot\text{А};$$

в) меньшие потери на трение в подпятнике благодаря меньшим массе и окружной скорости вращения;

г) возможность обслуживания подпятника с помощью крана машинного зала;

д) более надежная защита обмоток от масляных паров.

По сравнению с гидрогенераторами зонтичного исполнения они имеют следующие недостатки:

а) большая общая высота гидроагрегата;

б) большая длина ротора с валом гидрогенератора, в связи с чем требуется два вала (турбинный и генераторный) и, как следствие, большая высота машинного зала (рис. 3.9);

в) наличие громоздкой верхней крестовины;

г) для ремонта ротора гидроагрегата требуется демонтаж подпятника, верхней крестовины, в результате чего сбивается центровка всего гидроагрегата;

д) в значительной степени увеличивается длительность ремонта гидроагрегата.

Зонтичные гидрогенераторы. Зонтичные гидрогенераторы впервые нашли применение как генераторы мощных русловых ГЭС. Тихоходные мощные генераторы вследствие малой частоты вращения имеют большое количество полюсов, что определяет их относительно большой диаметр и малую высоту. В настоящее время они чаще всего применяются при частоте вращения меньше 200 об/мин и при отношении высоты активной стали статора к диаметру ротора меньше 0,4 (см. рис. 3.5, 3.9).

Отечественная и зарубежная практика применения гидрогенераторов указанной компоновки показывает, что непосредственное расположение подпятника на конструктивном элементе, опирающемся на крышку турбины, является наиболее целесообразным (см. рис. 3.9). Это позволяет спроектировать агрегат с одним турбогенераторным валом, который в существенной степени повышает эффективность гидроэнергетической установки. Значительно сокращаются высотные размеры верхнего строения здания гидроэлектростанции, улучшаются условия эксплуатации, монтажа гидроагрегата и сокращаются сроки монтажных и ремонтных работ.

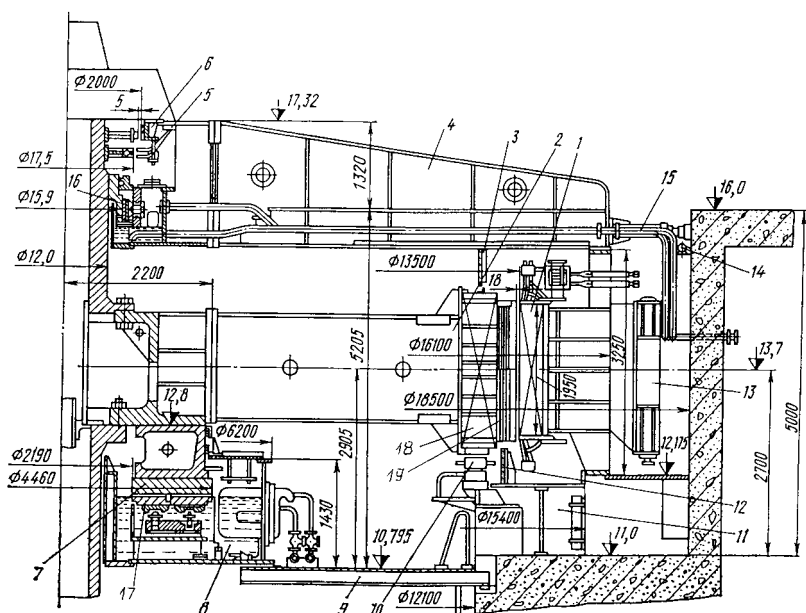


Рис. 3.6. Гидрогенератор ГЭС Сальто Гранде (Аргентина) зонтичного типа с двухрядным расположением сегментов в подпятнике ($P = 125$ МВт; $\cos \varphi = 0,9$; $f = 60$ Гц; $n = 107$ об/мин): 1 — сердечник статора; 2 — остов ротора; 3, 12 — воздухоразделительные шиты; 4 — верхняя крестовина; 5 — контактные кольца; 6 — регуляторный генератор; 7 — подпятник; 8 — масляная ванна; 9 — опора подпятника; 10 — тормоз; 11 — опора корпуса статора; 13 — воздухоохладители; 14 — система пожаротушения; 15 — трубы охлаждения направляющего подшипника; 16 — направляющий подшипник; 17 — сегменты; 18 — обод ротора; 19 — полюс с обмоткой возбуждения

Гидрогенераторы зонтичного исполнения имеют по сравнению с подвесными следующие преимущества:

- а) малая общая высота гидроагрегата;
- б) демонтаж ротора гидрогенератора не требует демонтажа подпятника, когда гидроагрегат имеет общий вал, соединяющий генератор с турбиной, и он крепится непосредственно к ротору генератора;
- в) при демонтаже ротора генератора не нарушается центровка гидроагрегата;

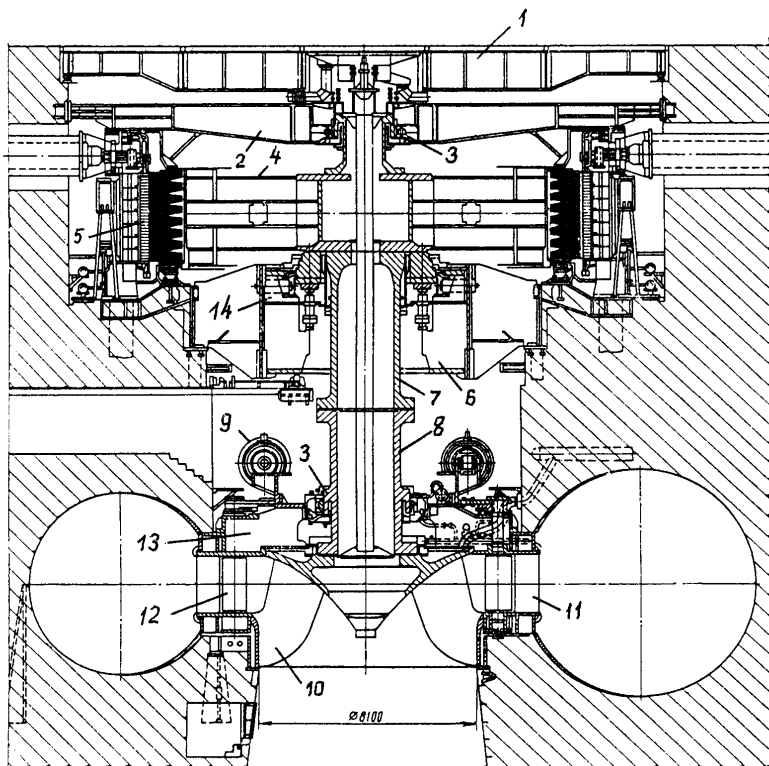


Рис. 3.7. Гидроагрегат ГЭС Итайпу на р. Парана (Бразилия-Парагвай) зонтичного типа с опорой на нижнюю крестовину ($H = 118$ м; $f = 60$ Гц; $P = 700$ МВт; $\cos \phi = 0,95$; $n = 92,3$ об/мин): 1, 2 — верхняя крестовина; 3 — направляющий подшипник; 4 — ротор генератора; 5 — сердечник статора с силовыми обмотками; 6 — кольцевая конструкция нижней крестовины; 7 — вал генератора; 8 — вал турбины; 9 — сервомотор; 10 — рабочее колесо турбины; 11 — статор турбины; 12 — лопатка направляющего аппарата; 13 — крышка турбины; 14 — подпятник

- г) пронос ротора возможен без вала, что позволяет снизить грузоподъемность и высоту расположения крана машинного зала, обеспечить уменьшенные высотные размеры машинного зала;
- д) меньшая длительность ремонтов;

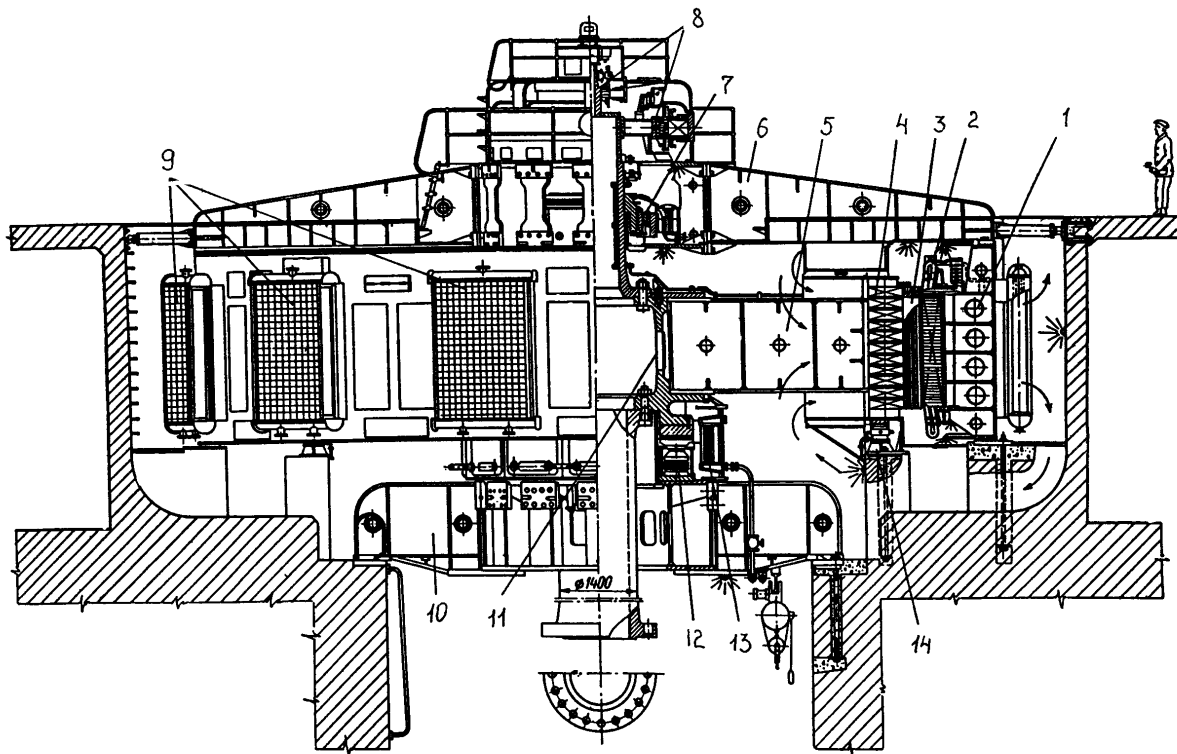


Рис. 3.8. Гидрогенератор ГЭС Кариба-2 (Замбия) зонтичного типа с опорой на нижнюю крестовину ($P = 150$ МВт; $\cos\phi = 0,9$; $f = 50$ Гц; $n = 100$ об/мин): 1 — корпус статора; 2 — обмотка статора; 3 — полюс ротора; 4 — обод (активная сталь) ротора; 5 — остов ротора (спицы); 6 — верхняя крестовина; 7 — направляющий подшипник; 8 — система возбуждения; 9 — воздухоохладители; 10 — нижняя крестовина; 11 — втулка ротора; 12 — сильфонный (гидравлический) подпятник; 13 — маслоохладители подпятника; 14 — тормоз

е) возможность выполнения подпятников на максимальные требуемые нагрузки, превышающие 3500 т-с, при более простых и экономичных конструктивных формах опорных элементов;

ж) возможность выполнения наименее металлоемкой и более простой по конструкции и технологичности верхней крестовины.

Зонтичные гидрогенераторы по сравнению с генераторами подвешенного типа имеют следующие недостатки:

а) худшие балансировочные качества;

б) большие значения удельной материалоемкости гидрогенератора (в связи с небольшой частотой вращения):

$$C_H = 11-17, \text{ кг/кВ-А.}$$

а)

б)

в)

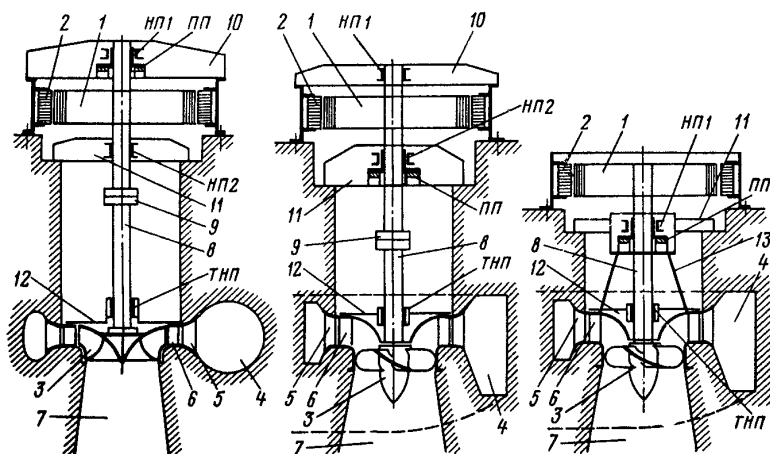


Рис. 3.9. Принципиальные схемы компоновок вертикальных гидроагрегатов: 1 — ротор генератора; 2 — статор генератора; 3 — рабочее колесо; 4 — турбинная камера; 5 — статор турбины; 6 — направляющий аппарат; 7 — отсасывающая труба; 8 — вал агрегата; 9 — фланцевое соединение; 10 — верхняя крестовина; 11 — нижняя крестовина; 12 — крышка турбины; 13 — опора; НП — направляющий подшипник; ТНП — турбинный подшипник; ПП — подпятник

3.6. Конструкции и системы вертикальных генераторов

Основными узлами генератора являются следующие конструкции и системы: ротор, статор, система возбуждения, опорный подшипник (подпятник), радиальный (направляющий) подшипник, крестовины, система охлаждения и тормозная система.

Ротор гидрогенератора является вращающейся частью гидрогенератора и выполняет три различные функции: индуктора, образующего магнитное поле; вентилятора, обеспечивающего обдув воздухом обмоток ротора и статора; маховика, обеспечивающего устойчивость работы гидроагрегата. Основными элементами ротора являются: вал, остов, обод, полюса с обмоткой возбуждения, вентилятор и тормозные сегменты.

Обод в крупных генераторах, как правило, собирается вперекрой из отдельных сегментов, отштампованных из стальных листов толщиной 3-4 мм. По высоте обод ротора делится на отдельные пакеты, между которыми имеются каналы для прохождения охлаждающего воздуха. На торцах обода устанавливается специальная лопастная система, выполняющая роль *вентиляторов* (центробежные или ковшовые, а в очень быстроходных машинах осевые). Часто в современных гидрогенераторах роль вентиляторов выполняют торцевые части полюсов и вентиляционные щиты, устанавливаемые на остова ротора.

Полюса обычно изготавливают из сегментов, набранных из штампованных стальных листов толщиной 1—2 мм. К ободу ротора полюса крепятся хвостовиками Т-образной формы. Катушку возбуждения выполняют из прямоугольного или специального медного профиля с хорошо обдуваемой воздухом наружной поверхностью.

Вал генератора изготавливают стальным кованым или сварно-кованым с внутренним отверстием. Наличие внутреннего отверстия необходимо в РО турбинах, как правило, для впуска воздуха под рабочее колесо при работе гидроагрегата на нестационарных режимах. В ПЛ турбинах — для установки штанг системы регулирования, обеспечивающих запрограммированный разворот лопастной системы рабочего колеса.

Генераторы зонтичного типа с опорой на крышку турбины выполняются с одним турбогенераторным валом, верхняя часть

которого прикрепляется непосредственно к ротору генератора, а нижняя — к рабочему колесу турбины. Сверху к ротору крепится надставка вала для установки направляющего подшипника (см. рис. 3.9).

Статор гидрогенератора представляет собой неподвижную конструкцию, выполняющую функцию якоря, через сердечник (маг-нитопровод) которого замыкается переменный магнитный поток, вызываемый постоянным вращающимся синхронно с ротором магнитным полем, и в обмотках которого индуцируется электродвижущая сила.

Сердечник статора (активную сталь статора) собирают из сегментов, в которых имеются пазы для размещения обмотки. Сегменты штампуются из листов высоколегированной электротехнической стали толщиной 0,5 или 0,35 мм, лакируют и набирают вперекрой пакетами с промежутками (вентиляционными каналами).

Обмотка статора применяется двух типов: *многовитковая катушечная* и *стержневая*. Многовитковую катушечную обмотку выполняют в виде одинаковых катушек. Все витки катушки изолируют многими (в зависимости от напряжения) слоями слюдо-содержащей ленты. Отдельные катушки соединяются между собой в определенном порядке и образуют фазы обмотки статора. Стержневая обмотка состоит из стержней полукатушек и содержит только один виток. Изоляция стержней выполняется из термореактивных связующих материалов. Термореактивная изоляция допускает по сравнению с компаундированной более высокую рабочую температуру, обладает большей механической и электрической прочностью, большей теплопроводностью, но требует более прочного уплотнения стержней в пазах и не допускает значительных деформаций стержней при проведении обмоточных работ и при эксплуатации. В крупных генераторах применяются преимущественно стержневые обмотки, но их использование ограничивается силой тока 1250—2500 А на одну параллельную ветвь или требует увеличения габаритов генератора. Обмотки статора с *непосредственным охлаждением дистиллированной водой* выполняются с применением полых тоководов.

Корпус статора служит для крепления сердечника (активной стали статора), в качестве опоры для верхней крестовины и для

крепления воздухоохладителей генератора. Он воспринимает и передает на фундамент крутящие электродинамические усилия, возникающие в статоре при работе генератора, а также все усилия, которые воспринимаются верхней крестовиной. Корпус статора выполняется в виде сварной кольцевой или многогранной конструкции. Для возможности транспортировки по железной дороге его делают разъемным, из 2—6 секторов, соединяемых на месте установки с помощью стяжных шпилек и стыковочных плит. Корпус устанавливают на опорные плиты фундамента и крепят болтами.

Система возбуждения необходима для создания магнитного поля вращающимся ротором генератора. Мощность, необходимая для его возбуждения, составляет 0,3—0,6 % мощности генератора. Изменяя возбуждение машины, можно регулировать генерируемую реактивную мощность и соответственно $\cos\varphi$. Регулирование реактивной мощности в современных гидрогенераторах осуществляется автоматически.

Применяются следующие системы возбуждения:

электромашинные системы, когда источником постоянного тока является электрическая машина постоянного тока — возбудитель, который может быть установлен на валу основного генератора или рядом с гидроагрегатом в виде независимого двигателя-генератора;

системы возбуждения с полупроводниковыми вентилями, получившие в настоящее время наиболее широкое распространение; при этом используются схемы как независимого возбуждения, так и тиристорные системы параллельного самовозбуждения.

Основные требования, которые предъявляются к системам возбуждения генераторов: высокая надежность, быстродействие и простота. Для генераторов мощностью 100 МВт и более рекомендуется применять быстродействующие системы возбуждения, обеспечивающие нарастание напряжения от номинального до 95 % предельного значения за время не более 0,09 с. При потере возбуждения гидрогенератор мгновенно сбрасывает нагрузку, а обороты агрегата увеличиваются до разгонных значений.

Подпятник (опорный подшипник) — один из наиболее важных элементов гидрогенератора. Подпятник воспринимает вес вращающихся частей гидроагрегата, а также давление воды

на рабочее колесо турбины и передает их на верхнюю (см. рис. 3.3-3.4) или нижнюю крестовины (см. рис. 3.7-3.8), или на крышку турбины (см. рис. 3.5). Нагрузка на подпятник генератора Братской ГЭС составляет 1600 т-с; Красноярской ГЭС - 2600 т-с; Саяно-Шушенской ГЭС - 3200 т-с.

В современных гидрогенераторах применяются подпятники, состоящие из вращающегося *диска-кольца*, выполненного из высококачественной стали, нижняя поверхность которого ("зеркало") отполирована до чистоты, соответствующей восьмому классу, и *неподвижных сегментов*, расположенных на шарнирах. Поверхность сегментов покрывается слоем высококачественного баббита марки Б83. В настоящее время широко распространена облицовка сегментов фторопластом. Сегменты могут опираться на винтовые регулируемые опоры (см. рис. 3.6—3.7) или сильфон-ные (гидравлические) опоры (см. рис. 3.8).

Корпус подпятника крепят к днищу масляной ванны или к верхнему диску опорной крестовины. Для охлаждения и создания масляного клина между диском и сегментами применяют турбинное масло типа ТП-3, ТП-46. Наличие масляного клина обеспечивает надежную работу агрегата в условиях его вращения при значительных осевых усилиях, что вызывает нагрев масла и необходимость его охлаждения. Для охлаждения масла применяются трубчатые маслоохладители, в которых используется вода системы технического водоснабжения.

Направляющие подшипники. При нормальных условиях направляющие подшипники вертикальных гидроагрегатов не несут значительных нагрузок и воспринимают только биение вала за счет дисбаланса вращающихся частей агрегата. Однако при аварийном двойном замыкании на корпус обмотки части полюсов ротора возникают одностороннее притяжение ротора к статору и значительные радиальные нагрузки, на восприятие которых должен быть рассчитан направляющий подшипник.

Направляющие подшипники в современных гидрогенераторах выполняются исключительно с самоустанавливающимися сегментами, в радиальном направлении опирающимися на регулировочные болты, которые в свою очередь запрессованы в корпус подшипника. Сегменты подшипника и шейка вала, имеющая в пределах подшипника форму колокола, погружены в масло на $1/3—1/2$ высоты. Масло, циркулирующее в ванне за счет

вращения ротора агрегата, охлаждается встроенными в ванну маслоохладителями.

Верхняя и нижняя крестовины предназначены в основном для восприятия и передачи на фундамент усилий, действующих в осевом и радиальном направлениях. Крестовина, воспринимающая вес вращающихся частей гидроагрегата, называется *опорной*. Опорные крестовины выполняются двух типов: *мостовые* и *лучевые*. Мостовые крестовины (с 4 лапами) находят применение при относительно небольших нагрузках (до 700 т-с) и пролетах до 6,5 м. При больших нагрузках и пролетах с целью увеличения их жесткости в поперечном направлении применяются лучевые крестовины с большим числом лап (см. рис. 3.4).

Лучевая крестовина по конструкции сложнее мостовой и состоит из центральной части, представляющей собой цельносварной барабан, в котором или над которым размещается опорный или направляющий подшипник, и отъемных лап (см. рис. 3.7) в виде балок двутаврового сечения, соединенных с центральной частью с помощью стыковочных узлов и шпилек. В отдельных случаях лучевые крестовины находят применение и при небольших нагрузках, тогда их выполняют неразъемными и называют *крестообразными*.

Нижняя крестовина в подвесных и верхняя крестовина в зонтичных генераторах являются не несущими (не опорными), и в них обычно размещаются направляющие подшипники. Эти крестовины должны иметь достаточную радиальную жесткость для передачи нагрузки от подшипника на фундамент.

Тормозная система гидроагрегата. В отличие от агрегатов тепловых и атомных электростанций, гидроагрегаты останавливаются часто, особенно на станциях, работающих в пиковых зонах графика электрической нагрузки энергосистемы. Торможение гидроагрегата осуществляется устанавливаемыми на нижней крестовине или фундаменте *пневматическими тормозами поршневого типа* с резиновыми манжетами и колодками из фрикционного и теплостойкого материала. При торможении колодки упираются в тормозные сегменты, укрепленные на ободе или остоле ротора гидрогенератора. Тормозная система служит и для подъема ротора при замене сегментов подпятника. В последние годы помимо механического торможения находят применение и электри-

ческое торможение. Тормоза в последнем случае используются только в конце процесса торможения или при повреждениях в цепях ротора и статора, или при исчезновении питания собственных нужд станции.

Система охлаждения гидрогенераторов. При эксплуатации гидрогенераторов, как и всех других механизмов, происходят механические и электрические потери энергии, которые преобразуются в тепловую энергию, снижая эффективность использования энергии гидроэнергоустановки и ее работоспособность. Для того чтобы повысить надежность эксплуатации гидроагрегата, а также его энергетические и стоимостные показатели, в гидрогенераторах используется система охлаждения.

В большинстве случаев гидрогенераторы выполняются с системой *косвенного воздушного охлаждения*, когда воздух, охлаждаемый в воздухоохладителях водой, циркулирует по замкнутому циклу и с поверхностей обмотки и магнитопроводов снимает и утилизирует тепло. *Принудительное охлаждение* применяется прежде всего в гидрогенераторах очень большой мощности или в капсульных агрегатах. Чаще всего используются *жидкостные системы непосредственного охлаждения* обмоток статора или ротора, или обеих обмоток гидрогенератора. Обмотку в таких случаях делают соответствующего профиля с наличием в ней канала для циркуляции дистиллянта. Во избежание окисления внутренней поверхности полых проводников и образования на ней отложений циркуляция дистиллянта не прекращается даже при неработающем агрегате. Когда наиболее напряженные в тепловом отношении элементы непосредственно охлаждаются дистиллированной водой (например, статор), а другие — воздухом (например, ротор), такие системы охлаждения называют *смешанными*. Применение жидкостных систем охлаждения обмоток позволяет увеличить единичную мощность гидрогенератора, уменьшить его габариты и стоимостные показатели.

3.7. Определение геометрических параметров гидрогенератора

Исходными данными для расчета гидрогенератора являются следующие параметры: активная и полная мощность, синхронная частота вращения, номинальное напряжение, коэффициент мощности.

При определении главных размеров гидрогенератора важнейшее значение имеет величина полной мощности, приходящейся на одно полюсное деление ротора $\tau = nD_i / (2p)$, где τ — наружный периметр ротора, приходящийся на один полюс.

Конструктивные размеры гидрогенератора зависят от его основных геометрических параметров активной части генератора: диаметра расточки статора D_i и длины (высоты) активной стали статора l_t , которые, в свою очередь, зависят не только от мощности и синхронной частоты вращения ротора генератора, но и от ряда других параметров, в том числе и от величины махового момента гидроагрегата [13—15].

Определяющие геометрические величины D_i и l_t взаимосвязаны следующими аналитическими зависимостями:

$$S \approx C_3 \cdot D_i^2 l_t n_c, \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

$$D_i = \sqrt{\frac{S}{C_3 l_t n_c}}, \text{ м},$$

где C_3 — коэффициент использования активного объема генератора, кВ·А/(м³·об/мин⁻¹); D_i и l_t — в м; n_c — в об/мин.

Поэтому при известных величинах мощности и синхронной частоты вращения генератора можно найти оптимальное решение по геометрическим и другим параметрам генератора, взаимно изменяя D_i , l_t или C_3 . При проектировании гидрогенераторов *определяющим* показателем является полюсное деление, от величины которого и от мощности, приходящейся на один полюс, зависят l_t , C_3 и другие энергетические, электромагнитные и механические характеристики гидрогенератора [14].

Диаметр расточки статора D_i и длину активной стали статора l_t можно ориентировочно определить по следующим формулам:

$$D_i = k_1 S^{0,2} n_c^{-0,8}; \quad l_t = k_2 (S n_c)^{0,45}$$

где $k_1=38-42$ и $k_2=0,05-0,1$, S — в кВ·А, n_c — в об/мин. При расчете основных геометрических параметров генераторов мощностью $S > 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ следует принимать $k_1 = 38 - 39$ и $k_2 = 0,07 - 0,05$; а для $S < 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ — $k_1 = 40 - 42$ и $k_2 = 0,1 - 0,08$.

При окончательном выборе D_i и l_t , следует руководствоваться стандартными значениями:

D_i , см: 250, 325, 425, 550, 650, 750, 900, 1000, 1100, 1200, 1400, 1500;

l_t , см: 33, 36, 40, 45, 50, 60, 67, 75, 82, 90, 100, 110, 122, 135, 150, 165, 182, 200, 220, 245, 270, 300, 350, 400.

После определения основных параметров генератора необходимо убедиться в том, что окружная скорость ротора не превышает предельного значения V_{np} на разгонных режимах эксплуатации гидроагрегата, а именно:

$V_{np} = 160$ м/с для генераторов мощностью $S \leq 175 \text{ МВ} \cdot \text{А}$;

$V_{np} = 185$ м/с для генераторов мощностью $S > 175 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Окружную скорость ротора генератора можно определить, зная коэффициент разгона $k_{раз}$ по формуле:

$$V_{np} = 5,2 D_i k_{раз} n_c 10^{-2}.$$

Коэффициент разгона $k_{раз}$ определяется по данным лабораторных испытаний турбины и зависит от лопастной системы. Если при заданном значении диаметра ротора D_i получается окружная скорость больше предельной, то диаметр ротора следует уменьшить.

Другая проверка приемлемости диаметра ротора D_i относится к определению его минимального значения: он не должен быть меньше диаметра шахты $D_{ш}$ турбины.

При наличии нижней крестовины по условиям ее установки в шахте необходимо, чтобы было

$$D_i > D_{ш}$$

Для зонтичного генератора с опорой на крышку турбины

$$D_i \geq D_{ш} + 0,5 \text{ м.}$$

Если монтаж ротора осуществляется в кратере гидрогенератора, то принимают

$$D_i \geq D_{ш} + 0,5 \text{ м.}$$

Получение величины диаметра ротора меньше величины диаметра шахты наиболее вероятно при частоте вращения ротора больше 300 об/мин.

По номинальным значениям величин S , P и n_c можно выбрать прототип гидрогенераторов из числа выпускавшихся ранее по каталогам заводов-изготовителей и справочникам. Если значения P и n_c совпадают со значениями аналога $S_{анал}$, $P_{анал}$ и $n_{анал}$ для прототипа, то этот тип генератора и выбирается для установки на ГЭС

Если удастся подобрать прототип, у которого частота вращения равна заданной, а мощность отличается от заданной не более чем на 10—15 %, то заказывается генератор с диаметром ротора, равным диаметру ротора у прототипа, и высотой активной стали статора, вычисленной по формуле:

$$l_t = \frac{l_{t\text{анал}}}{S_{\text{анал}}} S.$$

Если удастся подобрать прототип, у которого не равны, но близки значения (отличаются не более чем на 10 %) n и $n_{анал}$, S и $S_{анал}$, то высота активной стали определяется по следующей зависимости:

$$l_t = l_{t\text{анал}} \frac{S n_{анал}}{n_c S_{анал}}.$$

Основные параметры генераторов вертикального исполнения и капсульных гидроагрегатов, установленных на ряде действующих ГЭС, приведены в табл. 3.2 и 3.3.

На рис. 3.10 показаны основные геометрические параметры генераторов подвесного и зонтичного типа.

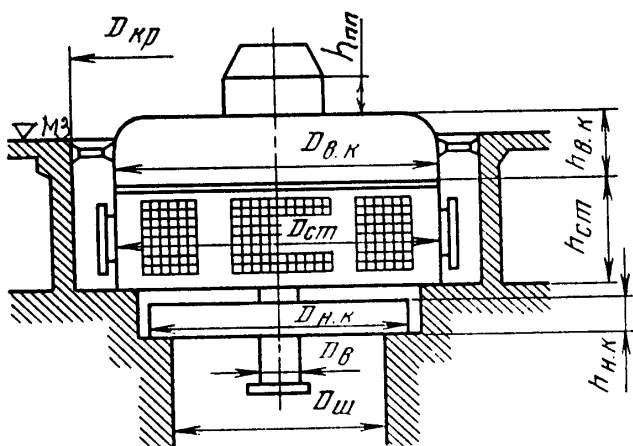
Наружный диаметр активной стали статора может быть принят равным

$$D_a = D_i + (0,50 - 0,60), \text{ м.}$$

Внешний диаметр корпуса статора можно приближенно определить по формулам:

$$D_{ст} = (1,12 - 1,15) D_a, \text{ или } D_{ст} = 1,10 D_i + 0,75, \text{ м.}$$

а)



б)

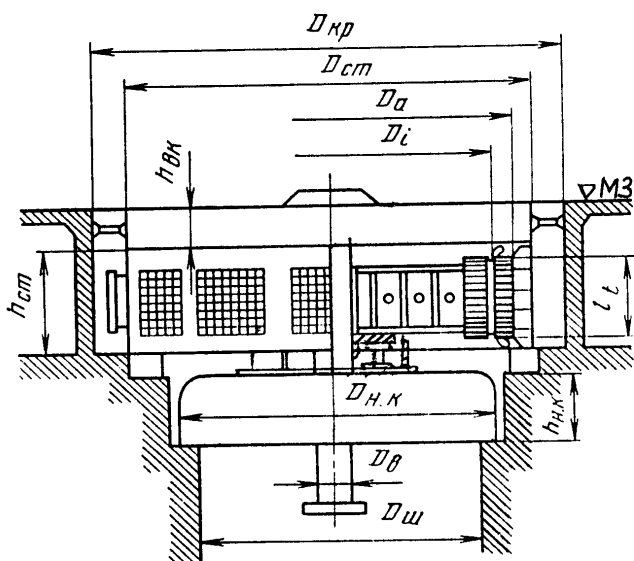


Рис. 3.10. Схема габаритных параметров гидрогенератора:
а — подвесной тип; б — зонтичный тип

Диаметр генератора шахты (кратера) $D_{кр}$ следует вычислять следующим образом:

$$D_{кр} = D_{ст} + t \cdot 0,7, \text{ м.}$$

Высота статора приближенно равна

$$l_{ст} = (1,25 - 1,5) l_t \text{ или } l_{ст} = l_t + (0,75 - 1,5), \text{ м.}$$

Для подвесных генераторов высота верхней крестовины равна

$$h_{вк} = (0,70 - 0,75) D_i.$$

Высота нижней крестовины равна

$$h_{нк} = (0,10 - 0,7) D_{ш}.$$

Для зонтичных генераторов высота нижней несущей Крестовины равна

$$h_{нк} = (0,75 - 0,30) D_{ш}.$$

Высота подпятника $h_{пл}$ для генераторов подвешного и зонтичного типа приближенно равна $0,15 D_i$

Завершающим этапом расчета основных параметров гидрогенератора является выбор его типа и системы охлаждения. Система охлаждения может быть выбрана после определения коэффициента использования активного объема генератора C_3 . Воздушное охлаждение электромашины принимается, если $C_3 = 4-5$; форсированное воздушное при $C_3 = 6-9$; водяное, если $C_3 > 12$.

При выборе типа генератора следует руководствоваться следующими соображениями:

по частоте вращения ротора — при $n_c > 200$ об/мин рекомендуется подвешной тип, при $n_c < 150$ — зонтичный;

по соотношению основных геометрических параметров l_t / D_i :

при $l_t / D_i > 0,3$ — подвешной; при $l_t / D_i < 0,3$ — зонтичный;

при $D_i > 1000\text{см}$ — зонтичный; при $D_i < 1000\text{см}$ — подвешной.

Тип генератора	Мощность		Частота вращения, об/мин	Напряжение, кВ	КПД, %	Исполнение	Маховый момент, т·с м ²	Диаметр корпуса статора, мм	Масса, т	
	МВ·А	МВт							ротора	общая
ВГС 325/89–14	12,5	10,0	428	10,5	95,4	Подвесное	125	4000	45,2	92,3
ВГС 440/120–20	27,5	22,0	300	6,3	96,8	То же	700	5200	92,7	168
ВГС 525/150–20	51,0	46,0	300	10,5	98,0	”_”	1500	6500	100	210
ВГС 525/150–24	50,0	40,0	300	10,5	97,5	”_”	1500	6500	147	295
ВГС 525/110–24	31,2	26,5	250	10,5	97,0	”_”	1140	6500	111,7	238
ВГС 525/110–24	29,4	25,0	250	10,5	97,0	”_”	1140	6500	111,7	238

БГС 527/1 10-24	32,2	29,0	250	10,5	97,2	”_”	1140	6500	115	235
БГСФ 930/2 33-30	294,0	250,0	200	15,75	98,1	”_”	21500	11665	560	1150
БГС 525/12 5-28	26,9	21,5	214	10,5	96,3	”_”	1300	6500	116,5	241
БГС 525/99 -28	18,75	15,0	214	10,5	96,4	”_”	1000	6500	85,5	190
БГС 525/99 -28	18,75	15,0	214	10,5	96,4	”_”	1000	6500	89	195
БГСБФ 940/235-30	300,0	300,0	200	15,75	98,4	”_”	26500	11785	648	1250
БГС 525/1 19-32	20,6	18,5	187,5	10,5	96,9	”_”	1250	6500	102	210

БГС 840/2 35–30	353	300	200	15,75	98,2	”_”	26500	11300	648 612	1250
БГС 1525/1 35–120	67,3	57,2	50	10,5	97,2	”_”	73000	17100	500	850
СВК 1340/1 50–96	71,5	57,2	62,5	13,8	96,7	”_”	47000	15200		1071
СВН 1340/1 50–96	71,5	57,2	62,5	13,8	96,7	”_”	47000	15200		1058
СВКр 1340/ 150–96	71,5	57,2	62,5	13,8	96,7	”_”	47000	15200		932
СВ 1230/ 140–56	130,6	104,5	107,1	13,8	97,9	”_”	35000	14000		850
СВ 1070/ 145–52	100,0	80,0	115,4	13,8	97,6	”_”	24000	12100		700

CB 866/ 70–52	28,8	23,0	115,4	10,5	97,0	”_”	5000	9860		300
CBO 733/ 130–36	45,6	40,0	166,7	10,0	97,4	Под- весное	5100	8600		450
CBO 1000/ 260–40	236,0	220,0	150	15,0	99	”_”	32000	12400		1060
ВГС 1690/ 175–64	590	500	93,8	15,75	98,2	”_”	187000	19100	884	1650
ВГС 1285/ 275–42	711	640	142,8	15,75	98,3	”_”	102000	14800	912	1790
ВГС 1750/ 110–100	615	600	72	15	98,2	”_”	164000	18500	1280	3420

ВГС 1710/ 260–84	718	700	85,7	15	97,2	”_”	157300	18200	1220	3000
ВГС 1720/ 240–64	805	724	112,5	18	97,8	”_”	192000	19600	1150	3200
ВГС 1800/3 60–66	823	700	90,9	18	98,2	”_”	192000	19600	1150	3200
ВГС 1560/ 280–78	766	727	92,3	18	98,5	”_”	178000	17800	1030	3200
ВГС 525/ 84–32	13,75	11,0	187,5	10,5	96,0	Зонпич- ное	1000	6400	80	172
ВГС 525/ 84–32	13,75	11,0	187,5	10,5	96,3	То же	950	6400	82	174

ВГС 525/ 100–32	15,0	12,0	187,5	10,5	96,5	”_”	1100	6420	74	183
ВГС 650/ 130–32	45,0	36,0	187,5	10,5	97,0	”_”	3200	7500	168	336
ВГС 525/ 84–40	12,5	10,0	150	10,5	95,7	Под- весное	1030	6450	83,6	189
ВГС 700/ 80–40	23,5	20,0	150	10,5	96,7	Зонтич- ное	2500	8050	120	257
ВГС 525/ 114–40	17,5	14,0	150	10,5	96,2	Под- весное	1200	6600	98	211
ВГС 700/ 100–48	26,3	21,0	125	10,5	96,3	Зонтич- ное	3000	8050	137,7	260,5

БГС 700/ 100-48	26,3	22,5	125	10,5	96,5	То же	3500	8050	1	
БГС 1190/ 215-48	282,5	240,0	125	15,7	98,4	”_”	55000	14000	650	1180
БГС 800/ 110-52	35,0	28,0	115,4	10,5	96,7	”_”	5800	9200	170	345
БГС 800/ 79-52	29,4	23,5	115,4	10,5	96,7	”_”	4400	9200	137	300
БГС 700/ 100-56	22,5	16,9	107	11,0	95,6	”_”	3500	8050	148	295
БГС 700/ 80-56	16,25	13,0	107	10,5	95,6	”_”	2800	8050	127	265

ВГС 850/ 135–56	43,75	35,0	107	10,5	97,0	”_”	8600	9550	196	379
ВГС 1260/2 00–60	176,5	150,0	100	15,75	97,8	”_”	58000	14590	614	1200
ВГС 850/11 0–64	25,0	20,0	93,8	10,5	96,0	”_”	5500	9550	148	325
ВГС 1260/1 47–68	97,0	82,5	88,2	13,8	97,5	”_”	37000	14620	383,6	784
ВГС 700/ 75–72	11,25	9,0	83,3	6,3	95,6	Зонпич- ное	2500	8050	90	185
ВГС 1040/8 0–80	28,2	24,0	75	10,5	95,6	То же	12500	11860	180	330
ВГС 850/70 –88	11,8	10,0	68,2	10,5	95,4	”_”	4200	9550	112,1	246

ВГС 1260/8 9-104	31,8	27,0	57,7	10,5	96,7	Зонтич- ное	22500	14260	241	522
СВ 1500/ 110-116	55,0	44,0	51,7	10,5	96,4	То же	52000	17010	433,9	753

Генераторы вертикального исполнения

Таблица 3.2

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нормы технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций: ВНТП 41-85/ Минэнерго СССР. М.: Энергия, 1986. 119с.
 2. Нормы проектирования технологической части ГЭС и ГАЭС: ВНТП 41-94. М.: Изд-во РАО ЕЭС России, 1994.
 3. Справочник по гидротурбинам / Под ред. Н.Н. Ковалева. Л.: Машиностроение, 1984. 496 с.
 4. Турбины гидравлические вертикальные поворотно-лопастные и радиально-осевые. Типы, основные параметры и размеры: ОСТ 108.023.15-82.
 5. Турбины гидравлические вертикальные поворотно-лопастные диагональные. Основные параметры и размеры: ГОСТ 17202-77 (СТСЭВ 2<W4-80). М.: Изд-во стандартов, 1983. 4 с.
 6. Использование водной энергии / Под ред. Ю.С. Васильева. М.: Энергоатомиздат, 1995. 608 с.
 7. **Бережной А.А.** Силовые здания гидроэлектрических станций и их оборудование. М.: Энергоиздат, 1957. 272 с.
 8. **Квясковский В.С.** Диагональные турбины. М.: Машиностроение, 1971. 208 с.
 9. **Свицарев Г.А., Меловцев А.А.** Горизонтальные капсульные гидротурбины осевого типа. Киев: Наук, думка, 1969. 198 с.
 10. **Мустафин Х.Ш., Васильев Ю.С.** Выбор основного оборудования зданий гидроэлектростанций: Учеб. пособие / Куйбышев.ГУ, 1979. 77 с.
- П. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций / Под ред. Ю.С. Васильева и Д.С. Щавелева. М.: Энергоатомиздат, 1988. 400 с.

12. Международный код приемо-сдаточных испытаний гидротурбин: Публ. МЭК № 193. / ОНТИ ЦКТИ. Л., 1967. 53 с.

13. Гидрогенераторы / И.А. Глебов, В.В. Домбровский, А.А. Дукштау и др. Л.: Энергоатомиздат, 1982. 366 с.

14. **Важное А.И.** Электрические машины. Л.: Энергия, 1969.

15. **Домбровский В.В. и др.** Проектирование гидрогенераторов. Л.: Энергия, 1968. 178 с.

16. **Канлан М.Я. и др.** Подпятники, направляющие подшипники и крестовины мощных гидрогенераторов. Л.: Энергия, 1968. 201 с.

17. Нормы технологического проектирования гидроэлектростанций: ВНТЮ 12-77 / Минэнерго СССР. М., 1977.

18. ГОСТ 2645-86. Турбины гидравлические вертикальные. Общие технические требования. М.: Изд-во стандартов, 1986. 6 с.

19. ГОСТ 5616-89. Гидрогенераторы и генераторы-двигатели электрические гидротурбинные. Общие технические условия. М.: Изд-во стандартов. 1989. 22 с.

20. ГОСТ 27807-88. Турбины гидравлические вертикальные. Технические требования и приемка. М.: Изд-во стандартов, 1988. 4 с.

21. ГОСТ 5616-81. Генераторы электрические гидротурбинные (гидрогенераторы). Общие технические условия. М.: Изд-во стандартов, 1981. 20 с.

УНИВЕРСАЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОСЕВЫХ ТУРБИН

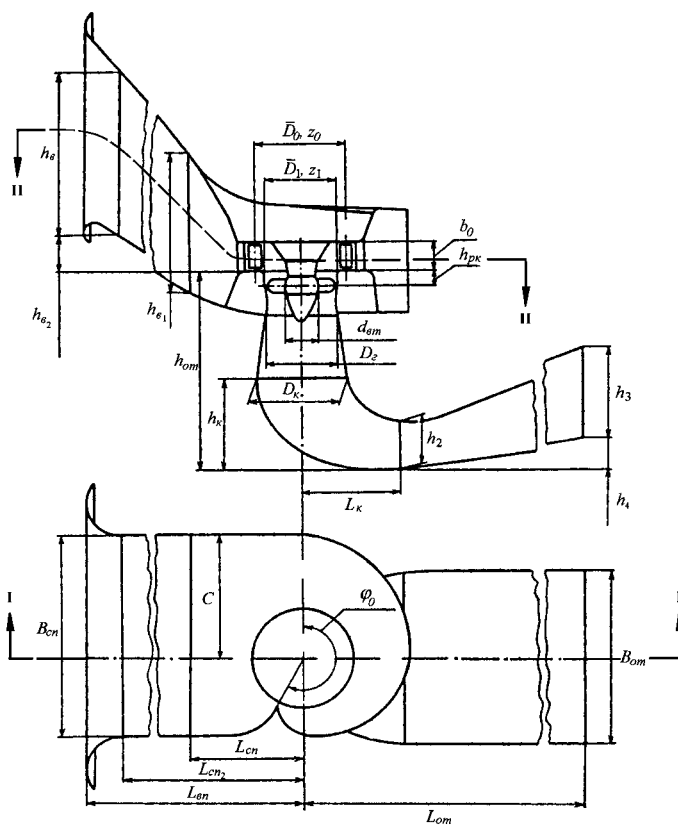


Рис. П.1. Проточная часть осевой гидротурбины

Геометрические параметры поворотно-лопастных гидротурбин

Таблица П.1

Тип РК	Турбинная камера					Рабочее колесо					Направляющий аппарат				Отсасывающая труба							
	B_{en}	h_{en}	L_{en}	C	Φ_0	Z_1	$d_{\text{вр}}$	$h_{\text{ПК}}$	h_3	D_{Γ}	D_0	b_0	Z_0	$h_{\text{от}}$	$L_{\text{от}}$	L_{κ}	h_{κ}	D_{κ}	h_2	$B_{\text{от}}$	h_3	h_4
ПЛ 10/592	3,1	2,4	1,6	1,9	210	4	0,43	0,26	0,33	0,96	1,23	0,40	24	2,6	4,55	1,37	1,29	1,25	0,65	2,5	1,34	0,4
ПЛ 15/1100	2,9	2,3	1,5	1,8	210	4	0,4	0,26	0,33	0,96	1,2	0,4	28	2,6	4,05	1,19	1,08	1,24	0,6	2,4	1,25	0,4
ПЛ 20/811	2,7	1,2	3,3	1,63	210	4	0,4	0,26	0,35	0,96	12	0,43	28	2,4	4,05	1,19	1,08	1,24	0,6	2,6	1,25	0,2
ПЛ 30/800	2,9	2,3	1,5	1,8	210	5	0,4	0,26	0,4	0,96	1,23	0,4	24	2,6	4,55	1,37	1,29	1,25	0,65	2,5	1,34	0,2
ПЛ 40/587a	2,6	1,5	1,5	1,8	210	6	0,4	0,21	0,43	0,97	1,16	0,4	32	2,7	4,42	1,62	1,35	1,35	0,68	2,4	1,24	0,37
ПЛ 50/1075	2,9	1,6	1,74	1,74	225	7	0,48	0,22	0,46	0,97	1,25	0,4	24	2,3	4,83	1,32	1,20	1,21	0,6	2,5	1,22	0,25
ПЛ 60/642a	2,9	1,6	1,8	1,74	225	7	0,48	0,22	0,51	0,97	1,25	0,4	24	2,3	4,83	1,33	1,20	1,21	0,6	2,5	1,22	0,25
ПЛ 70/642	3,2	1,9	1,5	1,75	270	8	0,55	0,21	0,56	0,97	1,21	0,35	24	2,3	5,58	2,11	1,20	1,20	0,7	2,4	1,17	0,53
ПЛ 80/642	3,4	1,6	1,6	1,35	345	8	0,6	0,21	0,61	0,97	0,16	0,4	24	2,3	4,5	1,95	1,17	1,17	0,59	2,3	1,13	0,60

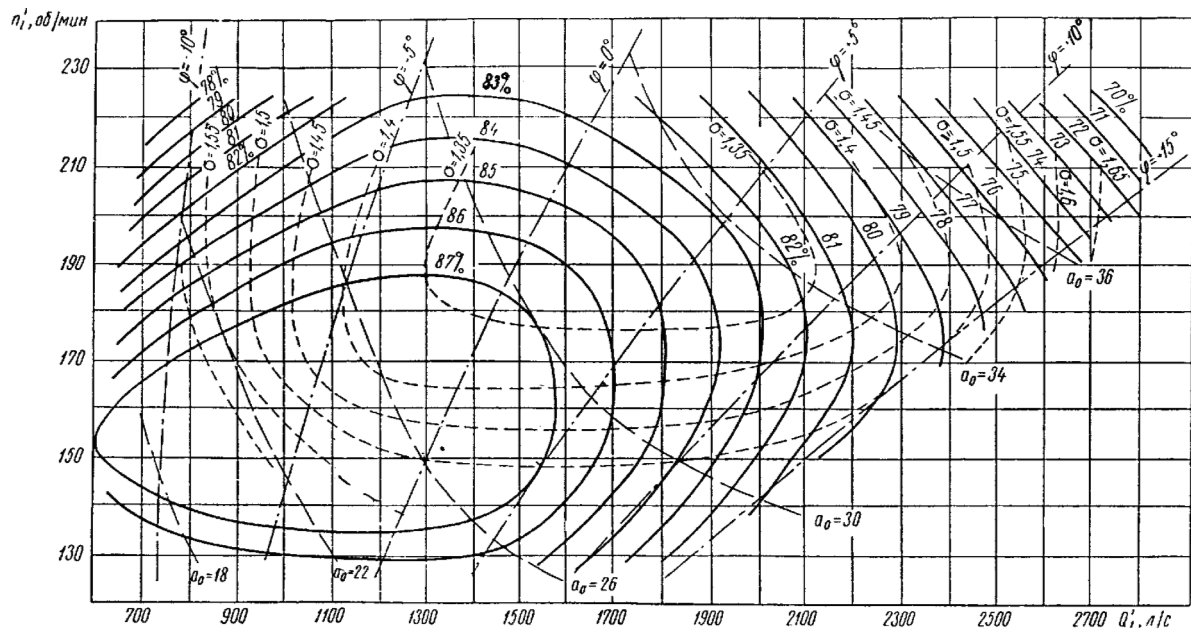


Рис. П.2. Универсальная характеристика турбины с рабочим колесом ПЛ10/592-46

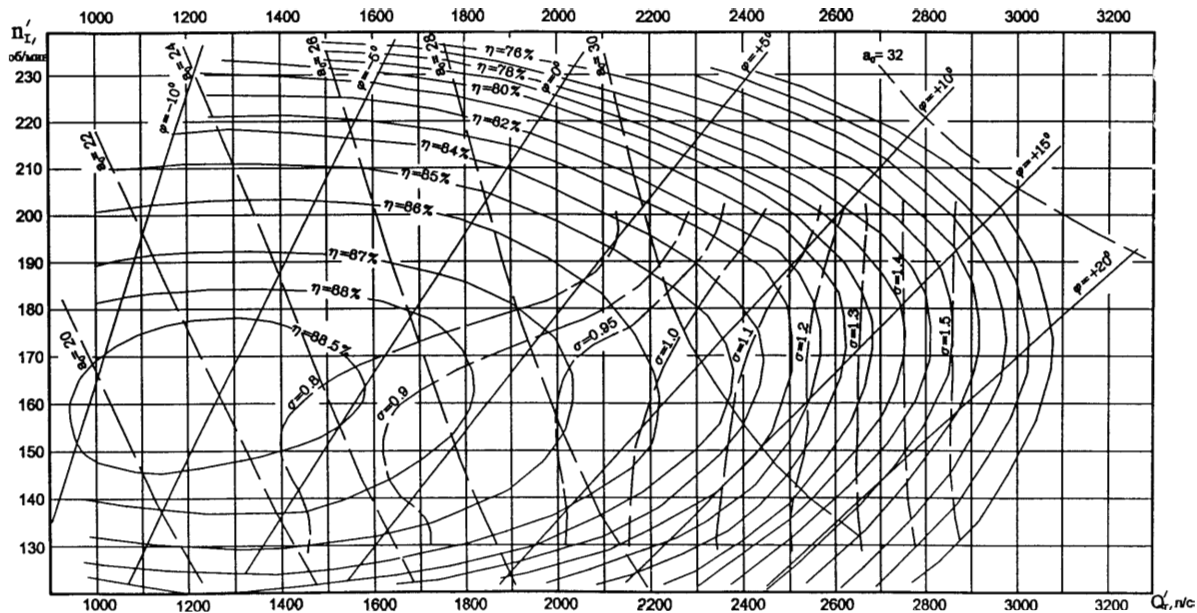


Рис. П.3. Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ15/1100–25

π'_2 , об/мин

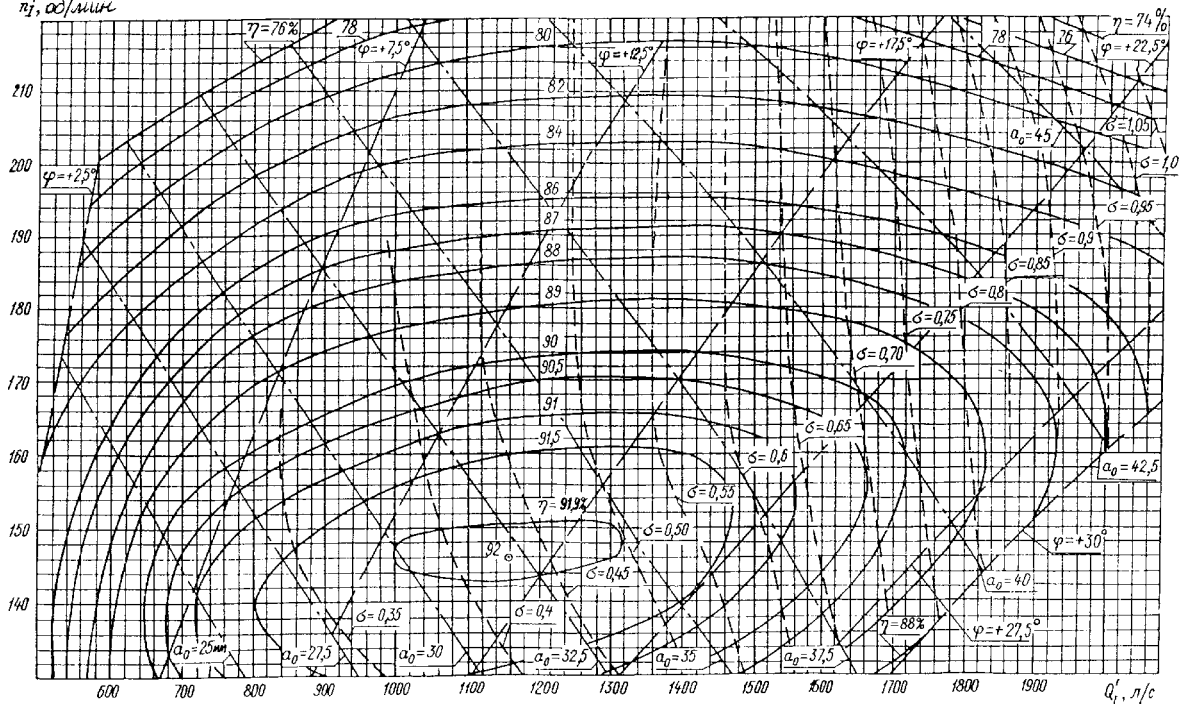


Рис. П.4. Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ20/811-50

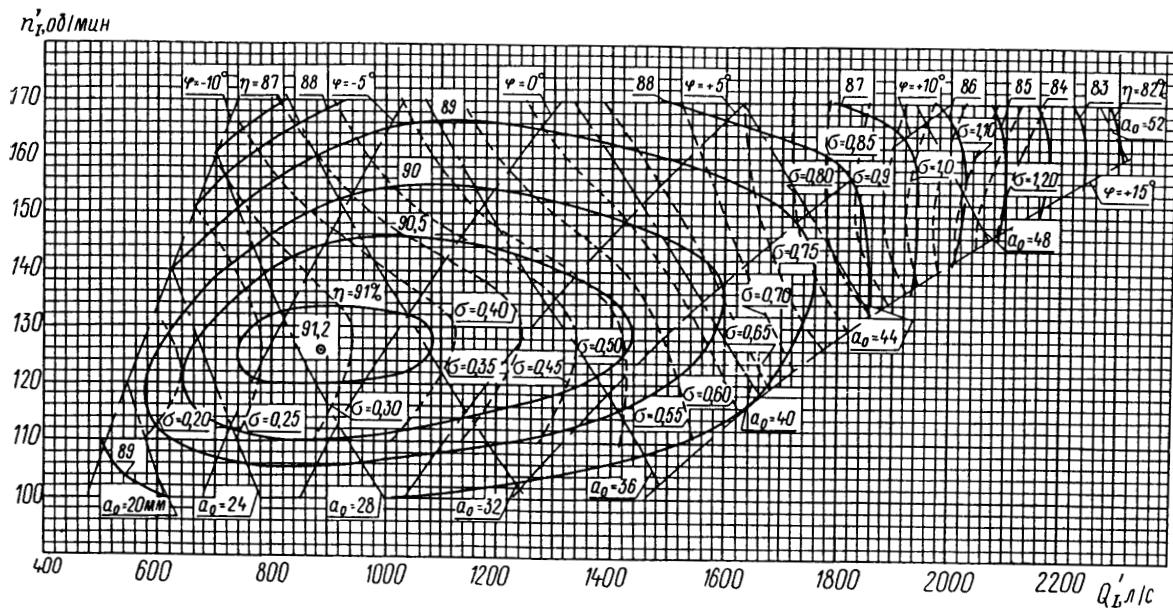


Рис. П.5. Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ30/800—46

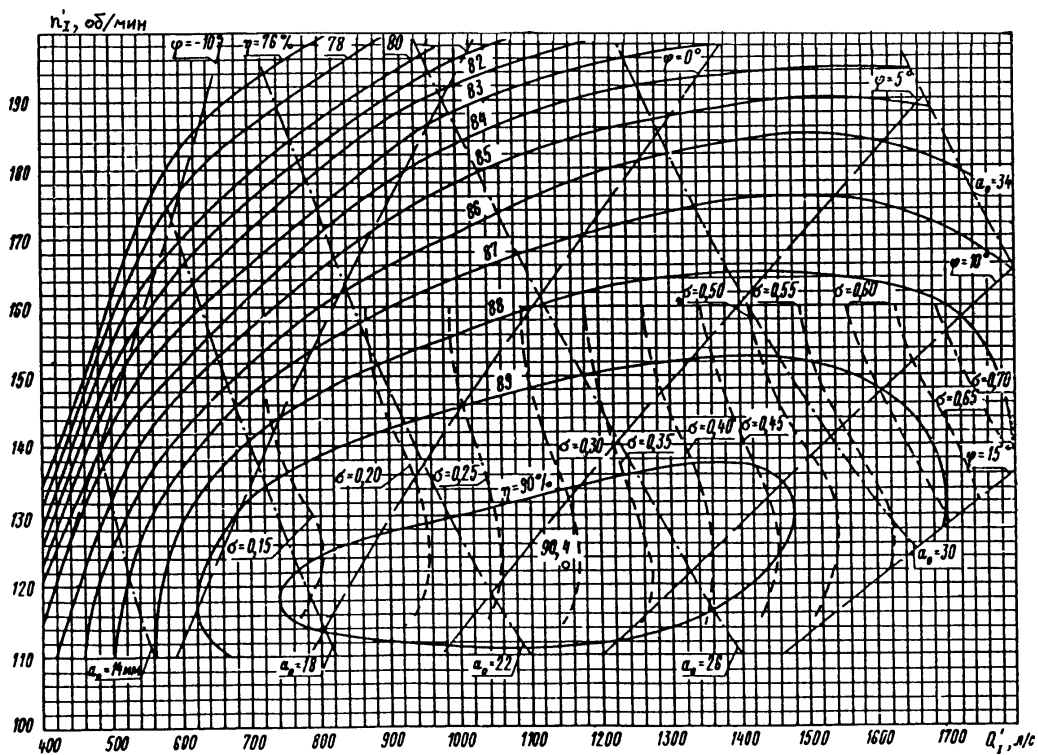


Рис. П.6. Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ140/587а-46

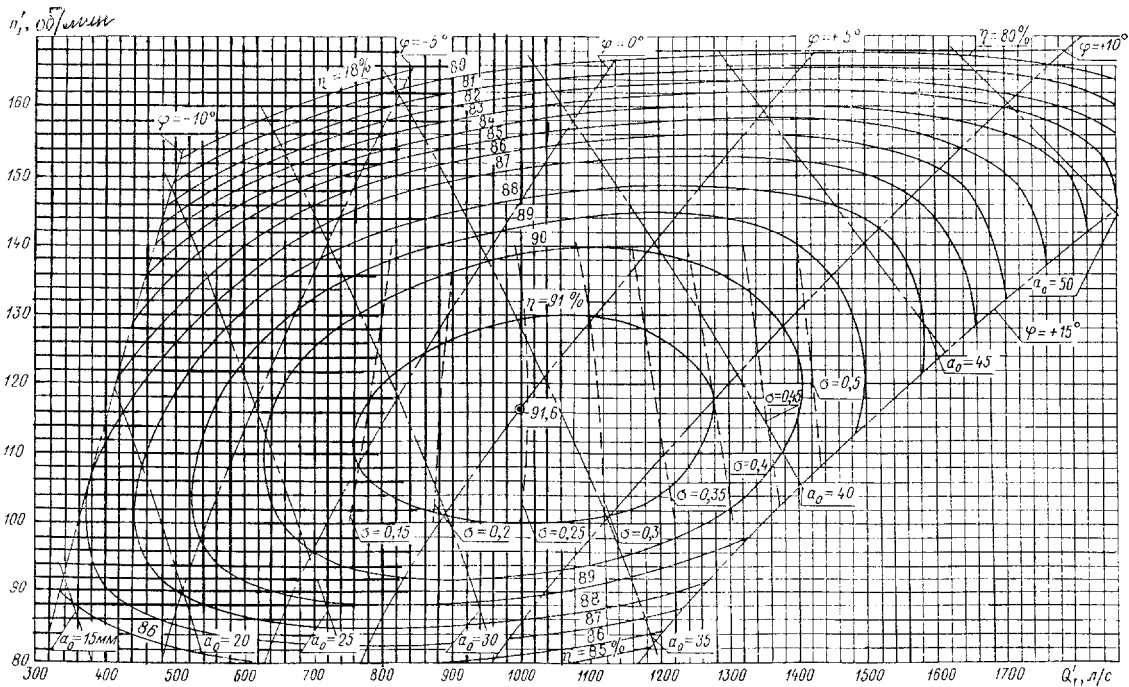


Рис. П.7. Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ150/1075–46

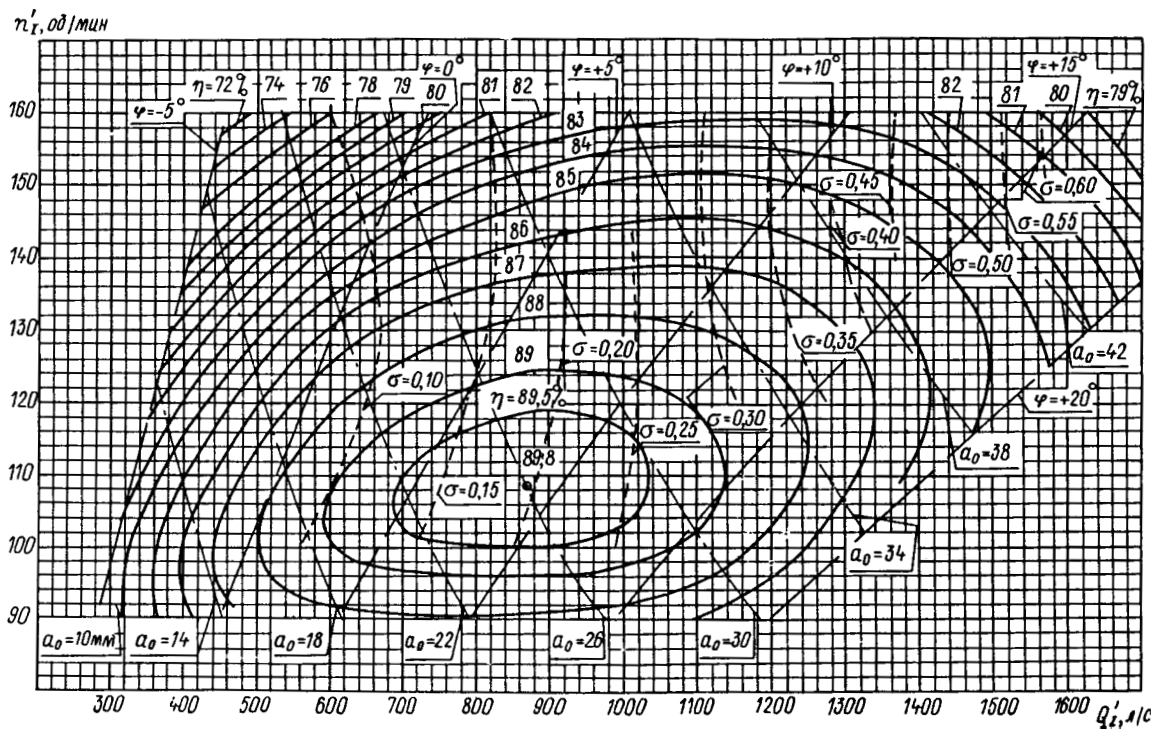


Рис. П.8. Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ60/642—46

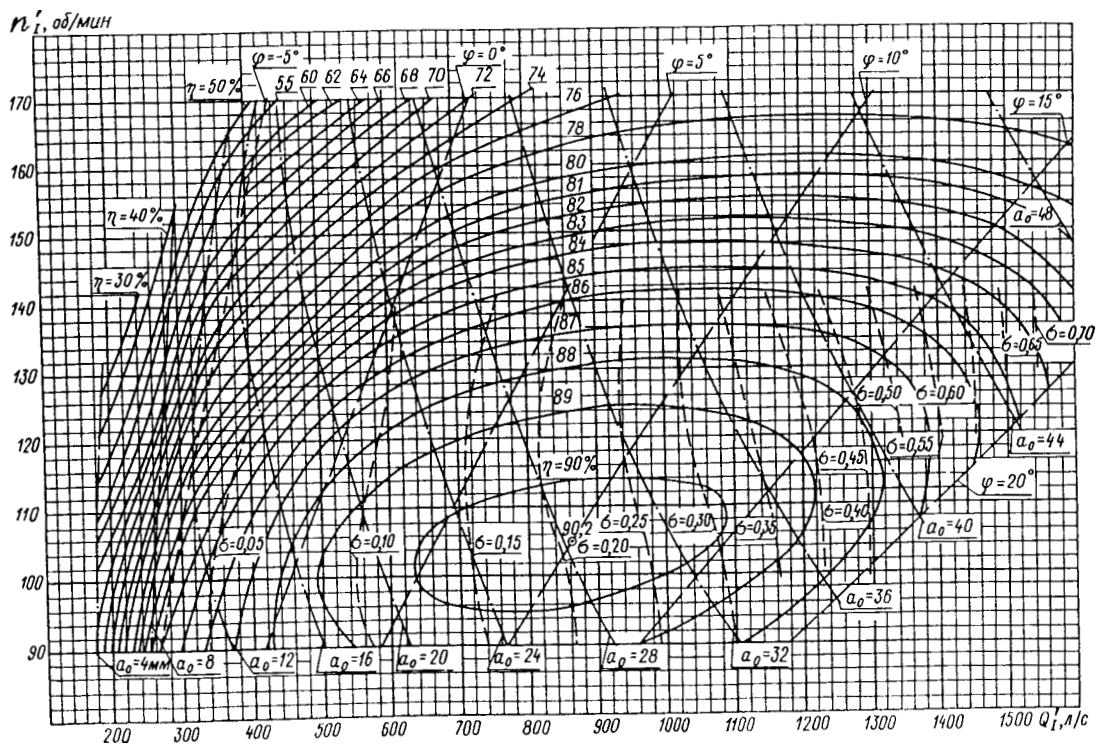


Рис. П.9. Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ170/642—46

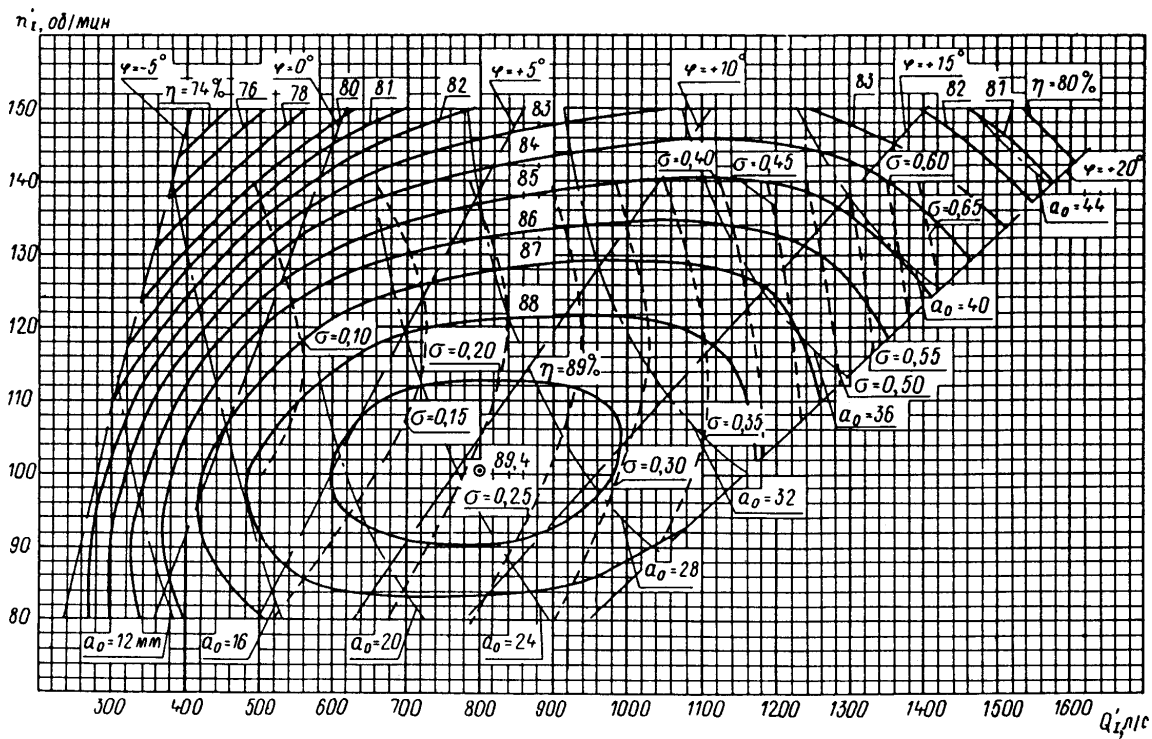


Рис. П.10. Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ80/642—46

УНИВЕРСАЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РАДИАЛЬНО-ОСЕВЫХ ТУРБИН

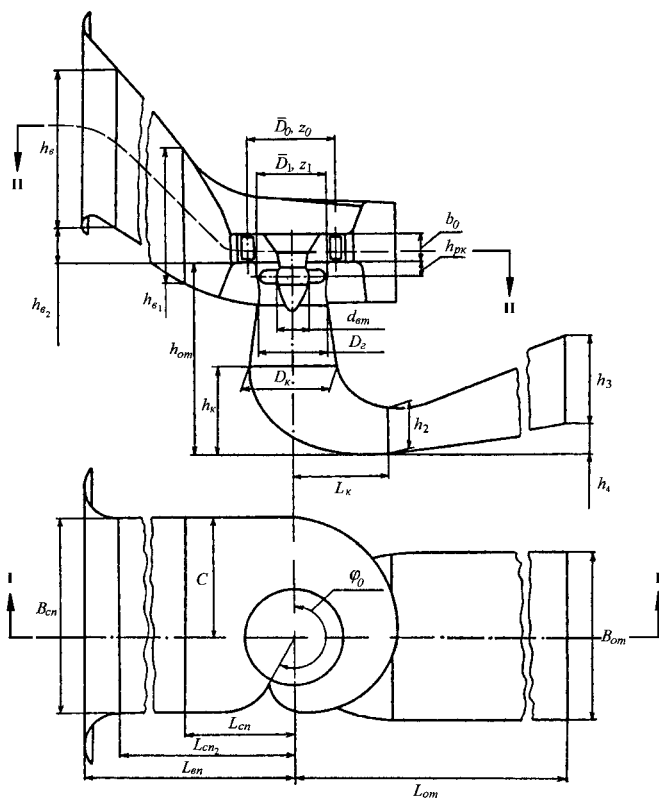


Рис. П. 11. Проточная часть средненапорной гидротурбины

Геометрические параметры радиально-осевых турбин

Таблица П.2

Тип РК	Z_1	D_0	Z_0	b_0	D_2	$h_{от}$	h_1	h_k	D_k		L_k	h_2	$L_{от}$	$B_{от}$	h_3	h_4	$B_{сп}$	$d_{сп}$	$L_{сп}$	C	$\varphi_0, ^\circ$
РО 45/820	14	1,2	24	0,35	1,13	2,57	0,99	1,35	1,35		1,74	0,68	5,0	2,85	1,31	0,37	4,1	1,39	2,2	1,52	345
РО 75/7286	14	1,32	24	0,3	1,15	3,38	1,7	1,43	1,43		1,92	0,71	3,97	3,02	1,15	0,13	2,97	1,4	2,2	0,70	296
РО 115/810	16	1,2	20	0,32	0,99	2,57	0,91	1,46	1,30		1,55	0,63	4,36	3,0	1,24	0,30	3,5	1,38	2,0	1,34	351
РО 140/8396	1116	1,2	20	0,25	0,96	2,57	0,91	1,46	1,23		1,55	0,63	4,37	3,0	1,23	0,30	3,5	1,38	1,9	1,34	351
РО 170/805	116	1,2	20	0,20	0,89	2,42	0,77	1,48	1,05		1,39	0,69	5,52	2,62	1,31	0,37	3,2	1,06	1,76	1,26	351
РО 230/791д	16	1,2	20	0,17	0,96	2,51	1,04	1,48	1,28		1,94	0,66	4,31	2,7	1,18	0,52	3,1	0,98	1,36	1,24	343
РО 310/2724	14	1,2	24	0,12	0,85	4,21	2,15	1,80	1,25			1,25	5,67	1,25	1,62	1,03	3,1	0,84	1,5	1,28	345
РО 400/3507	17	1,24	24	0,1	0,69	3,2	1,35	1,55	0,95		1,52	1,0	4,5	1,55	1,55		2,65	0,67	1,25	1,11	360
РО 500/3508	17	1,24	24	0,08	0,66	3,2	1,35	1,55	0,95		1,52	0,95	4,5	1,5	1,5		2,65	0,67	1,12	1,11	360

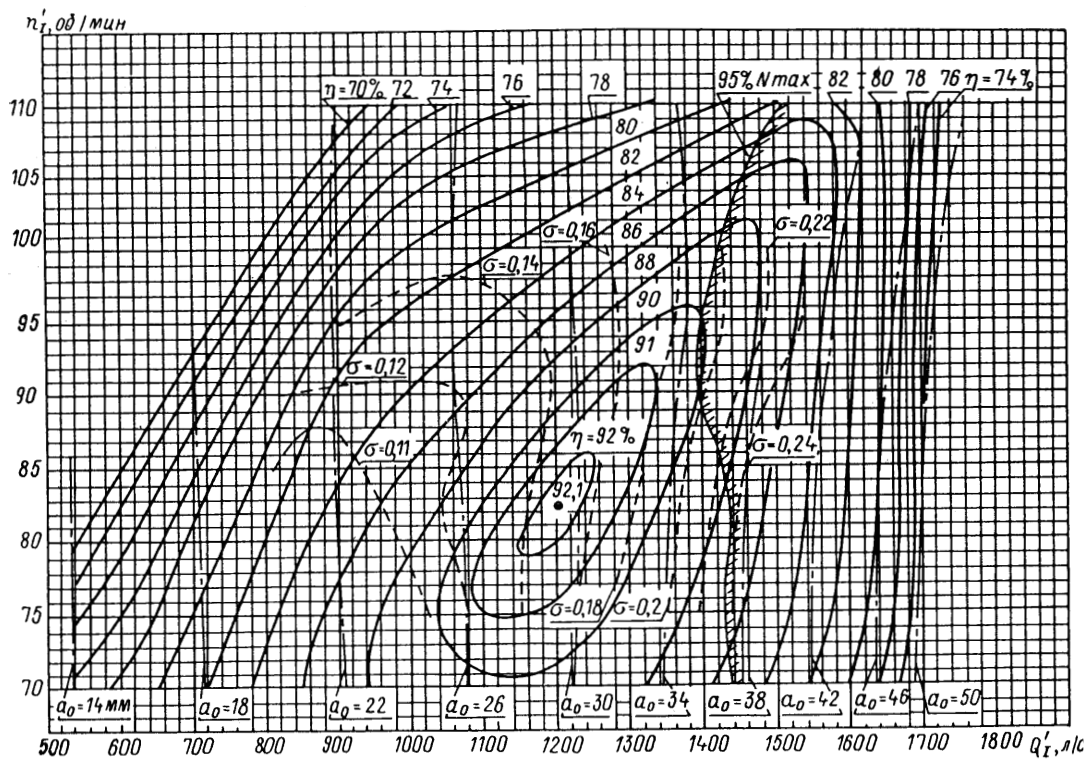


Рис. П.12. Универсальная характеристика гидротурбины РО45/820—46

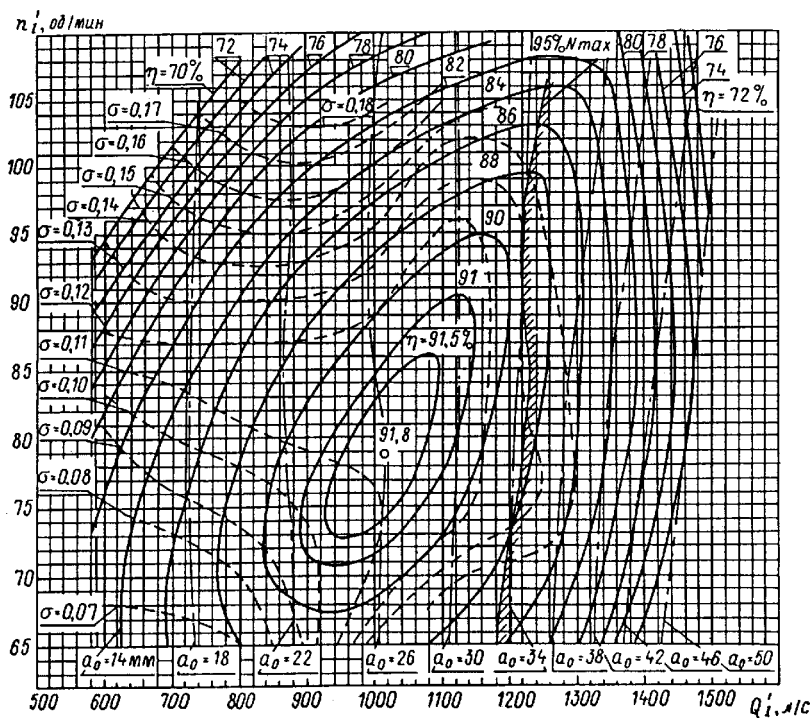


Рис. П.13. Универсальная характеристика гидротурбины
PO75/7286-46

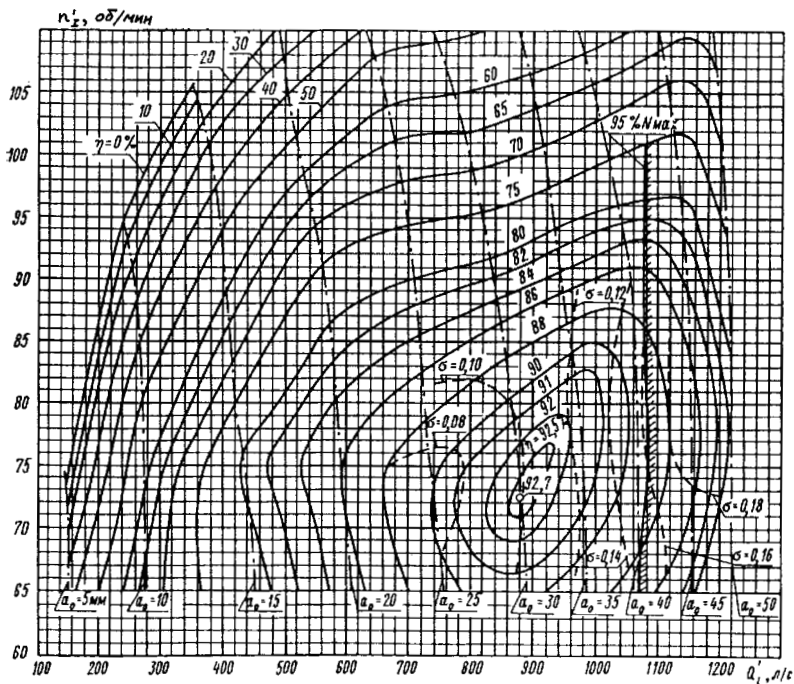


Рис. П.14. Универсальная характеристика гидротурбины
PO115/810-51,56

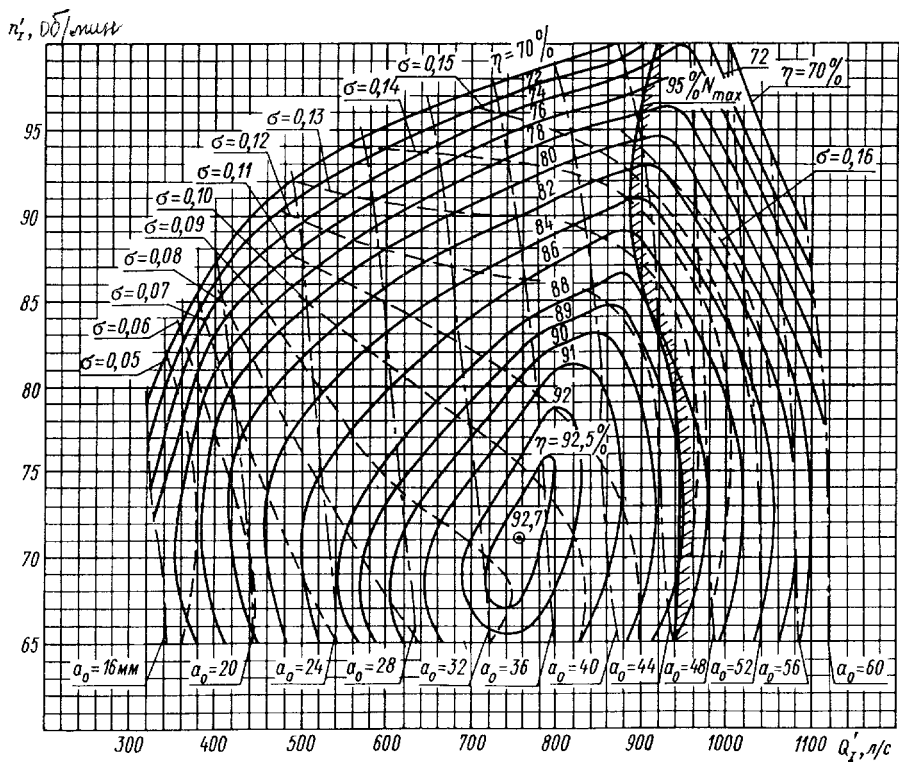


Рис. П.15. Универсальная характеристика гидротурбины РО140/8396–51,5

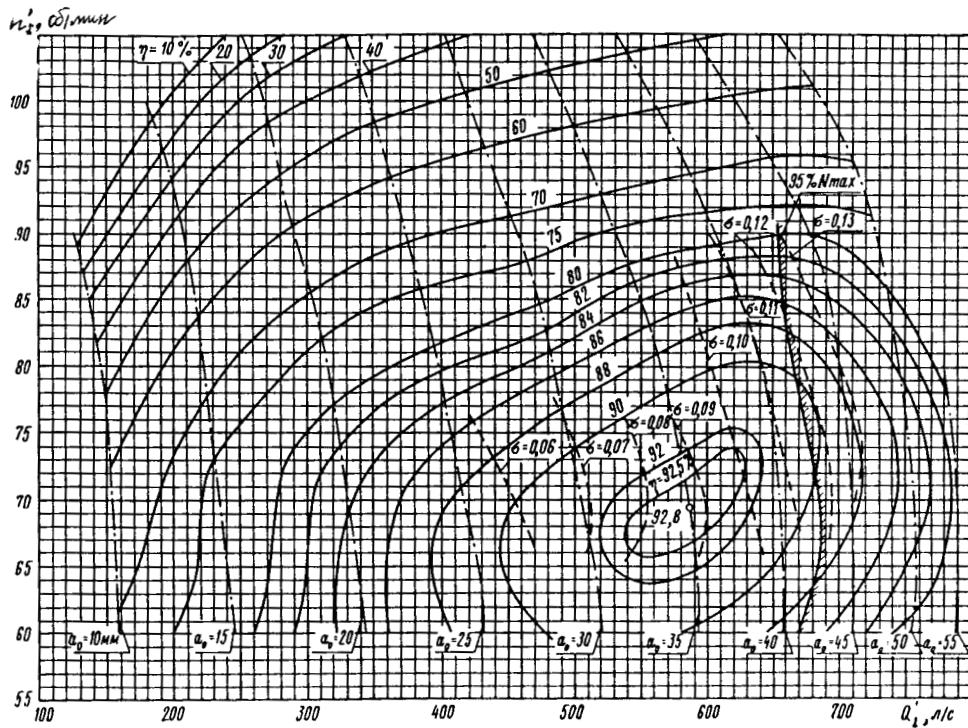


Рис. П.16. Универсальная характеристика гидротурбины РО170/805–56,87

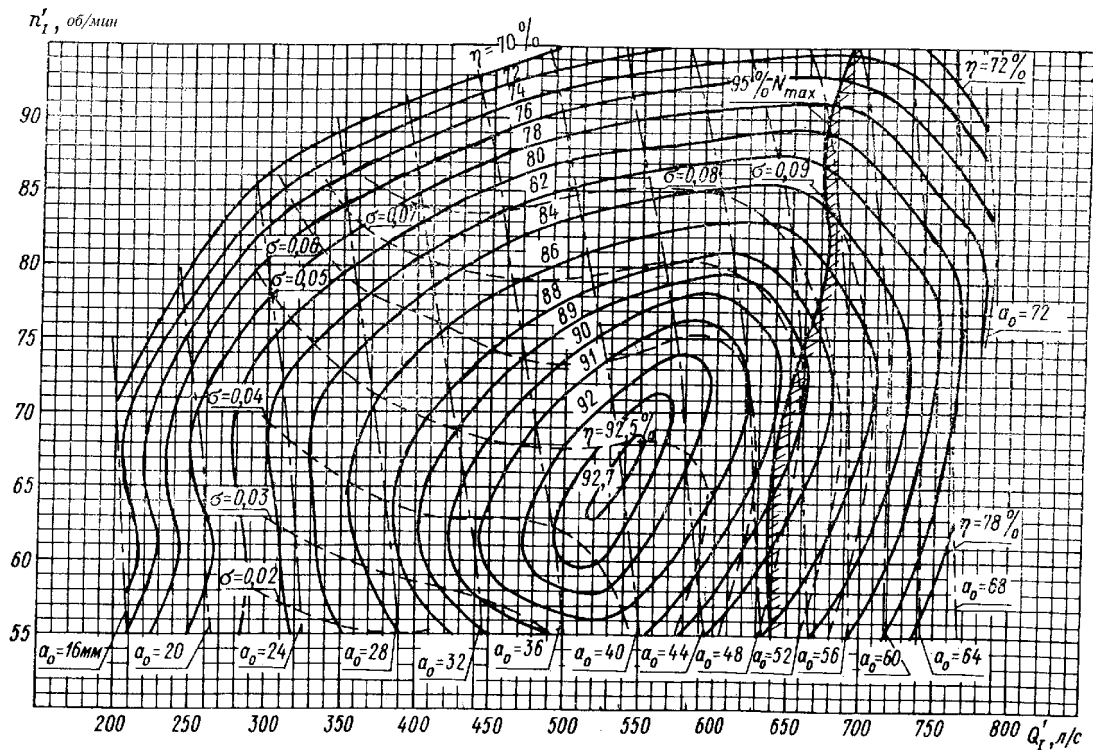


Рис. П.17. Универсальная характеристика гидротурбины РО230/791Д-62,5

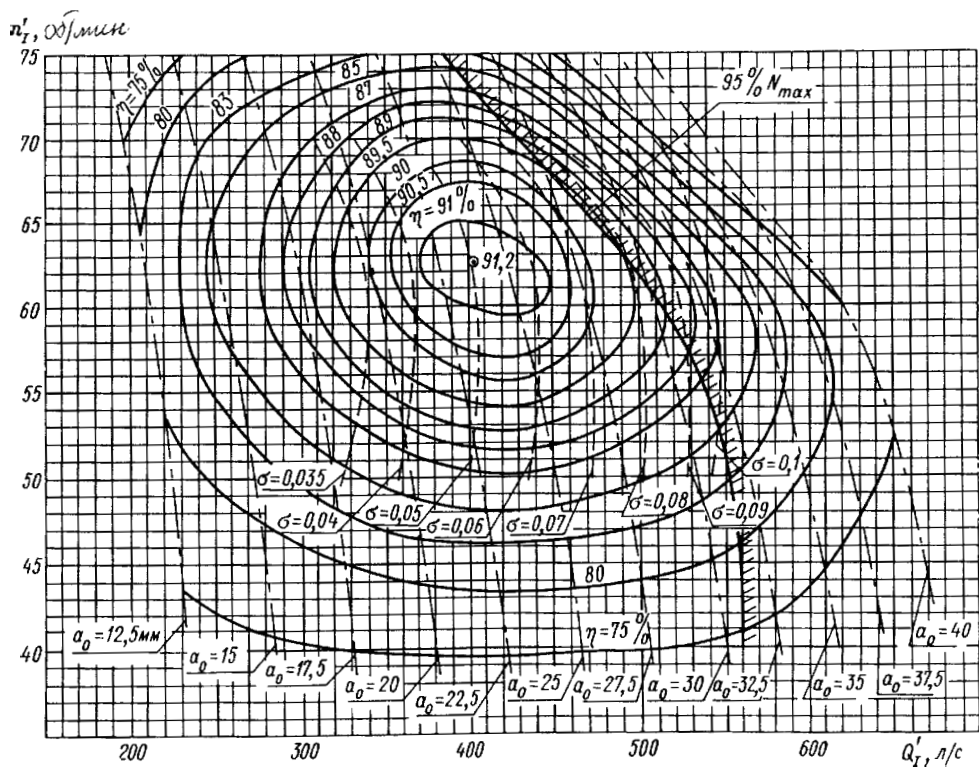


Рис. П.18. Универсальная характеристика гидротурбины РО310/2724—40

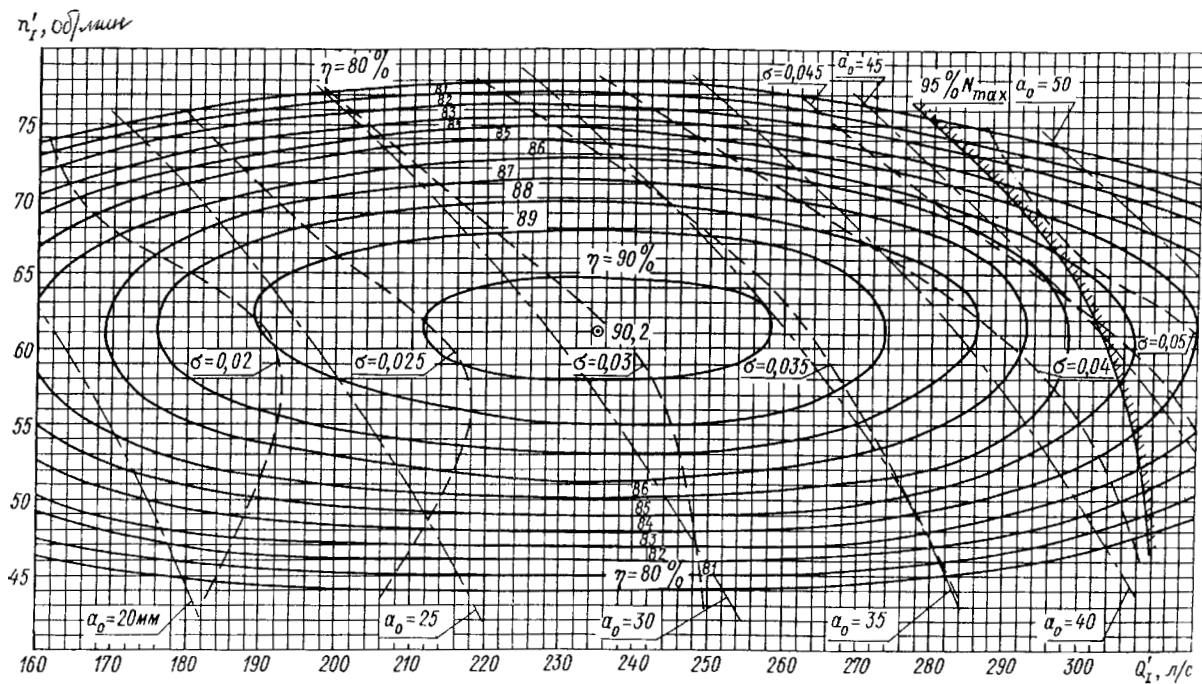


Рис. П.19. Универсальная характеристика гидротурбины РО400/3507–80

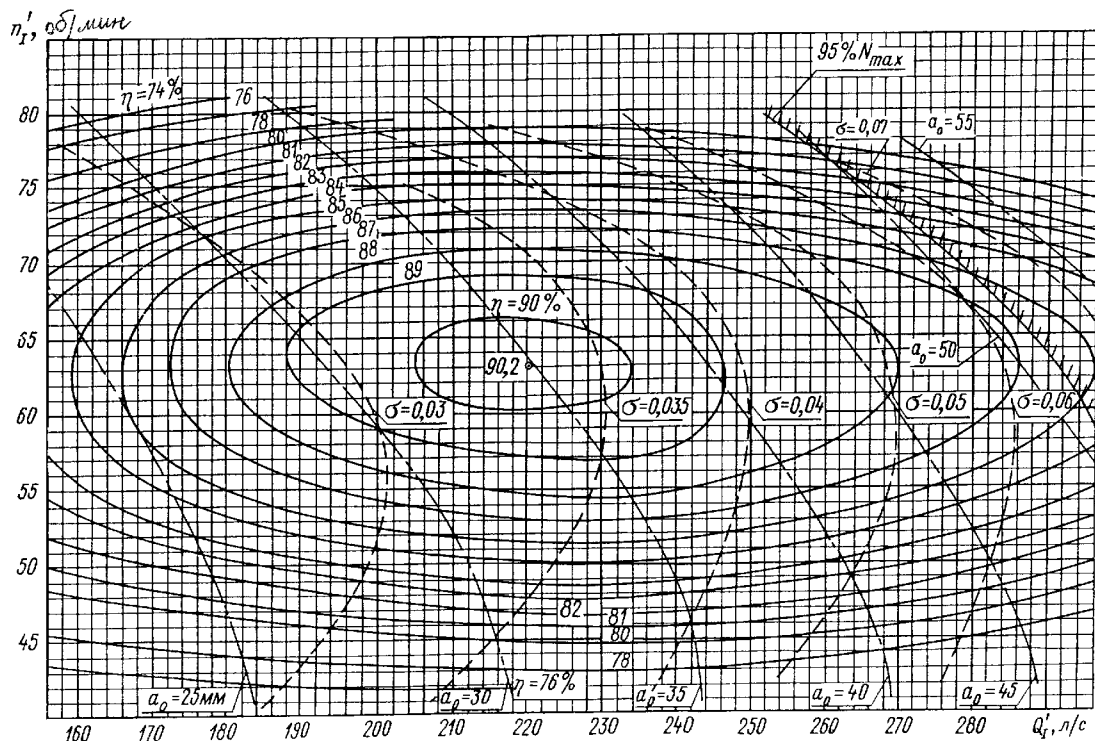


Рис. П.20. Универсальная характеристика гидротурбины РО500/3508–80

УНИВЕРСАЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ДИАГОНАЛЬНЫХ ТУРБИН

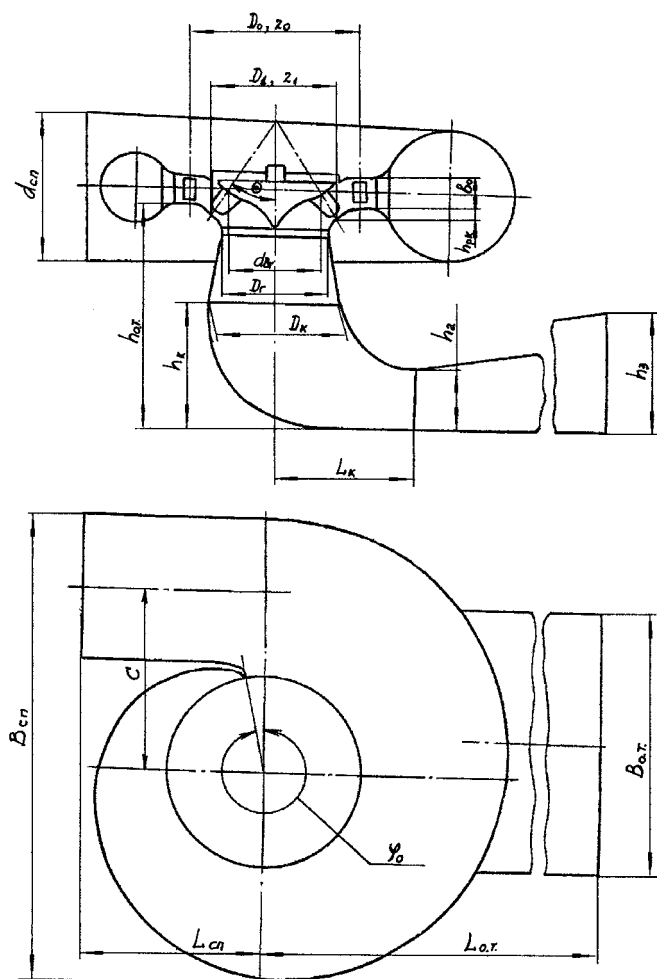


Рис. П.21. Проточная часть диагональной турбины

Геометрические параметры диагональной турбины

(Таблица П.3)

Тип РК	θ , град	$\bar{z}_1$	$\bar{h}_{\text{рк}}$	$\bar{d}_{\text{см}}$	$\bar{D}_2$	$\bar{D}_0$	$\bar{z}_0$	$\bar{b}_0$	$\bar{B}_{\text{сн}}$	$\bar{C}$	φ_0 , град	$\bar{h}_{\text{ом}}$	$\bar{L}_{\text{ом}}$	$\bar{D}_\kappa$	$\bar{L}_\kappa$	$\bar{h}_\kappa$	$\bar{h}_2$	$\bar{B}_\kappa$	$\bar{B}_{\text{от}}$	$\bar{h}_3$	$\bar{d}_{\text{сн}}$
ПЛД 50/4015	60	7	0,15	0,5	1,0	1,37	24	0,38	4,1	1,6	345	2,3	4,5	1,23	1,6	1,2	0,6	2,5	2,5	1,2	1,6
ПЛД 60/40116	60	8	0,14	0,54	1,0	1,25	24	0,35	2,9	1,2	225	2,8	4,8	1,20	1,3	1,2	0,6	2,4	2,9	1,22	1,55
ПЛД 70/4011 а	60	8	0,21	0,55	1,0	1,4	24	0,38	4,2	1,6	345	2,3	4,6	1,25	1,6	1,25	0,6	2,6	2,6	1,2	1,5
ПЛД 90/2556а	45	10	0,11	0,6	1,0	1,35	24	0,25	3,7	1,5	345	4,1	8,4	1,45	2,3	2,42	1,8	1,5	1,6	2,63	1,45
ПЛД 115/25566	45	10	0,11	0,65	1,0	1,35	24	0,25	3,7	1,5	345	4,1	8,8	1,50	2,2	2,42	1,8	1,5	1,6	2,6	1,3
ПЛД 140/2556Г	45	10	0,11	0,68	1,0	1,35	24	0,25	3,7	1,5	345	4,1	8,8	1,45	2,3	2,42	1,8	1,5	1,6	2,6	1,2
ПЛД 170/4333	30	12	0,08	0,77	0,98	1,45	24	0,23	4,0	1,6	345	1,9	4,2	1,10	1,4	1,1	0,5	1,6	2,2	1,1	1,05

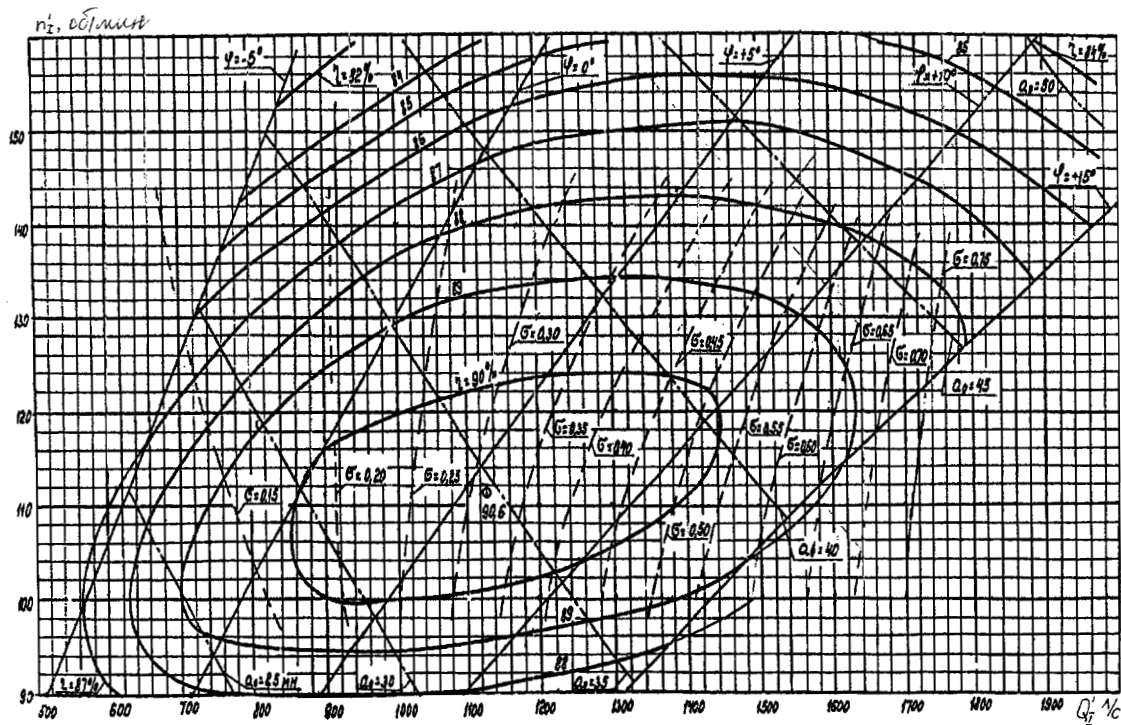


Рис. П.23. Универсальная характеристика гидротурбины ПЛД60/40116-60 °-46

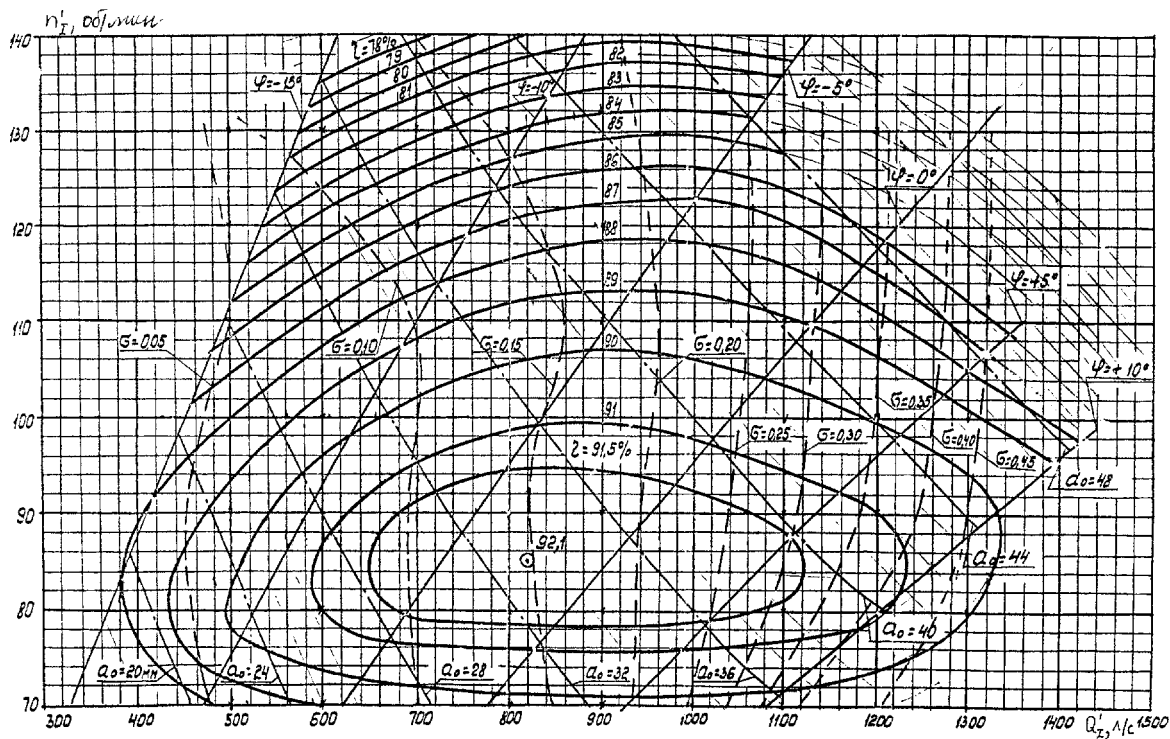


Рис. П.25. Универсальная характеристика гидротурбины ПЛД90/2556а-45 °-46

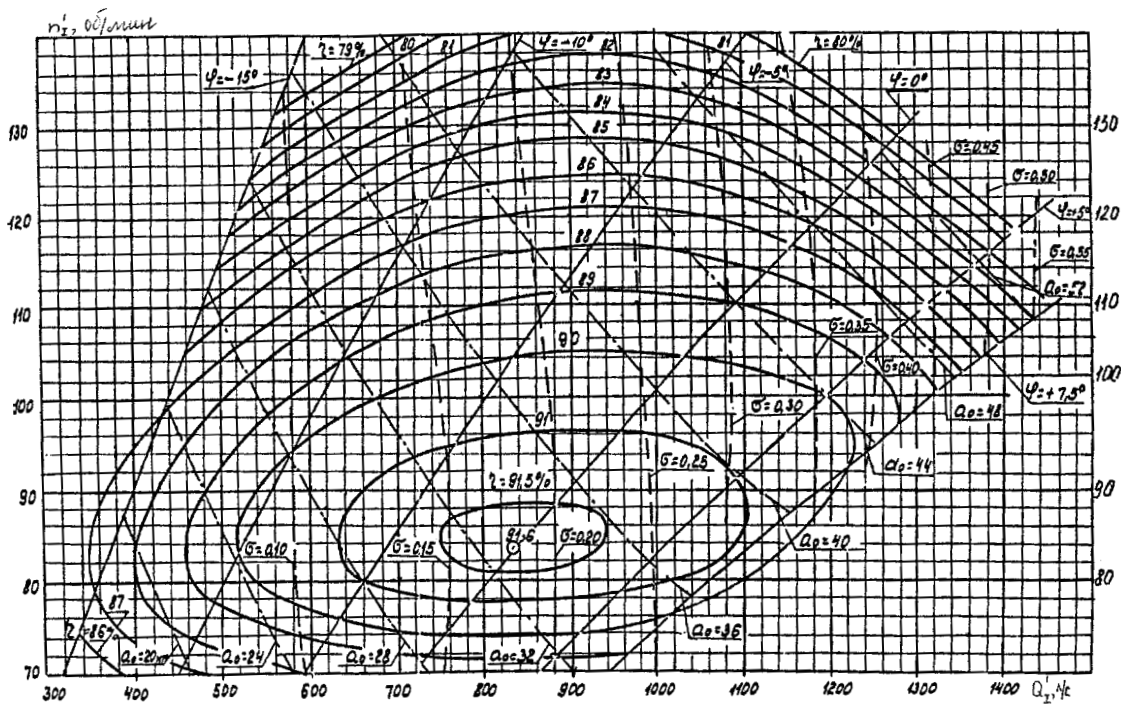


Рис. П.26. Универсальная характеристика гидротурбины ПЛД115/25566—45 °—46

УНИВЕРСАЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ КАПСУЛЬНЫХ ТУРБИН

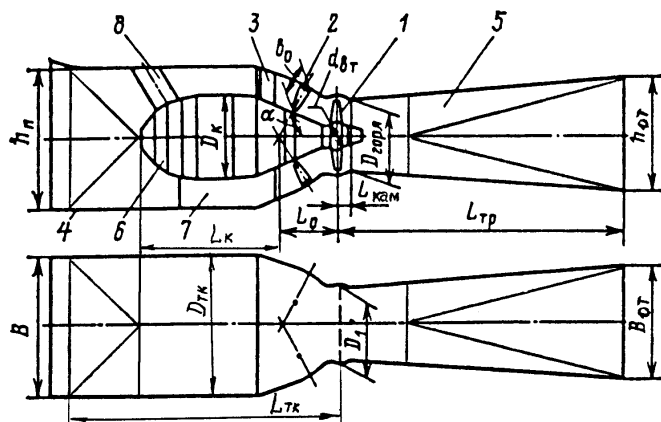


Рис. П.29. Основные размеры проточной части горизонтальных

капсульных гидротурбин:

- 1 — рабочее колесо; 2 — направляющий аппарат; 3 — статор;
4 — подводящая камера; 5 — отсасывающая труба; 6 — капсула;
7 — опорный бычок; 8 — колонна-лаз

Геометрические параметры горизонтальных капсульных турбин

Таблица П.4

Тип РК	θ град	Z_1	$d_{вт}$	b_0	Z_0	D_{Γ}	D_k	L_k	$\bar{D}_{\Gamma K}^{\circ}$	$\bar{L}_{\Gamma K}$	$\bar{B}$	$\bar{h}_h$	$\bar{L}_{\Gamma p}$	$\bar{B}_{от}$	$\bar{h}_{от}$	$\bar{L}_0$	Тип РК
ПЛ 7/759х–ГК	60	3	0,30	0,4	18	0,973	1,1	2,0	1,9	4,0	1,9	1,9	4,50	1,95	1,7	0,80	ПЛ 7/759х–ГК
ПЛ 10/107х–ГК	60	4	0,35	0,4	24	0,973	1,1	2,0	1,9	4,0	1,9	1,9	4,50	1,95	1,7	0,80	ПЛ 10/107х–ГК
ПЛ 15/826–ГК	60	4	0,35	0,4	16	0,973	1,20	2,0	1,93	3,9	1,93	1,93	4,55	1,93	1,73	0,841	ПЛ 15/826–ГК
ПЛ 20/3161–ГК	65	4	0,4	0,4	20	0,973	1,20	2,1	2,0	4,0	2,0	2,0	4,60	2,0	1,8	0,75	ПЛ 20/3161–ГК
ПЛД 25/3166–ГК	65	4	0,39	0,4	24	0,973	1,20	2,2	2,0	4,0	2,0	2,0	4,60	2,1	1,9	0,70	ПЛД 25/3166–ГК

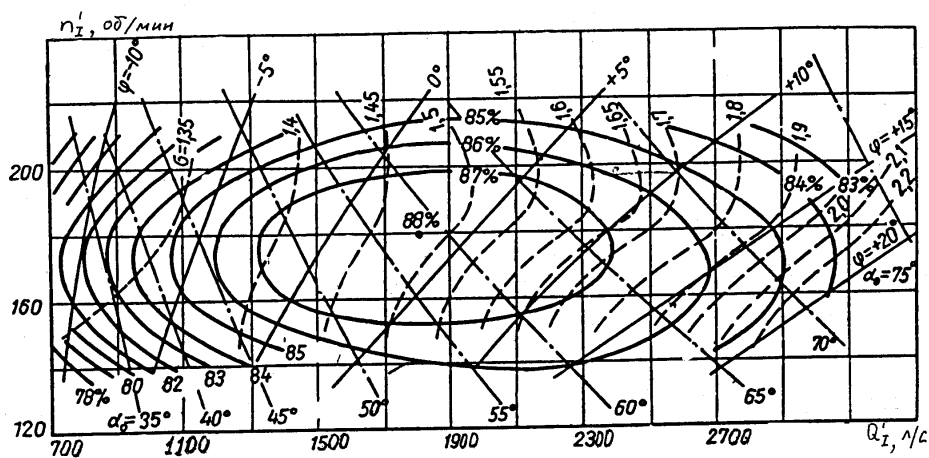


Рис. П.30. Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ7/759х-ТК-25

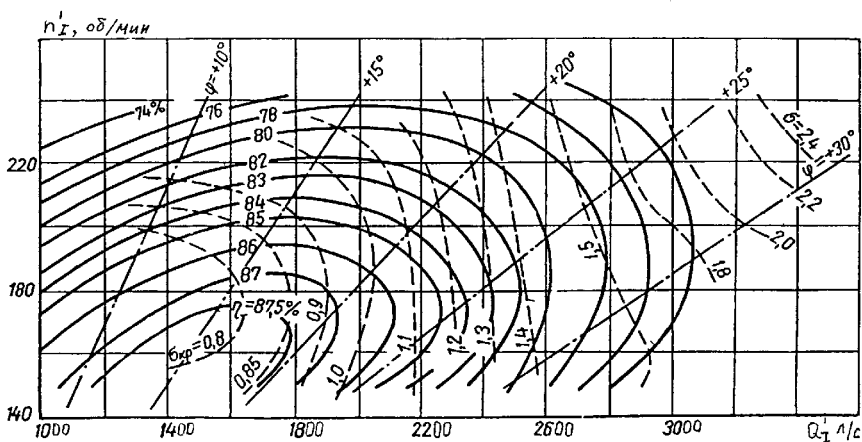


Рис. П.31. Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ10/107Х-ГК-25

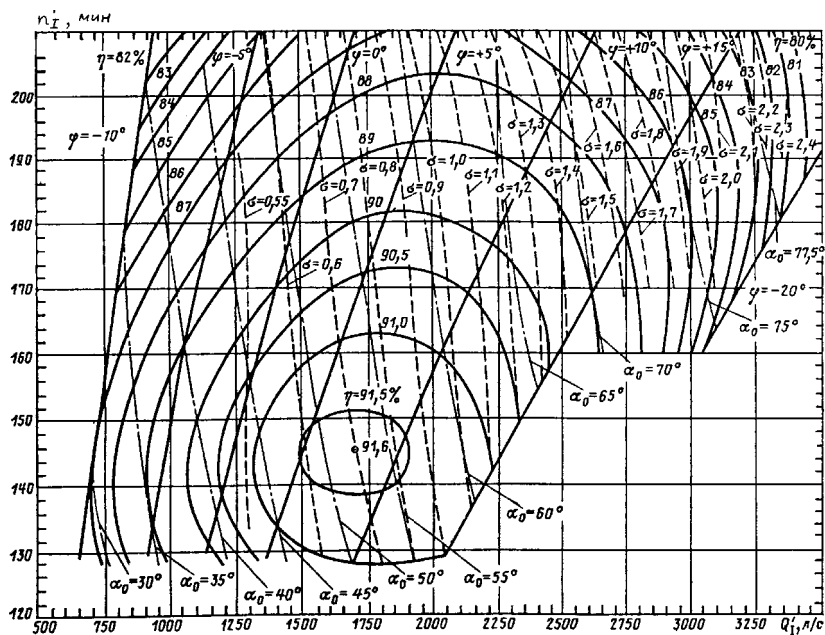


Рис. П.32. Универсальная характеристика гидротурбины
ПЛ15/826-ГК-25

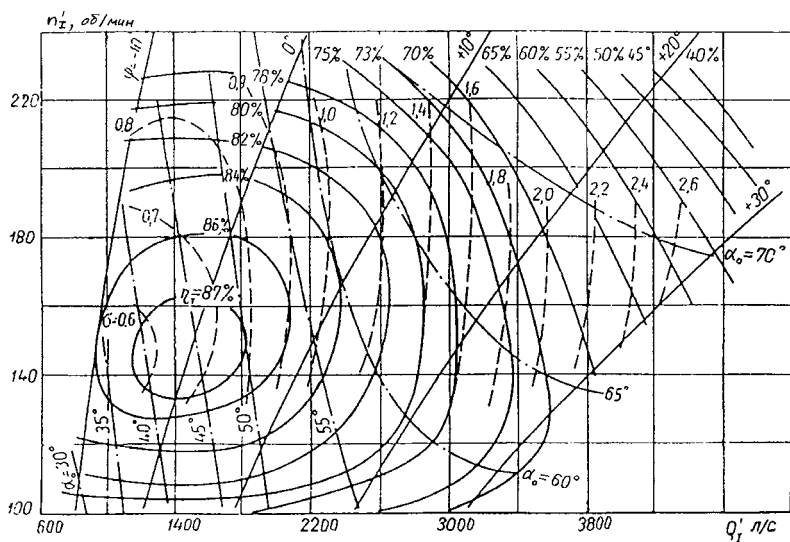


Рис. П.33. Универсальная характеристика гидротурбины
Ш120/3161-ГК-25

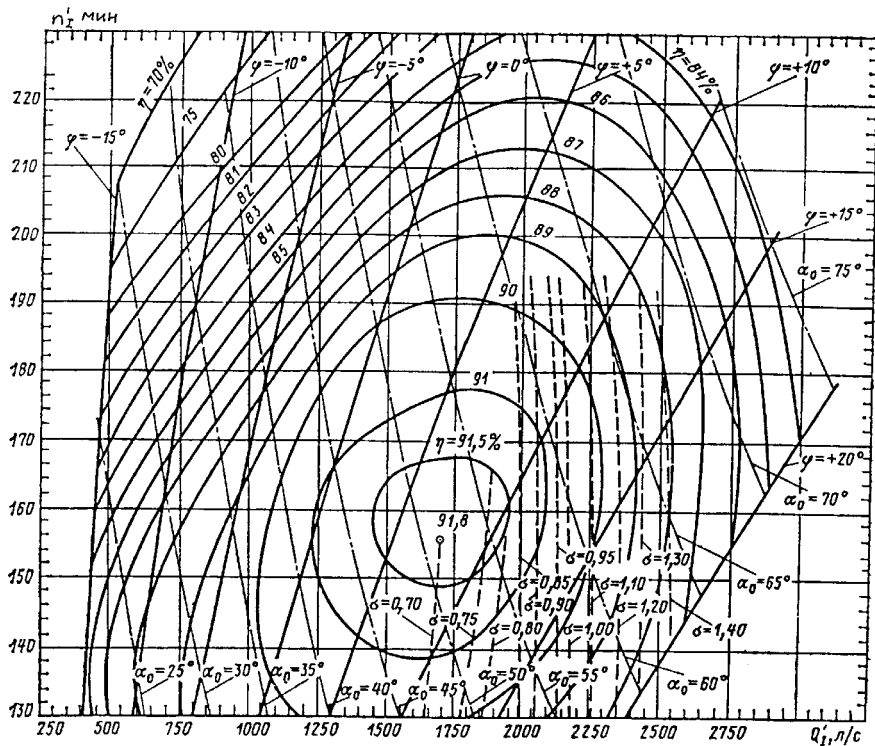


Рис. П.34. Универсальная характеристика гидротурбины
ПЛ25/3166-ГК-46

ОГЛАВЛЕНИЕ

Глава 1. Основы систематизации гидроэлектростанций	3
1.1. Типизация гидроэнергетических объектов	3
1.2. Классификация гидроузлов и зданий ГЭС	5
1.3. Функциональные группы технологического оборудования гидроэнергетических установок	6
Глава 2. Гидротурбинное оборудование и рекомендации по его выбору	9
2.1. Стандартизация турбинного оборудования	9
2.2. Классификация гидротурбин	13
2.3. Энергетические характеристики и приведенные величины	28
2.4. Основные параметры гидроэнергетической установки	30
2.5. Выбор основных параметров турбинного оборудования	33
2.6. Гарантированный диапазон режимов работы гидротурбины	37
2.7. Кавитация, высота отсасывания и выбор отметки рабочего колеса	38
Глава 3. Электромашинное оборудование	42
3.1. Общие сведения о гидрогенераторах	42
3.2. Принцип работы гидрогенератора	45
3.3. Основные параметры гидрогенератора	46
3.4. Технические требования по выбору электромашинного оборудования ГЭС	54
3.5. Типы генераторов вертикального исполнения	55
3.6. Конструкции и системы вертикальных генераторов	64
3.7. Определение геометрических параметров гидрогенератора	69
Список литературы	91
Приложение 1. Универсальные характеристики осевых турбин	93
Приложение 2. Универсальные характеристики радиально-осевых турбин ;	105
Приложение 3. Универсальные характеристики диагональных турбин	117
Приложение 4. Универсальные характеристики горизонтальных капсульных турбин	127

Васильев Юрий Сергеевич
Саморуков Иван Семенович
Хлебников Сергей Николаевич

ОСНОВНОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

СОСТАВ И ВЫБОР ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Учебное пособие

Редактор *О.К. Чеботарева*
Технический редактор *А.И. Колодяжная*
Корректоры *М.Н. Стремиллова, Л.Л. Никифорова*
Компьютерная верстка *Л.В. Дубровской*

Директор Издательства СПбГТУ *А.В. Иванов*

Свод, темплан 2000 г. Лицензия

ЛР №020593 от 07.08.97

Подписано в печать 16.01.2002. Формат 60х84/16. Печать офсетная,
Усл. печ. л. 8,5. Уч.-изд. л. 8,5. Тираж 150. Заказ 229. С62.

Санкт-Петербургский государственный технический университет.
Издательство СПбГТУ, член Издательско-полиграфической
ассоциации вузов Санкт-Петербурга.

Адрес университета и издательства: 195251,
Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.

**Издательство Санкт-Петербургского
государственного технического университета**

ПРЕДЛАГАЕТ:

- все виды оперативных полиграфических услуг,
- полный издательский цикл по подготовке в печать образовательной и научной литературы,
- печать «по требованию»,
- услуги по лицензионному сопровождению изданий,
- консультационные услуги по ценообразованию, авторскому праву, менеджменту в области оперативной полиграфии,
- исследование спроса на образовательную литературу методом «пробных тиражей»,
- услуги по реализации учебной литературы для высшей школы через Межвузовский книжный коллектор «Студенческая книга»,
- маркетинговые исследования спроса на конкретные издания образовательной литературы.

***Каждый рабочий день в Издательстве СПбГТУ
выходит новая книга!***

***Наличие собственной мощной полиграфической
базы позволяет выполнять заказы
по реальным ценам, качественно
и в кратчайшие сроки!***

ПРИГЛАШАЕМ К СОТРУДНИЧЕСТВУ!

Наш адрес: 195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29 (переход между первым и вторым учебными корпусами). Телефоны для справок:

552-75-26 — директор издательства Иванов Александр Васильевич,

552-77-17 — издательская группа, типография, 552-36-78 — Межвузовский книжный коллектор «Студенческая книга».