

ГИДРОСИЛОВЫЕ УСТАНОВКИ



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ
МОСКВА • ЛЕНИНГРАД

ГИДРОСИЛОВЫЕ
УСТАНОВКИ
ОПИСАТЕЛЬНЫЙ КУРС

ПОД РЕДАКЦИЕЙ
проф. д-ра техн. наук Т. Л. ЗОЛОТАРЕВА

*Допущено Комитетом по делам высшей школы
при СНК СССР в качестве учебника
для энергетических вузов*

РЕСПУБЛИКАНСКАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
БИБЛИОТЕКА



ГОСУДАРСТВЕННОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
МОСКВА — 1944 — ЛЕНИНГРАД

О Г Л А В Л Е Н И Е

Предисловие	5
Г л а в а I	
Введение	
1. Водная энергия и ее природа	7
2. Основная идея использования водной энергии. Схема концентрации напора	9
3. Основная формула мощности гидроустановки	14
4. Изменяемость мощности гидроустановки во времени. Выработка энергии	17
5. Основные составляющие гидроустановки	18
Г л а в а II	
Основы гидрологии	
6. Основные понятия и термины	19
7. Водный баланс земной поверхности	27
8. Зависимость поверхностного стока от климатических факторов и его изменяемость во времени	29
9. Характерные типы рек по питанию	34
10. Изменение стока по длине водотока. Понятие о водном кадастре	40
11. Максимальные расходы	46
12. Ледовые условия рек	50
13. Твердый сток реки—наносы	53
14. Обработка гидрологического материала для проектирования гидроустановки	55
Г л а в а III	
Гидравлические турбины	
15. Основные гидравлические принципы работы турбин. Активные и реактивные турбины	57
16. Конструкция активных турбин. Коэффициент быстроходности	70
17. Классификация реактивных турбин. Турбины Френсиса	77
18. Пропеллерные турбины и турбины Каплана	86
19. Установка турбин. Спиральная камера и всасывающая труба	90
20. Переменный режим работы турбины. Характеристики турбин	94
21. Принципы выбора типа и числа турбин. Явление кавитации	98
Г л а в а IV	
Гидротехнические сооружения гидроустановки и гидравлические условия ее работы	
А. Общие вопросы	103
22. Классификация гидроустановок по составу сооружений	—
23. Основные понятия о плотинах и их расчете	166
24. Возможные гидравлические режимы работы гидроустановки и причины, вызывающие их	112
Б. „Речные“ низконапорные гидроустановки	115
25. Состав сооружений, их назначение и общая компоновка	—
26. Гидравлические условия работы речной гидроустановки	130
27. Неуставившийся режим в речной гидроустановке	132
В. Приплотинные гидроустановки	134
28. Состав сооружений, их назначение и общая компоновка	—
29. Гидравлические условия работы приплотинной гидроустановки	146

30. Основные понятия о гидравлическом ударе	148
31. Неустановившийся режим в приплотинной гидроустановке	152
Г. Гидроустановки с безнапорной деривацией	
32. Состав сооружений, их назначение и общая компоновка	—
33. Гидравлические условия работы гидроустановки с безнапорной деривацией; несаморегулирующийся и саморегулирующийся тип деривации	164
34. Борьба с паводками в водоприемнике	170
35. Основы экономического расчета деривации и напорного трубопровода	175
36. Неустановившийся режим в гидроустановке с безнапорной деривацией	177
Д. Гидроустановки с напорной деривацией	
37. Состав сооружений, их назначение и общая компоновка	—
38. Гидравлические условия работы гидроустановки с напорной деривацией	187
39. Неустановившийся режим в гидроустановке с напорной деривацией	191
Е. Особые типы гидроустановок	
40. Гидроустановки с подземным машинным зданием и отводящей деривацией	—
41. Мелкие гидроустановки	197
Ж. Особенности конструкций и строительства гидроустановок в военное время	
42. Конструктивные особенности гидроустановок в условиях военного времени	—
43. Противовоздушная оборона гидроустановок	209
44. Восстановительные работы по гидроустановкам	213
Глава V	
Работа гидроустановки в энергетической системе.	
Регулирование расхода и мощности	
45. Понятие об энергетической системе и графиках нагрузки	215
46. Работа гидроустановки в системе в разрезе суточного графика нагрузки. Суточное регулирование стока	218
47. Работа гидроустановки в системе в разрезе годового графика нагрузки	223
48. Сезонное, годовое и многолетнее регулирование речного стока	227
49. Насосно-аккумуляторные гидроустановки	232
Глава VI	
Экономика гидроустановок	
50. Калькуляция стоимости киловатт-часа выработки гидроустановки	234
51. Зависимость технико-экономических показателей от типа и условий работы гидроустановки	237
52. Энергетическая и экономические характеристики гидроустановки	239
53. Принципы выбора установленной мощности	244
Глава VII	
Заключение	
54. Запасы гидроэнергии в СССР. Основные принципы использования водных ресурсов	249
55. Проведение работ по сооружению гидроустановок: изыскания, проектирование, строительство. Стадии проектирования	251
56. Развитие использования водной энергии. План Говзро. Первая и вторая пятилетки. Третья пятилетка и военный период	253
Рекомендуемая литература	256
Указатель терминов	259

ПРЕДИСЛОВИЕ

Современное развитие электрификации нашей страны основывается на взаимной плановой увязке и комплексном использовании топливных и водных ресурсов.

В связи с этим, например, инженеры-электрики, работая в области своей основной специальности, должны быть осведомлены о принципиальных вопросах смежных областей, в том числе и о гидроэнергетике — использовании водной энергии.

Учитывая это положение, в Московском ордена Ленина энергетическом институте им. Молотова уже в течение ряда лет читается описательный курс гидроэлектрических силовых установок для специальностей: электрооборудование тепловых станций, высоковольтные сети, электроснабжение, занимающий от 44 до 60 час.

Задачей этого курса является: ознакомление студентов с основными принципами использования водной энергии, с основами конструкции гидроустановок, особенностями их работы и эксплуатации и экономикой их.

В соответствии с поставленными задачами в курсе отсутствует изложение способов расчета и конструирования гидроустановок. Основное внимание уделяется принципиальным вопросам с освещением влияния различных природных, технических и экономических факторов на конструкцию гидроустановки и ее работу.

Дисциплиной, изучаемой перед прохождением данного курса, согласно учебному плану, является лишь общий курс гидравлики.

В связи с этим в сокращенный курс гидроустановок входят также соответствующие главы, излагающие основы гидрологии и гидравлические турбины.

В соответствии с утвержденной учебной программой данный курс разбит на семь глав.

В гл. I (введение) освещается сущность водной энергии и основные принципы использования ее. После изложения способов концентрации напора приводится основная формула мощности гидроустановки, показывающая, что мощность зависит от переменных по времени: расхода, напора и к. п. д. машин. В соответствии с этим устанавливаются три основных составляющих гидроустановки: река, расходы которой используются, гидротехнические сооружения, создающие напор и подводящие воду к турбинам, и машины для превращения водной энергии в механическую — турбины.

Ознакомление с основными свойствами речных потоков (главным образом в отношении расходов и их изменения во времени), т. е. с основными положениями так называемой «Гидрологии суши», составляет предмет гл. II.

Так как конечная часть водоподводящих гидротехнических сооружений связана с конструкцией турбин, то в методическом отношении более целесообразно рассмотреть в первую очередь (в соответствии с программой) третью составляющую — гидравлические турбины, которым посвящена гл. III. Задачей этой главы является рассмотрение основного принципа работы турбин и ознакомление с имеющимися конструктивными типами.

Электрические генераторы не рассматриваются совершенно, так как описание их относится к курсу электротехники и электрического оборудования станций.

Гл. IV посвящена описанию как гидротехнических сооружений, так и выявлению гидравлической и энергетической сторон работы гидротехнических сооружений, необходимых для понимания условий эксплуатации гидроустановки.

Только после изучения составляющих гидроустановки можно перейти к рассмотрению условий эксплуатации гидроустановок — работы гидроустановки в энергетической системе, а также к изложению регулирования водного стока, направленного на улучшение работы гидроустановок. Это составляет предмет гл. V.

Гл. VI посвящается изложению основ экономики гидроустановок и принципам выбора их мощности. Последнее имеет для гидростанций особое значение, ибо мощность водотока изменяется во времени в данном створе. Кроме того установление мощности гидроустановки может быть правильно произведено только с обязательным учетом условий совместной работы гидроустановки с другими генерирующими станциями; поэтому вопросы экономики и отнесены к концу курса, после изложения всех необходимых вопросов в предыдущих главах.

Наконец, в гл. VII (заключение) даются некоторые данные о запасах природных водноэнергетических ресурсов в СССР и о развитии использования их, начиная с Ленинского плана электрификации (1920 г.) и кончая переживаемым моментом.

В соответствии со своим характером настоящий труд, наряду с своей основной целью — служить учебником для энергетических вузов, может быть использован также как учебное пособие в тех вузах, где курс использования водной энергии не является основным предметом (например, в мелиоративно-гидротехнических, гидрометеорологических, машиностроительных) и где задачей курса гидроустановок является общее ознакомление студентов с основными принципами конструкций и работы гидроустановок.

Данный курс был закончен составлением до начала войны с германским фашизмом, но не успел выйти в свет. В настоящем виде в курсе отражены лишь главные моменты и особенности гидроустановок применительно к военному и последующему восстановительному периодам.

ГЛАВА I

ВВЕДЕНИЕ

1. Водная энергия и ее природа

Благодаря силе тяжести частицы воды, выпавшей в виде осадков на поверхность земли, стекают с возвышенностей в низины.

Сходясь в наиболее пониженных частях земной поверхности, соответствующих речным долинам, стекающие воды образуют поверхностные водотоки: ручьи, речки и реки, вливающие свои воды в конечном счете в моря или озера. В зависимости от характера рельефа (уклона) реки могут протекать как широким мощным спокойным потоком (например, Волга, Кама), так и быстрыми стремнинами с шумом, пеной и водоворотами (горные реки, водопады).

Таким образом масса воды, проходящая по руслу реки от истока до устья, спускается (падает) с некоторой высоты до отметки, соответствующей уровню моря или озера. В силу этого обстоятельства вода, протекающая по реке, должна совершать определенную работу и, следовательно, обладать определенной энергией.

Использование природной энергии рек и преобразование ее в электрическую энергию осуществляется путем сооружения и эксплуатации гидроэлектрических станций.

Возникает вопрос, в чем же выражается работа поверхностных водотоков в естественном состоянии и куда расходуется их энергия?

Эта энергия в основном расходуется на преодоление сил трения: а) между беспорядочно движущимися частицами воды внутри самого потока и б) между водным потоком и его ложем. Работа потока может внешне проявляться в размывах русла, перекачивании по дну частиц гравия, гальки и даже камней и во влечении взвешенных в воде наносов. В конечном счете работа сил трения переходит в тепловую энергию и рассеивается.

Благодаря значительному своему протяжению и деятельности в течение длительного времени водотоки произвели гигантскую работу. И действительно, при изучении изменений в рельефе земной поверхности, происшедших в течение ряда геологических эпох, было установлено, что весьма значительным фактором являлась и является размывающая (эрозионная) деятельность водотоков, обусловленная энергией, заключенной в них.

В верховьях водотоки (реки) обладают большими уклонами и скоростями; в силу этого работа реки велика, и река интенсивно размывает свое ложе и склоны долины, углубляя и расширяя последнюю.

В низовых частях своего течения уклон реки уменьшается, становится меньше и скорость. В соответствии с этим энергия воды невелика и водоток не может поддерживать передвижение и взвешивание наносов: последние откладываются и, следовательно, долина и русло реки повышаются (аккумуляционная деятельность).

Таким образом основная часть энергии поверхностных водотоков расходовалась на сглаживание рельефа земной поверхности.

Современное состояние рельефа земной коры в значительной степени связано с результатом деятельности поверхностных водотоков в течение ряда прошлых геологических эпох (эрозия и аккумуляция). Геологическая деятельность водотоков проявляется и в настоящее время.

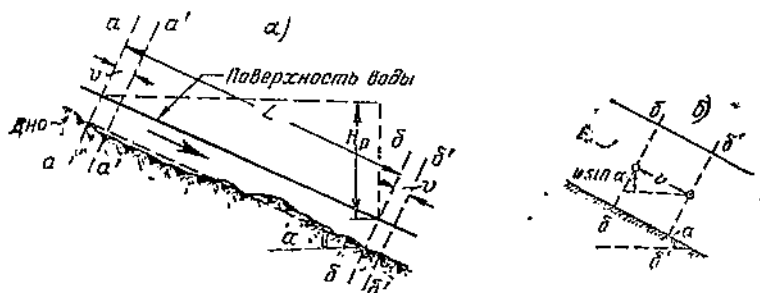
Описанная энергия поверхностных водотоков (рек) называется водной энергией, совокупность же последней в какой-либо реке или районе назы-

вается гидроэнергетическими ресурсами данной реки или района.

Рассмотрим теперь, как можно математически выразить работу, совершаемую рекой, т. е. как определить количество водной энергии какого-либо участка реки.

Для этого представим себе некоторый участок реки (фиг. 1а), имеющий длину L м, средний уклон $i = \operatorname{tg} \alpha$, падение (разность горизонтов воды в начале и конце участка) H_p м и расход Q м³/сек, в условиях равномерного режима, т. е. при наличии постоянства средней скорости v м/сек и площади поперечного сечения ω м² по длине потока; расход Q может быть определен через v и ω : $Q = \omega \cdot v$.

За единицу времени — 1 сек. — объем воды, заключенный между сечениями aa и bb (на протяжении L) переместится на расстояние, численно равное скорости воды v , и займет положение $a'a'$ и $b'b'$; при этом водоток совершит определенное количество работы E .



Фиг. 1а и б. Схемы к определению работы, совершаемой поверхностным водотоком.

Величина работы E легко определяется в соответствии с основным законом физики: $E = (\text{сила}) \times (\text{путь})$, на основании следующих элементарных выкладок.

Вес воды в объеме $aaбб$ (сила) равен $\omega L \gamma$ кг, где γ — вес единицы объема воды.

Перемещение (в направлении силы) равно $v \sin \alpha$, как видно из фиг. 1, б.

Следовательно, работа $E = \omega L \gamma \cdot v \sin \alpha$. Так как $\omega = \frac{Q}{v}$, а $L \sin \alpha = H_p$, то работа равна $E = \frac{Q}{v} \cdot L \gamma v \sin \alpha = Q H_p \gamma$. Поскольку она относится к промежутку времени в 1 сек., то она численно равна мощности, и мы можем написать следующее основное уравнение мощности реки N_p на участке L :

$$N_p = Q_p \cdot H_p \cdot \gamma \text{ кгм/сек.} \quad (1)$$

Принимая во внимание величину $\gamma = \text{const} = 1000 \text{ кг/м}^3$ и выражая мощность в лошадиных силах и киловаттах, получим

$$N_p = \frac{Q_p H_p \cdot 1000}{75} = 13,33 Q_p H_p \text{ л. с.,} \quad (2)$$

$$N_p = \frac{Q_p \cdot H_p \cdot 1000}{75 \cdot 1,36} = 9,81 Q_p H_p \text{ квт.} \quad (3)$$

Таким образом любой участок всякого поверхностного водотока (реки) обладает определенной мощностью, зависящей от длины участка, уклона (падения) и расхода, и, следовательно, способен производить определенную работу.

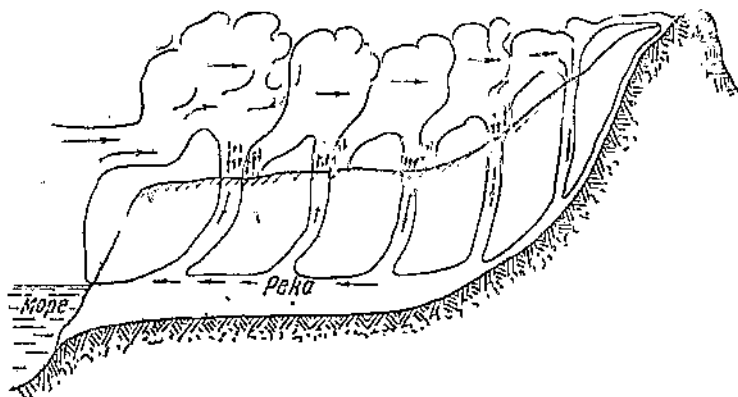
Водная энергия потоков непрерывно возобновляется благодаря круговороту воды в природе. Вода, испарившись с поверхности морей и океанов, разносится ветрами по земной поверхности в виде паров, которые кон-

действуют в атмосфере и выпадают на поверхность земли в виде жидкой (дождь) или твердой (снег) фаз воды, называемых осадками. Вода, выпавшая на земную поверхность, стекает в русла рек, а затем в моря (фиг. 2), непрерывно и бесконечно повторяя свой путь.

Таким образом первоисточником водной энергии является солнечная энергия, осуществляющая круговорот воды в природе, т. е. испарение воды с поверхности морей и океанов (на низких отметках) и перенесение воды через атмосферу на более высокие отметки земной поверхности.

В настоящее время основными источниками энергии для промышленного, коммунального и другого потребления являются топливные и водные ресурсы.

Используемые в данное время топливные ресурсы (каменный уголь, торф, нефть) представляют собой аккумулированную за прежние геологические периоды солнечную энергию.



Фиг. 2. Круговорот воды в природе.

Однако между использованием топливных и гидроэнергетических ресурсов имеется весьма существенная разница. При сжигании топлива аккумулированная в нем энергия расходуется безвозвратно, в то время как использование водных ресурсов представляет собой по существу включение в круговорот воды в природе, осуществление которого обеспечено излучением энергии солнцем.

В мировом энергобалансе использование водных ресурсов в настоящее время занимает второстепенное положение; оно дает лишь 5% общего количества энергии.

Однако в ряде стран, в которых топливных ресурсов почти нет, как, например, Италия и Швейцария, использованием водной энергии покрываются до 90—95% общей потребности в энергии.

С течением времени по мере уменьшения топливных ресурсов должно возрастать значение и степень использования водных ресурсов. Кроме того в дальнейшем, очевидно, будет развиваться и использование ветровой энергии и лучистой энергии солнца (гелиоустановки).

2. Основная идея использования водной энергии. Схема концентрации напора

Как было указано в предыдущем параграфе, всякая река обладает на определенном участке известной мощностью, которая ею расходуется бесполезно для общества.

Для использования водной энергии необходимо соорудить на данном участке водотока гидросиловую установку, в которой водная энергия преобразовывалась бы в механическую работу или электрическую энергию. За весьма редкими исключениями¹ в гидроустановке водная энергия превращается

¹ К таковым принадлежат, например, мельничные установки.

в конечном счете в электрическую энергию; ввиду этого главным образом применяется термин «гидроэлектрическая силовая установка» или «гидроэлектрическая станция» (ГЭС); сокращенным термином, обозначающим то же, является «гидроустановка» и «гидростанция».

Из § 1 видно, что энергия какого-либо участка водотока длиной L распределена по всей длине участка (фиг. 1) и обусловлена падением H_p этого участка [формула (1)].

Очевидно, что для использования энергии данного участка необходимо искусственно сконцентрировать падение участка реки H_p в одном каком-либо месте (створе) и получить в этом сечении некоторый напор H^1 . Установив водяные двигатели и пропуская через них расход воды Q под напором H , мы сможем от наших двигателей получить некоторую мощность N , определяемому аналогично формуле (1).

Таким образом основой использования водной энергии какого-либо участка водотока является концентрация напора (следовательно, и мощности) в одном каком-либо створе. Эта концентрация осуществляется гидротехническими сооружениями, использование же энергии воды происходит в специальных машинах (двигателях), называемых гидравлическими турбинами (водяными двигателями) или сокращенно гидротурбинами.

Основное необходимое условие использования водной энергии — концентрация падения реки в одном створе — может быть осуществлено по двум принципам: а) при помощи плотины и б) при помощи так называемой деривации.

В случае концентрации напора плотинной в конце используемого участка реки L (фиг. 3) сооружают плотину, перегораживающую реку и подпирающую воду. Водное пространство перед плотиной носит название — верхний бьеф, сокращенно В. Б. Водное пространство непосредственно ниже плотины, находящееся в естественных условиях и после сооружения плотины, называется нижним бьефом, сокращенно Н. Б.

В створе плотины получается разность уровней воды между верхним и нижним бьефами $H_б$, являющаяся напором brutto на гидроэлектростанции. Последняя располагается либо в створе плотины, либо за плотиной. Действительный рабочий напор на гидротурбинах H_p , называемый напором нетто, будет несколько меньше $H_б$ вследствие неизбежных потерь напора на трение в устройствах, подводящих воду из верхнего бьефа к гидротурбинам.

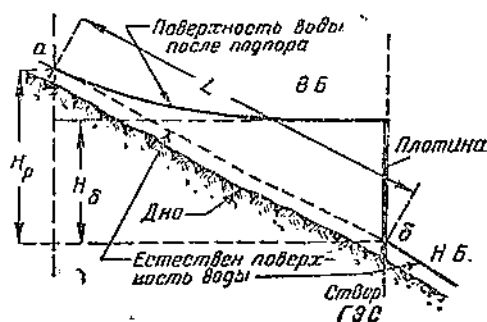
Поверхность воды в верхнем бьефе перед плотиной не является горизонтальной линией, а представляет собой так называемую кривую подпора.

Как известно из гидравлики, потери на трение пропорциональны квадрату скорости течения воды. При прохождении по подпертому верхнему бьефу какого-либо расхода Q скорости воды в направлении течения уменьшаются, так как живые сечения увеличиваются (фиг. 3). В силу этого потери на трение вдоль течения должны уменьшаться, что и проявляется в изменении уклона свободной поверхности: в начале используемого участка уклон кривой подпора приближается к уклону поверхности воды в естественном состоянии, в конце же становится незначительным, приближаясь к горизонтали. Характер кривой подпора изображен на фиг. 3.

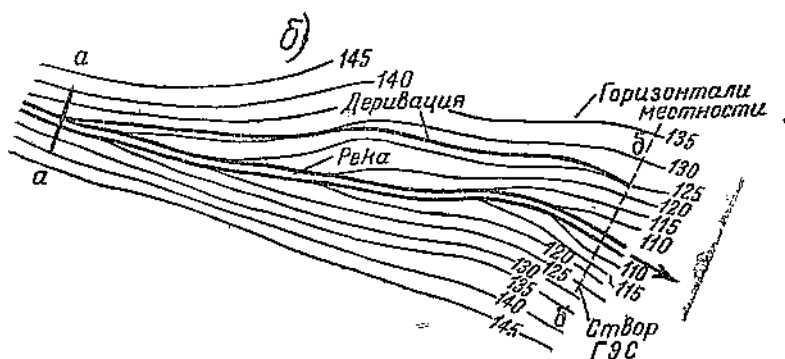
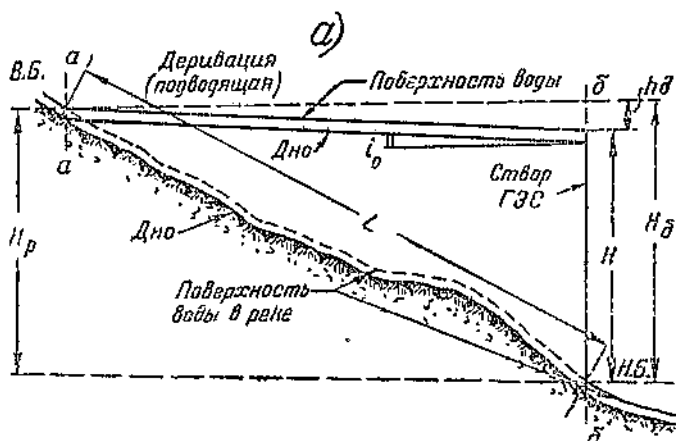
В силу указанного обстоятельства при сооружении плотины нельзя сконцентрировать полностью все падение реки на используемом участке H_p , разность отметок верхнего и нижнего бьефов — напор brutto на станции $H_б$ — будет всегда меньше H_p . Неиспользованный напор $H_p - H_б$ путем ряда мероприятий, связанных с использованием соседних участков реки, может быть, однако, сведен к минимуму.

Схема концентрации напора деривацией сводится к следующему. В начале используемого участка реки L — створ aa (фиг. 4) вода отводится из речного русла и проводится вдоль реки по склону долины специальным

¹ Как будет видно из дальнейшего изложения, напор H всегда меньше падения реки H_p .



Фиг. 3. Концентрация напора плотиной.



Фиг. 4. Концентрация напора деривацией (подводящей).
а — продольный профиль; б — план.

водоводом, называемым деривацией, с уклоном i_0 , значительно меньшим среднего уклона используемого участка водотока.

В створе конца деривации bb получается таким образом известное превышение горизонта воды в деривации над горизонтом в реке, т. е. напор H , который и может быть использован на ГЭС, располагаемой в створе bb .

В данном случае H_0 — напор брутто гидроустановки, т. е. разность уровней воды в верхнем и нижнем бьефах, будет равен падению реки H_p на используемом участке L (фиг. 4). Однако использовать это падение полностью невозможно, так как для проведения воды по деривации необходимо затратить определенный напор h_d на преодоление трения в деривации, вследствие чего $H = H_p - h_d$.

Величина потерь напора на трение h_d зависит как от длины деривации, так и от скорости воды в ней.

Эта неизбежная потеря напора при концентрации падения реки с помощью деривации обычно больше соответствующей потери в плотинной схеме, связанной с конфигурацией кривой подпора.

Используемый в турбинах напор нетто H_n будет меньше напора H на величину потери напора на трение в водоводе, соединяющем конец деривации с турбинами.

Произвести концентрацию напора в чистом виде при помощи одной лишь деривации на практике в большинстве случаев невозможно. Для забора в деривацию значительной доли расхода реки необходимо соорудить плотину, осуществляющую хотя бы небольшой подпор. Таким образом в действительности деривационные гидроустановки используют напор, сконцентрированный в основном за счет деривации и в незначительной части за счет плотины. Такого рода гидроустановки обычно относятся все же к деривационной схеме концентрации напора.

Если же подпор плотины велик и доля участия плотины в концентрации напора возрастает, как, например, показано на фиг. 5, то такая гидроустановка относится уже к третьей схеме концентрации напора, так называемой «смешанной».

Смешанная схема концентрации напора характеризуется тем, что напор брутто на гидроустановке H_0 составляется как из напора $H_{пл}$ сконцентрированного с помощью плотины, так и напора $H_{дер}$, выигранного путем проведения деривации (фиг. 5).

В данной третьей схеме концентрации напора неизбежное недоиспользование падения реки H_p обусловлено как кривой подпора, так и потерями на трение в деривации (уклоном деривации).

В ряде случаев створ ГЭС, в котором осуществляется использование сконцентрированного напора, в силу местных условий выгодно располагать не в самом конце используемого участка, а несколько не доходя до него, как это изображено на фиг. 6.

В этом случае деривация разделяется на две части: подводящую (от плотины к ГЭС) и отводящую (от ГЭС к концу используемого участка).

Уклоны обеих частей деривации могут быть различными, однако оба они (для концентрации напора) должны быть меньше уклонов соответствующих отрезков реки.

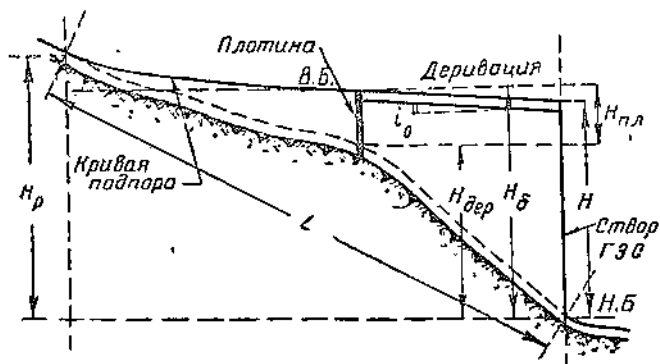
Следствием появления отводящей деривации является расположение ГЭС в выемке ниже русла реки.

В описываемом случае сконцентрированный напор брутто — H_0 является суммой трех напоров: подпора, осуществляемого плотиной — $H_{пл}$ (весьма незначительного), напора $H_{дер}$, сконцентрированного за счет проведения подводящей деривации, и напора $H_{до}$, полученного в результате устройства отводящей деривации.

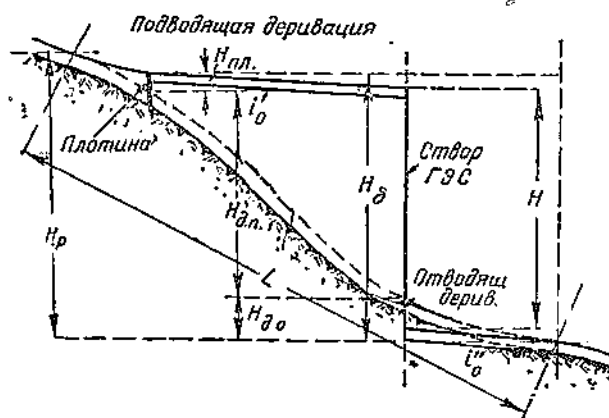
Приведенная на фиг. 6 схема является наиболее общей по сравнению с фиг. 4 и 5.

Одним из возможных видоизменений деривационной схемы концентрации напора является схема, изображенная на фиг. 7.

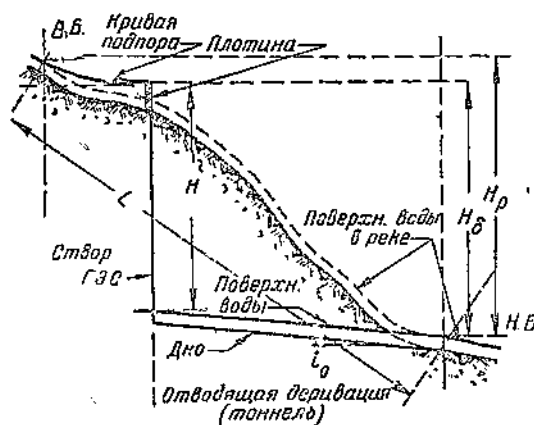
В данном случае створ ГЭС расположен непосредственно у плотины и подводящая деривация вовсе отсутствует. Напор брутто H_0 получается в основном лишь за счет проведения отводящей деривации.



Фиг. 5. Смешанная схема концентрации напора: плотиной и деривацией.



Фиг. 6. Общий случай концентрации напора деривацией (подводящей и отводящей).



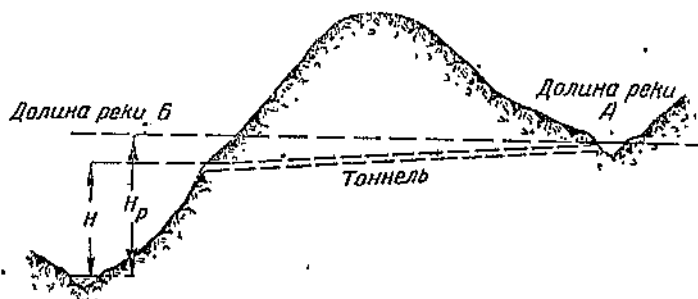
Фиг. 7. Концентрация напора отводящей деривацией.

Сооружения, заключающие в себе гидротурбины, в этом случае должны быть расположены под землей, а отводящая деривация — осуществлена в виде тоннеля.

Необходимо отметить, что по схеме фиг. 7 гидроустановки осуществляются сравнительно редко.

Принцип концентрации напора при помощи деривации может быть применен не только для использования падения какой-либо одной реки, но и для использования разности отметок двух соседних водотоков (фиг. 8).

В данном случае для использования разности отметок H_p между реками А и Б необходимо проложить тоннель в горном массиве, разделяющем долины рек; забор воды будет производиться из реки А, а спуск отработавшей



Фиг. 8. Использование разности отметок двух соседних рек путем проведения деривации.

воды в реку Б. Вследствие потерь напора на трение в деривации напор, используемый на турбинах, будет всегда меньше H_p .

На некоторых реках встречаются (правда, сравнительно редко) водонады, представляющие собой естественные, почти вертикальные падения ложа реки, а следовательно, и такой воды.

Однако на данном вопросе нет надобности специально останавливаться, так как водопад можно себе представить как участок реки с весьма большим уклоном. Использование падения воды на водонаде возможно с применением описанной деривационной схемы.

На основании изложенного видно, что при всех возможных схемах концентрации напора имеются неизбежные потери напора и что, следовательно, мы не можем использовать водную энергию какого-либо участка водотока полностью.

Величина неизбежных потерь, как было указано выше, определяется целым рядом факторов (типом и размерами), осуществляющими концентрацию напора; в практических случаях неиспользуемая часть напора не превышает нескольких процентов и как максимум может достигать до 9-10%.

3. Основная формула мощности гидроустановки

Расход гидроустановки Q , который может быть равен или меньше Q_p (расхода реки в данный момент), проходя через гидротурбины под напором netto H_n , совершает определенную работу в 1 сек. и, следовательно, имеет мощность N , которая будет определяться формулами, аналогичными (2) и (3), если не принимать во внимание потери в машинах: необходимо лишь заменить в формулах (2) и (3) Q_p на Q и H_p на H_n .

Напор H_n всегда меньше сконцентрированного напора H_c ввиду наличия потерь напора на трение. В силу этого можно написать $H_n = \eta_c \cdot H_c$, где η_c — к. п. д. водоподводящих сооружений.

Преобразование водной (механической) энергии в энергию вращения (механическую же) происходит, как было указано, в гидротурбинах. Обычно гидро-

турбины соединены (на одном валу) с электрическими генераторами, в которых механическая энергия вращения преобразовывается в электрическую энергию.

В каждом из этих двух видов машин имеются свои потери мощности, зависящие от ряда обстоятельств, и следовательно, свой к. п. д. В связи с этим мощность гидроустановки может быть определена двояким образом: на валу турбины или на шинах генератора (на шинах генераторов). На практике чаще всего применяется последнее определение.

Таким образом для определения мощности гидроустановки на шинах генераторов необходимо внести в выражения (2) и (3) дополнительный множитель ($\eta_m \cdot \eta_g$), выражающий собой к. п. д. турбины η_m и к. п. д. генератора η_g .

Формула мощности гидроустановки на шинах генератора имеет следующий вид:

$$N = 18,33 \cdot Q \cdot H_H \cdot \eta_m \cdot \eta_g \text{ л. с.}, \quad (4)$$

$$N = 9,81 \cdot Q \cdot H_H \cdot \eta_m \cdot \eta_g \text{ квт.} \quad (5)$$

Формула мощности гидроустановки на валу гидротурбины выражается следующим образом:

$$N_m = 18,33 \cdot Q \cdot H_H \cdot \eta_m \text{ л. с.} \quad (6)$$

$$N_m = 9,81 \cdot Q \cdot H_H \cdot \eta_m \text{ квт.} \quad (7)$$

Во всех приведенных формулах Q подставляется в размерности м³/сек, а H_H — в м.

Необходимо отметить, что обычно электрическая энергия, выработанная на гидроустановке, прежде чем дойти до потребителя, должна пройти через повысительную трансформацию, линии передачи и, наконец, понизительную трансформацию. В соответствии с этим на пути к потребителю количество энергии уменьшится еще на потери: в повысительной и понизительной трансформации и линии передачи. Однако величина этих потерь зависит не от свойств гидроустановки и ее машин, а от относительного расположения гидроустановки и потребителей, т. е. от протяженности и мощности электрической высоковольтной сети. В связи с этим факты мощности и выработки гидроустановки относятся не к потребителю, а к шинам генераторов, установленных на гидроустановке.

Мощность гидроустановки, определяемая по одной из формул (4) — (7), как легко видеть, всегда меньше мощности используемого участка водотока, определяемой по формуле (2) или (3). В самом деле, в начале параграфа было указано, что напор нетого H_H всегда меньше напора брутто H_B , который в свою очередь меньше падения реки на рассматриваемом участке H_p .

Коэффициенты полезного действия турбины и генератора всегда меньше единицы и зависят в основном от режима работы. Для гидравлической турбины величину к. п. д. помимо этого сильно влияют: тип, конструкция и даже абсолютные размеры турбины.

Для генератора некоторым средним значением к. п. д. будет величина порядка 0,95 — 0,97.

У гидравлических турбин максимальные значения к. п. д. достигают: в мощных турбинах 0,88 — 0,94; в средних 0,88 — 0,90 и в малых 0,83 — 0,88. Очень малые турбины, мощностью в сотни киловатт, имеют еще меньшие значения к. п. д., доходящие до 0,78 — 0,80.

Если принять (с запасом) к. п. д. турбины равным 0,80 — 0,79, а к. п. д. генератора 0,95 — 0,94, то суммарный к. п. д. $\eta_m \cdot \eta_g$ будет равен 0,76 и формула мощности (4) примет вид:

$$N = 18,33 \cdot Q \cdot H_H \cdot 0,76 \approx 10 \cdot Q \cdot H_H \text{ л. с.} \quad (8)$$

В этом виде формула мощности приводится во всех руководствах, весьма легко запоминается и рекомендуется для приблизительных расчетов и ориентировочных прикидок.

Однако эта формула для больших и средних современных гидроустановок даст несколько преуменьшенную мощность, так как в них достигнуты большие значения к. п. д. машин, чем это указано выше. Поэтому с учетом современного

уровня техники более правильно будет вести расчеты мощности, даже ориентировочные, по следующим формулам:

$$N \approx 11 \cdot Q \cdot H_n \text{ л. с.}, \quad (9)$$

$$N \approx 8 \cdot Q \cdot H_n \text{ квт.} \quad (10)$$

Как видно из приведенных формул (4), (5), в создании мощности N в одинаков и степени участвуют и напор H_n и расход Q . Таким образом получение значительной мощности N возможно как за счет использования больших напоров, так и за счет пропуска через турбины больших расходов. В первом случае, однако, сооружения, проводящие воду, и турбины будут по своим размерам меньше, чем во втором случае, но зато будут подвержены воздействию большего напора, т. е. более напряжены.

При современном развитии техники пределы используемых гидроустановками напоров и расходов весьма велики.

Мощность гидроустановок также имеет весьма широкие пределы. Так, например, минимальные значения используемого напора гидроустановок приближаются к 1,5—3 м.

Примером может служить гидроустановка Диксон (Dixon) в США, использующая напор, равный 2,45 м, пропускающая максимальный расход 140 м³/сек и имеющая мощность 2 800 квт.

У нас в СССР имеются проекты крупных гидроустановок на напоры до 4 м (например Нева ГЭС под Ленинградом).

В самое последнее время (1936 г.) во Франции была сооружена гидроустановка, оборудованная современными типами турбин, использующая рекордно малый напор, равный 1,28 м, пропускающая расход 7,8 м³/сек и имеющая мощность около 80 квт.

Наибольшие используемые на гидроустановках напоры перешагнули за 1 000 м и достигают своего максимума на гидроустановке Диксанс (Dixence), сооруженной в 1936 г. в Швейцарии, где напор брутто равен 1 760 м.

Используемые расходы изменяются в еще больших пределах. Ряд высоконапорных гидроустановок использует весьма малые расходы, меньше одного кубометра. Так, например, гидроустановка Фюлли (Fully), Швейцария, использует максимальный расход в 0,8 м³/сек; однако мощность этой гидроустановки равна 12 000 л. с., что связано с использованием весьма большого напора $H_n = 1 640$ м).

Самая крупная наша гидроустановка пропускает через девять турбин расход в 1 800 м³/сек. Однако этот расход не является большим; введенная частично в эксплуатацию гидроустановка Бохарнуа (Beauharnois), Канада, при своем полном развитии будет пропускать расход в 6 200 м³/сек. Кузбасская ГЭС после своего осуществления сможет пропускать через турбины расход порядка 15 000—17 000 м³/сек.

Мощность гидроустановок колеблется в пределах от нескольких десятков и сотен киловатт — мелкие гидроэлектростанции для электрификации сельских районов — и до сотен тысяч и даже миллионов киловатт.

Наиболее мощная гидроустановка в СССР имеет мощность 810 000 л. с.; она превосходит в два раза самую мощную гидроустановку Европы — Галетто (Galeto), Италия.

В США закончены и частично пущены в работу гидроустановки, мощности которых назначены еще большими: например, Боулер (Boulder) — $N = 1 840 000$ л. с. и Гранд-Куле (Grand-Coule) — $N = 2 600 000$ л. с.

Среди наших проектируемых на р. Волге гидроустановок имеются еще более мощные станции; мощность (ориентировочная) наиболее крупной из них при полном развитии намечена в 3 400 000 квт.

¹ Данная гидроустановка используется исключительно для накачки воды: на одном валу с турбинами размещены насосы; электроэнергия не вырабатывается.

4. Изменяемость мощности гидроустановки во времени. Выработка энергии

Как видно из формул (4) и (5), мощность гидростанции N определяется расходом и напором, поэтому в зависимости от изменения во времени последних будет изменяться во времени и мощность гидроустановки. Наибольшим изменением во времени обычно подвержен расход воды, пропускаемый через турбины Q .

Изменение во времени расхода Q может быть связано как с изменениями расхода воды в реке Q_p , так и с колебаниями потребляемой от гидростанции мощности.

Первое обстоятельство связано с изменениями погоды в течение года в районе данной реки: так, в засухливые периоды года расходы реки Q_p могут значительно понизиться, что естественно повлечет за собой и уменьшение потребляемого турбинами расхода Q .

Необходимо указать, что изменение расходов в реке в желательном для использования водной энергии направлении возможно в некоторых случаях произвести путем осуществления так называемого регулирования стока. При этом, однако, мы, конечно, не можем увеличить общее количество воды, протекающее по рассматриваемой реке; возможно лишь перераспределение расходов воды во времени.

Таким образом можно прийти к выводу, что колебания расхода воды Q на гидроустановке, связанные с изменениями расхода воды в реке Q_p , в большинстве случаев определяются местными природными условиями.

Второе обстоятельство — изменение Q гидроустановки в зависимости от потребляемой мощности, имеет суточный и годовой периоды и определяется неравномерностью потребления энергии в течение суток и по сезонам.

Таким образом в общем случае мы можем считать, что расход Q , проходящий через турбины гидростанции, является функцией времени, т. е. $Q = f(t)$.

Обратимся теперь к напору нетто H_n . Как было показано выше в § 2, напор H_n всегда меньше напора брутто H_b . Разница между напорами H_b и H_n обусловлена потерями напора на трение в сооружениях, приводящих и отводящих воду от турбин.

Как известно из гидравлики, величина потерь напора в одном и том же водоводе пропорциональна квадрату скорости (или расхода). Для деривационных схем гидроустановок напор брутто H_b можно считать почти постоянным; следовательно, напор нетто $H_n = (H_b - \text{потери})$ будет изменяться во времени в зависимости от расхода, или $H_n = f(Q)$.

Для плотинных гидроустановок потери напора на трение в водоподводящих сооружениях весьма малы, и мы можем ими пренебречь; однако в плотинных установках с изменением расхода воды в реке Q_p будет изменяться напор брутто гидроустановки H_b , что является следствием изменения уровней воды в верхнем и нижнем бьефах, а следовательно, будет переменным и напор нетто $H_n = f(Q_p)$. Так как с изменением расхода воды в реке меняется и расход на гидроустановке, то на основании изложенного можно считать, что и для данной схемы концентрации напора $H_n = f(Q)$.

Таким образом мы видим, что второй множитель, входящий в уравнение мощности, также является переменным и зависящим от Q .

Третий и четвертый множители уравнения, характеризующие к. п. д. турбины и генератора, являются тоже переменными величинами, зависящими от режима работы. Режим работы гидравлической турбины целиком определяется напором H_n и расходом¹, а режим работы генератора — отдаваемой

¹ Сказанное, конечно, не исключает случаев, когда при помощи тех или иных инженерных сооружений расходы одной реки перебрасываются в другую.

² Подробно вопросы об изменяемости H_n в зависимости от расхода разобраны в гл. IV.

³ Число оборотов турбин и генератора в установившемся режиме постоянно и не зависит от загрузки. Это требование налагается необходимостью сохранять постоянство частоты тока.

мощностью. Так как напор H_n зависит от расхода Q , то можно считать, что к. п. д. турбины будет функцией расхода Q , т. е. можно положить: $\eta_m = f(Q)$.

На основании изложенного с учетом формул (6) и (7) видно, что мощность турбины N_m будет функцией расхода Q ; следовательно, и мощность, отдаваемая генератором, будет зависеть от расхода Q ; сводя все рассуждения в одну формулу, можно написать:

$$N = A \cdot Q \cdot H_n \cdot \eta_m \cdot \eta_g = F(Q), \quad (11)$$

где A равно 13,33 или 9,81, в зависимости от принимаемой для мощности размерности.

Таким образом мы видим, что мощность гидроустановки определяется расходом воды и является функцией его.

Но так как расход воды Q в свою очередь изменяется во времени, то в конечном счете мощность гидроустановки должна быть переменной во времени величиной:

$$N = A \cdot Q \cdot H_n \cdot \eta_m \cdot \eta_g = F(Q) = F(t). \quad (12)$$

Если в течение какого-либо периода t мощность гидроустановки N будет постоянна, то произведение $N \cdot t$ даст нам суммарное количество работы, выработанной гидроустановкой за время t , или так называемую выработку или отдачу гидроустановки.

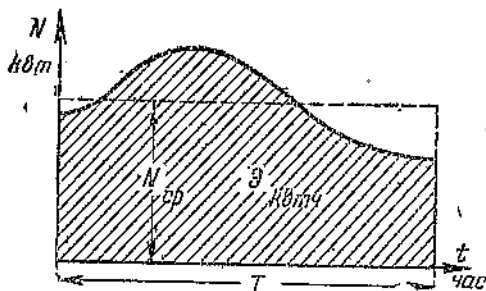
Поскольку понятие выработки гидроустановки применяется главным образом для энергетических и электротехнических подсчетов, постольку для выработки общепринята размерность не килограммометр, а киловаттчас, сокращенно *квтч*. Один киловаттчас соответствует работе, произведенной 1 *квт* за 1 час.

Если мощность гидроустановки N переменна, то для определения выработки $\mathcal{E}$ в течение периода T часов необходимо взять интеграл уравнения (12):

$$\mathcal{E} = \int_T N dt = \int_T F(t) dt \text{ квтч.} \quad (13)$$

В зависимости от величины периода T различают суточную, месячную и годовую выработку энергии гидроустановки.

Изменяемость мощности гидроустановки во времени можно изобразить графически (фиг. 9).



Фиг. 9. График мощности гидроустановки.

Выработка гидроустановки за какой-либо период времени будет определяться соответствующей площадью графика, как это следует из формулы (13). Если построить график мощности гидроустановки за один год, то годовой выработке будет соответствовать вся площадь графика.

От выработки можно прийти к понятию средней мощности за какой-либо период времени. Последняя получается от деления выработки (*квтч*) на продолжительность периода (часы) и выражается в киловаттах (*квт*).

В зависимости от длительности периода различают среднесуточную, среднемесячную, среднегодовую и даже среднееголетнюю мощности.

На графике мощности средняя мощность определяется как ордината прямоугольника, имеющего площадь, равновеликую с площадью графика (фиг. 9).

Б. Основные составляющие гидроустановки

Как видно из предыдущего изложения, гидроустановка, в широком значении слова, имеет три основных составляющих: 1) река, энергоресурсы которой используются; 2) инженерные сооружения, с помощью которых концентри-

руется напор и подводится вода к гидротурбинам; 3) электромеханические устройства — гидравлические турбины и электрические генераторы, преобразующие водную механическую энергию в электрическую.

Первая из перечисленных составляющих, водные ресурсы, является природным фактором, который должен рассматриваться (в каждом данном месте) как заданный, сложившийся в результате сочетания различных природных условий.

Вторая и третья составляющие являются результатом человеческого труда, т. е. представляют собой объекты, созданные человеком.

Совершенство и экономичность какой-либо гидроустановки зависят как от количества и качества имеющихся в данном месте природных водноэнергетических ресурсов, так и от качества тех сооружений и машин, которые создаются человеком для использования природных ресурсов. Таким образом каждая гидроустановка является синтезом природных факторов и человеческой техники.

Нельзя создать совершенную и экономичную гидроустановку даже при помощи самых совершенных сооружений и машин, если в данном месте нет ресурсов водной энергии соответствующего качества.

Вместе с тем и весьма богатые водные ресурсы нельзя использовать достаточно полно, если не применять наиболее совершенные достижения науки и техники.

Примером могут служить знаменитые водопады на р. Ниагаре. Высота водопада составляет около 50 м; непосредственно выше водопада река имеет падение приблизительно 15 м на длине 2 км; непосредственно ниже водопада на длине 6 км падение составляет 30 м. Среднегодовой расход реки составляет около 6 000 м³/сек.

Для использования водной энергии в равное время были выстроены десять установок, использующих напоры от 40 до 65 м, мощностью от 26 до 270 тыс. л. с. Лишь самая последняя установка Квинстон-Чипава использует напор 93 м и имеет мощность равную 500 000 л. с. Помимо значительного недоиспользования ресурсов реки большая часть установок, построенных в 1900—1921 гг. весьма несовершенна.

Причинами этого обстоятельства служили: отсутствие единого плана использования водной энергии, осуществление отдельных гидроустановок частными акционерными обществами и принадлежность берегов реки разным государствам (Канада и США).

Резким контрастом этому является использование водной энергии порожи-стой части р. Днепра — сооружение Днепровской ГЭС им. Ленина. На основании специальных исследований была намечена схема полного комплексного использования реки (энергетика, судоходство и ирригация) и на базе дешевой гидроэнергии было запроектировано развитие необходимых государству энергоемких производств.

В 1927 г. были начаты строительные работы по гидроустановке. В 1932 г. был выдан первый ток на станции, и Днепр начал работать на социализм как в отношении энергетики, так и судоходства. В дальнейшем были завершены работы и по сооружению различных промышленных предприятий, работающих на дешевой днепровской гидроэнергии.

ГЛАВА II ОСНОВЫ ГИДРОЛОГИИ

6. Основные понятия и термины

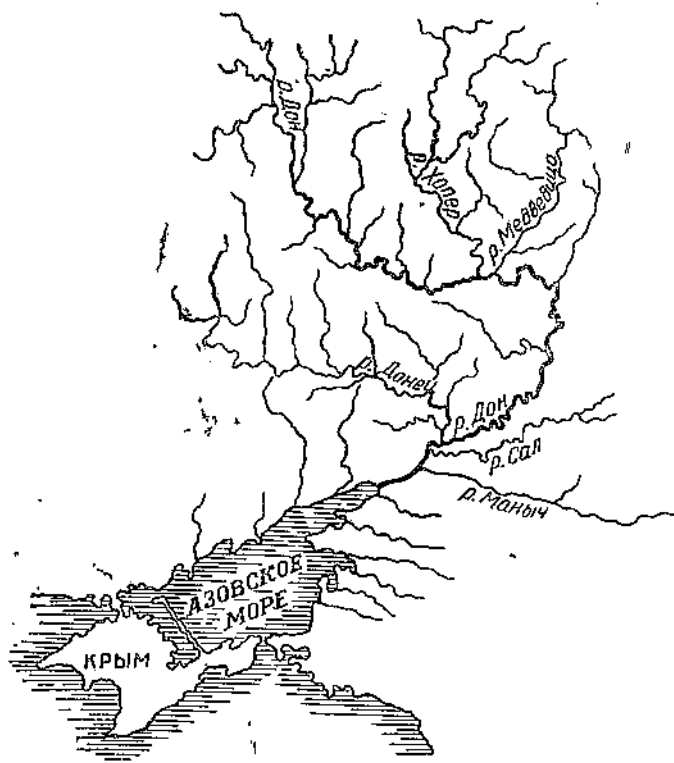
Гидрология в широком смысле слова есть наука о режиме воды на земной поверхности, в недрах и атмосфере (гидросфере).

В зависимости от основного объекта изучения гидрология распадается на ряд разделов, из которых большинство представляет собой самостоятельные и весьма обширные дисциплины. Так, например, можно назвать океанологию или океанографию, занимающуюся изучением морей и океанов, лимнологию — учение об озерах; гидрометеорологию — учение о воде, находящейся в атмосфере, и т. п.

С точки зрения использования водной энергии наиболее важным является знакомство лишь с одним разделом гидрологии — гидрологией суши, изучающей поверхностный сток и свойства рек.

Раздел гидрологии суши, трактующий о способах и методах качественного и количественного учета основных свойств рек, в данное время обычно выделяется в самостоятельную дисциплину, называемую гидрометрией.

Наука гидрологии суши весьма обширна, и поэтому в настоящем изложении приводятся лишь те ее основные положения, которые представляют интерес с точки зрения использования водной энергии и без которых невозможно понимание конструкций гидроустановок и условий их работы.



Фиг. 10. Речная система р. Дон.

Основным понятием гидрологии суши является речная система. Речная система (фиг. 10) состоит из основной, главной, реки и ряда впадающих в нее боковых притоков. Последние в свою очередь могут иметь притоки с меньшей протяженностью, являющиеся уже притоками второго порядка, и т. д. Рассматривая это явление и далее, можно дойти до самых незначительных ручейков и речек, являющихся притоками n -го порядка.

Каждый поверхностный водоток, будет ли это приток или главная река, имеет свое начало, называемое истоком, известную протяженность и конец, называемый устьем.

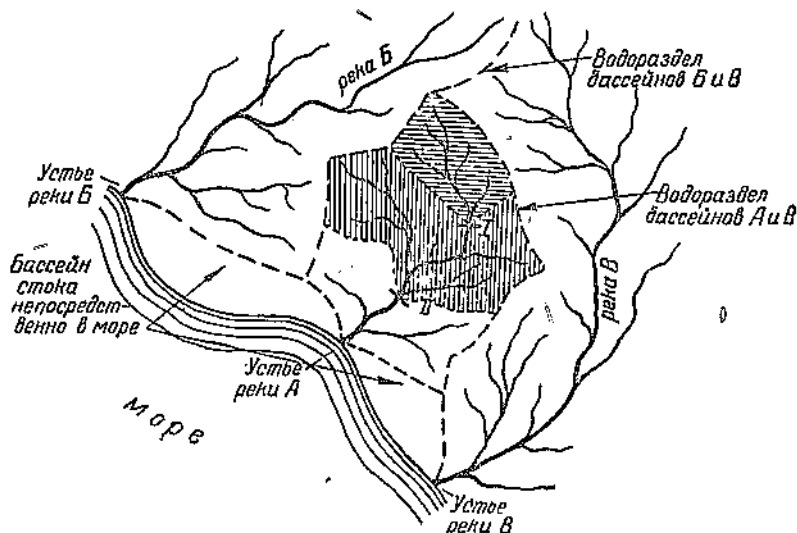
Истоком реки может явиться ряд ключей, болотный массив или даже озеро. Примерами последнего являются р. Нева, вытекающая из Ладожского озера, и р. Волхов, вытекающая из озера Ильмень.

Устьем всех притоков является место впадения притока в соответствующую реку, устьем же главных рек являются места впадения их в моря (океаны)

или озера. Лишь очень незначительное число рек не доходит до морей, теряясь в песках пустынь или в засушливых местах.

Распространение какой-либо речной системы на поверхности земли связано с рельефом земной поверхности, так как реки несут свои воды в направлении уклона местности. Наиболее пониженной частью в речной системе будет устье главной реки. Наиболее же возвышенными местностями будут истоки притоков. Главная река протекает по основному понижению местности — главной долине. Каждый же из притоков проходит по самым пониженным частям прилегающей к нему местности, т. е. течет по боковым долинам.

Как будет разобрано ниже, питание рек происходит за счет стока атмосферных осадков. В соответствии с рельефом прилегающей местности каждая река имеет свою область (площадь) питания, атмосферные осадки



Фиг. 11. Схема бассейнов смежных рек.

с которой стекают (в известной своей части) в данную реку. Эта площадь носит название водосборной площади или бассейна реки.

На фиг. 11 изображена водосборная площадь реки А, впадающей в море, и часть соседних бассейнов рек Б и В. Линия, отделяющая в плане бассейн одной реки от другой, носит название водораздела или водораздельной линии. Таким образом бассейн какой-либо реки в плане образуется площадью, околуренной соответствующей водораздельной линией. Водораздельные линии проходят по самым высшим точкам местности: горным хребтам, холмам и возвышенностям.

Понятие бассейна относится не только к определенной реке целиком, но и к любой определенной точке на ее протяжении, т. е. к какому-либо определенному створу на ней, так как площадь бассейна по мере продвижения вниз по течению реки возрастает. На фиг. 11 показаны площади бассейнов реки А для створа I, II и для устья. В площадь бассейна какого-либо створа на данной реке входит не только водосборная площадь непосредственно самой реки, но и сумма бассейнов всех притоков, вливающих в данную реку выше рассматриваемого створа.

Поскольку расход воды в реке зависит от площади бассейна, постольку расход будет изменяться по длине реки и, следовательно, рассмотрение его необходимо приурочить также к определенному створу на данной реке.

Представим себе какой-либо створ на реке (фиг. 12 и 13). Основными данными о реке, интересующими нас с точки зрения использования водной энергии, будут расход воды Q и горизонт воды h .

Расход воды Q определяется на основании прямых измерений или вычисляется интерполяцией на основании ранее сделанных измерений по методам, изучаемым в курсе гидрометрии. Расход воды Q выражается всегда в размерности $\text{м}^3/\text{сек}$.

Горизонт воды измеряется по специальной рейке (фиг. 13), установленной неподвижно на створе, и выражается в метрах. Для промежуточных вычислений горизонт воды определяется превышением над нулем рейки. Для проектных же работ горизонт воды должен быть дан в отметках (абсолютных)¹, принятых на планах и картах данного района. Переход от относительных отметок (над нулем рейки) к абсолютным легко осуществляется, если известна абсолютная отметка нуля рейки.

Помимо расходов и горизонтов реки практический интерес представляют: уклоны поверхности воды i , площадь живого сечения ω и шероховатость ложка реки.

В зависимости от изменения во времени ряда природных факторов, что будет разобрано ниже, изменяется во времени и расход Q , проходящий через рассматриваемый створ.

Если вычертить изменение величины Q в течение года, то мы получим так называемый хронологический график расходов на данном створе, называемый также гидрографом (фиг. 14).

Суммарный объем воды, прошедший в течение какого-либо периода времени через рассматриваемый створ, называется стоком. Сток выражается в размерности кубических метров (м^3) или при очень больших значениях в кубических километрах (км^3). Стоки различаются суточные (за 24 часа), месячные и годовые.

Площадь, заключенная между осью абсцисс и кривой расходов, представляет собой, в определенном масштабе сток по данному створу за данный период. Масштаб площади/графика равен произведению масштабов осей координат ($1 \text{ см} = n \text{ м}^3/\text{сек}$ и $1 \text{ см} = t \text{ сек}$) и имеет размерность м^3 ($1 \text{ см}^2 = n \cdot t \text{ м}^3$).

Если аналитическое выражение графика расхода (фиг. 14) есть $Q = f(t)$, то заштрихованная площадь соответствует интегралу $\int Q dt$. Этот интеграл, очевидно, равен годовому стоку, так как последний определяется суммированием стоков за отдельные промежутки времени dt .

Исходя из стока, устанавливается новое понятие среднего расхода за данный отрезок времени. Например, среднегодовой расход определяется так:

$$Q_{\text{ср. год}} = \frac{\text{сток за год}}{\text{число секунд в году}} \text{ м}^3/\text{сек}.$$

Для любого графика расходов можно вычислить также среднесуточные, среднедекадные и среднemesячные расходы.

Графически $Q_{\text{ср. год}}$ может быть найден, как высота прямоугольника $Oabc$ (фиг. 14), имеющего площадь, равную заштрихованной.

На основании значений среднemesячных расходов для каждого месяца года можно построить график, показанный на фиг. 14 пунктиром, называемый графиком среднemesячных расходов.

Как видно из фиг. 14, график среднemesячных расходов, давая правильное представление о месячных стоках, не является характерным в отношении экстремальных значений расхода (максимумов и минимумов).

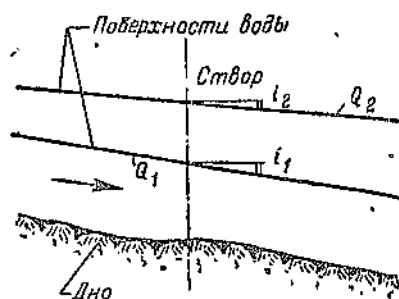
Вследствие изменения во времени расхода Q и все остальные элементы на данном створе h , i и ω также являются переменными во времени. В частности при увеличении Q должны обязательно увеличиваться горизонт h и площадь живого сечения ω .

Зависимость между расходом Q и элементами h и ω на данном створе определяется конфигурацией русла и его свойствами как в данном месте, так и на вышерасположенных участках².

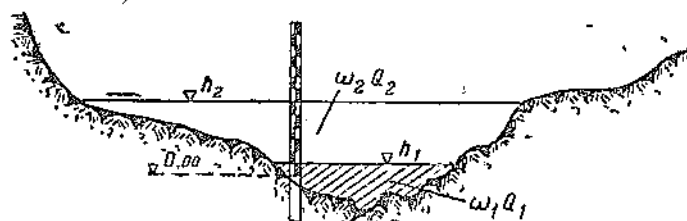
Если русло реки в данном створе не размывается и не заносится наносами и, следовательно, сохраняется во времени неизменным, а также если не изме-

¹ Абсолютные величины отсчитываются от уровня моря, горизонт которого принимается за нуль.

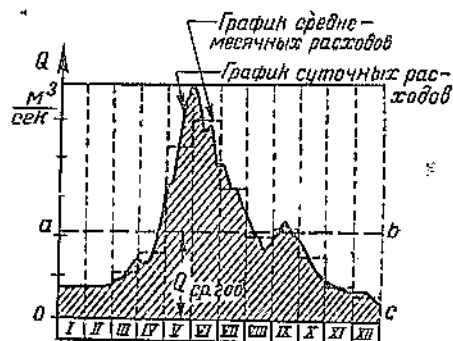
² Последние могут влиять посредством кривых подпора, см. § 2.



Фиг. 12. Продольный профиль реки с показанием створа.



Фиг. 13. Поперечный профиль по створу реки (по створу).



Фиг. 14. График расходов реки в году (гидрограф).

1

няются и условия протекания воды на нижележащих участках, то должна иметься однозначная постоянная во времени зависимость между расходами и горизонтами, а также живыми сечениями.

Зависимость $Q = f(h)$, т. е. связь горизонтов и расходов, называется графиком связи уровней (горизонтов) и расходов (фиг. 15).

Если же русло реки будет изменяться во времени, то, очевидно, будут изменяться и кривые связи h и Q , и, следовательно, на каком-либо створе для каждого отдельного периода времени должна иметься своя кривая.

Кривая связи h и Q имеет весьма важное значение. При изучении режима реки на каком-либо створе измерения горизонтов, как весьма простые операции, можно производить ежедневно и даже чаще. Измерение же расхода требует большой затраты времени, наличия приборов (гидрометрических вертушек) и квалифицированного персонала. Ввиду этого измерение расходов производится на так называемых гидрометрических станциях лишь несколько раз в месяц.

Каждый замер расхода, сопровождаемый одновременным замером и горизонта, дает нам соответствующую точку зависимости $Q = f(h)$, и потому на основании ряда точек — произведенных замеров расхода — можно графически построить кривую $Q = f(h)$.

На основании этой кривой по замеренным уровням можно получить величину расходов и за те дни, когда непосредственных измерений расходов воды не производилось.

Так как каждое измерение расхода воды в реке (особенно в большой) сопровождается неизбежными ошибками (ошибки примерно составляют $2 \div 4\%$), а также ввиду того что русло реки может также несколько изменяться, нанесенные на график точки замеров Q и h не ложатся по плавной кривой, и график имеет вид, показанный на фиг. 15. Определение расходов по горизонтам с помощью такого графика еще несколько увеличивает ошибки, и поэтому расходы и особенно стоки рек устанавливаются в инженерном деле с ошибкой порядка $3 \div 6\%$, достигающей при отдельных неблагоприятных обстоятельствах $7 \div 8$ и даже 10% .

Вместо зависимости $Q = f(h)$ гораздо удобнее внести дополнительно к кривой $Q = f(h)$ зависимость $\omega = f(h)$ (фиг. 15). Последняя будет определяться исключительно рельефом русла реки и не связана с какими-либо гидрологическими факторами.

Если нанести на чертеж на основании ежедневных замеров уровня кривую колебания горизонтов, то получим так называемый хронологический график горизонтов (фиг. 16).

В ряде случаев на практике наибольший интерес представляет собой не хронологическое изменение расхода или горизонта, приуроченное к календарным датам — хронологические графики, а соотношение между расходами (или горизонтами) и продолжительностью периода времени, в течение которого обеспечен расход (или горизонт) не ниже данного.

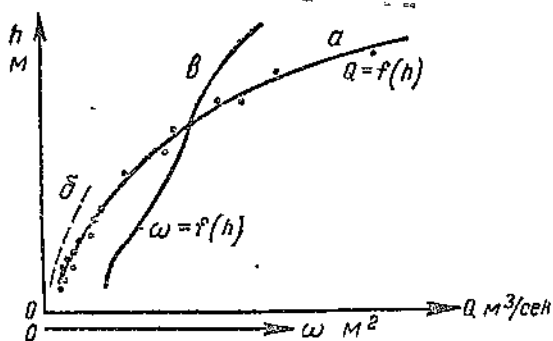
Для уяснения сказанного представим себе хронологический график расходов на каком-либо створе (фиг. 17). Пусть расход, который может быть использован из гидростанции, для ряда вариантных подсчетов принимается равным Q_1 , Q_2 , Q_3 и т. д.; спрашивается, сколько дней в году или какую часть года гидростанция сможет работать на указанных расходах, т. е. в течение какого времени в реке будут наблюдаться расходы не меньше, чем Q_1 , Q_2 , Q_3 и т. д.?

Для ответа на этот вопрос можно на хронологическом графике провести ординаты Q_1 , Q_2 , Q_3 и т. д. и затем сосчитать то количество дней в году, в течение которых расходы не падают ниже указанных величин, т. е. установить обеспеченность во времени расходов Q_1 , Q_2 , Q_3 и т. д.

Такой метод решения задачи будет тем более неудобен, чем более неправильную и резкую форму имеет хронологический график.

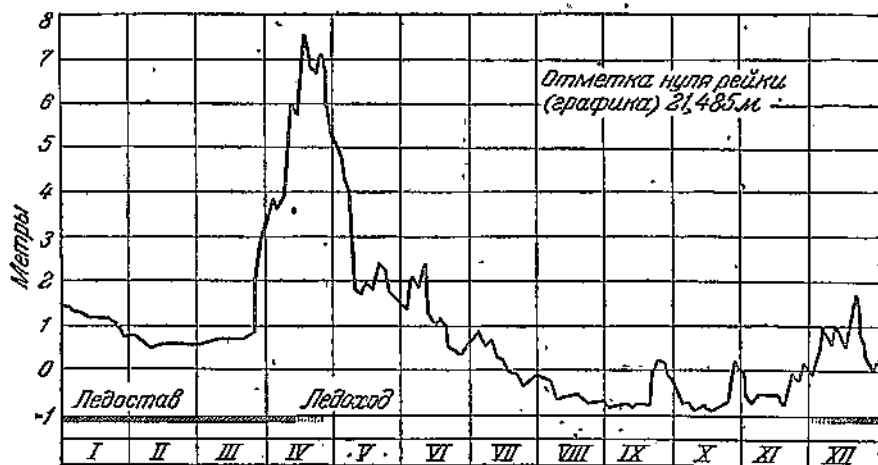
Непосредственный ответ на поставленный вопрос, и притом не только в отношении расходов Q_1 , Q_2 , Q_3 , а и в отношении любых других, может дать так

¹ На специальных так называемых воломерных постах измерение горизонта воды осуществляется три раза в день.

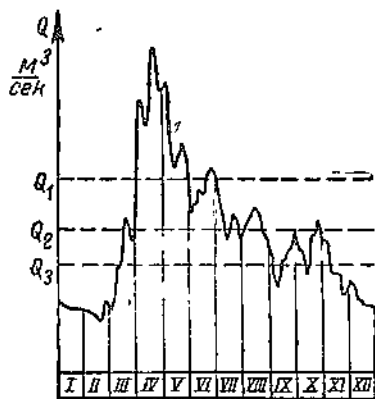


Фиг. 15. График связи
уровней и расходов
 $Q = f(h)$.

a — для периода, свободного от льда; b — для зимнего периода; a — зависимость площади поперечного сечения от уровня $\omega = f(h)$.



Фиг. 16. График колебаний уровня воды с показанием зимнего режима.



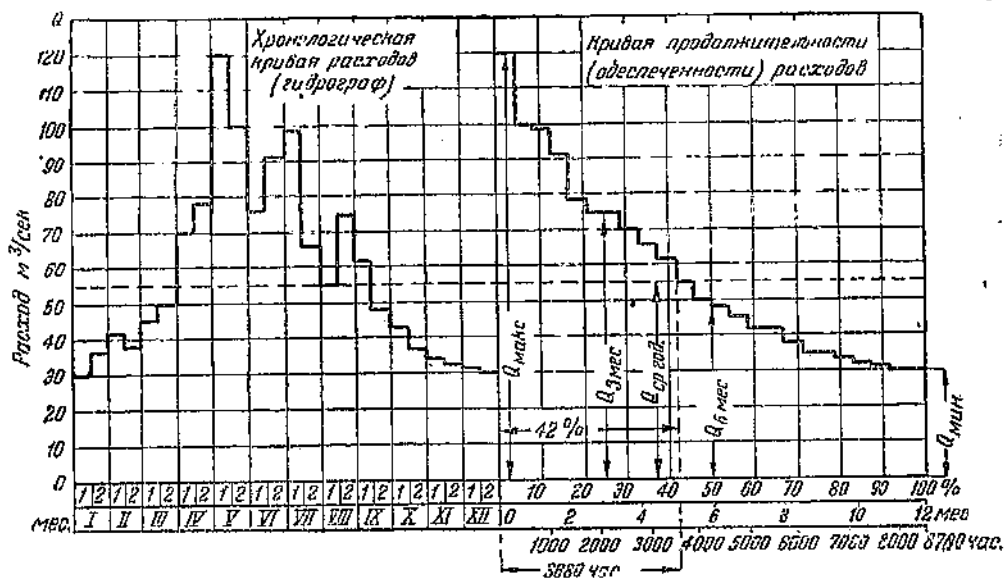
Фиг. 17. Годовой гидрограф с показанием обеспеченности расходов

Q_1, Q_2, Q_3 .

называемый график продолжительности, или график обеспе-

Принцип построения кривой обеспеченности удобнее сначала пояснить фиг. 18, где в левой части имеется хронологический график средних расходов по 15-дневкам. В правой части чертежа в том же масштабе построена кривая обеспеченности. Все «столбики» левой части размещены в правой не соответственно календарю, а в порядке убывания величины расходов. На оси абсцисс кривой обеспеченности откладывается время в днях или часах или же в процентах, принимая период времени в один год за 100%.

На основании построенного графика сразу видно, в течение какого промежутка времени, выраженного в днях или в процентах от длительности года, обеспечен тот или иной расход; так, например, среднегодовой расход, равный $55 \text{ м}^3/\text{сек}$, обеспечен в течение 42% времени, или 3680 час. в году.



Фиг. 18. Сопоставление хронологической кривой расходов и кривой продолжительности (обеспеченности) расходов.

Указанное построение по тому же принципу может быть произведено, исходя также и из годового графика суточных расходов, изображенного на фиг. 14. При этом увеличивается лишь количество «переставляемых» ординат и кривая продолжительности (обеспеченности) принимает непрерывную, а не ступенчатую форму. Пример такого построения дан на фиг. 25.

Минимальный расход за данный отрезок времени имеет обеспеченность 100%; максимальный расход — обеспеченность, близкую к нулю. Различают также так называемые трехмесячные, шести- и девятимесячные расходы, т. е. расходы, обеспеченные в течение 3, 6 и 9 месяцев в году. Шестимесячный расход носит название *медианного* или *медианного расхода*.

Графики обеспеченности можно построить для любого изменяющегося во времени аргумента: горизонта воды, расхода и др. и, наконец, для напора и мощности гидроустановки.

Остановимся еще на одном термине — модуле стока. Величина расхода воды на каком-либо створе, имеющем определенную площадь бассейна, дает лишь абсолютную характеристику, но не относительную, по которой можно было бы сравнивать между собой водноность различных рек. Для последнего необходимо ввести новое понятие n стоке с единицы площади бассейна,

Модулем стока называется отношение $\frac{\text{расход}}{\text{площадь бассейна}}$, которое обычно выражается в размерности: литры в секунду с квадратного километра ($\text{сек} \cdot \text{л/км}^2$).

В зависимости от того, какой расход вводится в указанную формулу: среднегодовой, среднемесячный, максимальный и т. д., различают модули годового стока, месячного, максимального и т. д. Наиболее важное значение имеет модуль годового стока, как характеризующий общую водоносность реки за год.

Итак расход изменяется как по длине реки (для разных створов на ней), так и во времени (для одного какого-либо определенного створа). Рассмотрим сначала водный баланс на земной поверхности и связанную с ним зависимость расхода от времени в данном створе.

7. Водный баланс земной поверхности

Изменение расхода воды во времени является практически особо важным, так как определяет собой изменение мощности гидроустановки во времени и, следовательно, режим ее работы.

Для выяснения вопроса об изменении режима реки во времени необходимо предварительно обратиться к рассмотрению основного вопроса гидрологии суши — о балансе воды на земной поверхности, связанного с круговоротом воды в природе.

Представим себе некоторый небольшой участок земной поверхности. Пусть на эту площадь за какой-либо отрезок времени t выпало некоторое количество осадков. Это количество воды, измеряемое или в м^3 или в виде высоты слоя осадков в мм , является приходом воды.

Посмотрим, по каким путям расходуется вода, выпавшая на данном участке.

Первым расходным фактором является испарение воды обратно в атмосферу. Испарение осуществляется как непосредственно с поверхности стоячей (лужи) и текущей воды, так и растениями и деревьями. Последние пропускают через корневую систему, ствол и листья определенное количество воды, заимствуемое из запасов влаги в почве, и испаряют ее в атмосферу. Благодаря этому процессу, совершаемому непрерывно, и происходит рост растений и деревьев — накопление органических веществ; данный процесс носит название «транспирации». Отношение количества воды, прошедшего через растение, к весу накопленного органического вещества за вегетационный период носит название транспирационного коэффициента. Величина последнего в зависимости от вида растений и климатических условий изменяется в пределах от 200 до 1 000. Для наших зерновых культур коэффициент транспирации равен 400—500. Отсюда видно, какое большое влияние оказывает на круговорот воды растительный покров.

Количество воды, израсходованное на испарение, является для рассматриваемого участка потерянными; оно может вернуться где-либо на земную поверхность лишь в результате конденсации влаги в атмосфере и выпадения в виде осадков, т. е. включившись в новый цикл круговорота воды в природе.

Следующим расходным фактором является просачивание воды в почву. Просачивание может осуществиться как в месте непосредственного выпадения осадков, так и по пути поверхностного стока воды на рассматриваемом нами участке.

Вода, просочившаяся в почву, соединяется с почвенными грунтовыми водами и тем самым является для поверхностного стока с данного участка потерянной. Оставшаяся часть воды, которая не испарилась в атмосферу и не просочилась в почву, очевидно, должна стечь по поверхности земли с рассматриваемого нами участка.

Таким образом для рассматриваемого нами случая можем написать следующее уравнение баланса воды:

$$\text{осадки} = \text{испарение} + \text{просачивание} + \text{сток}.$$

Перенесем теперь наше рассмотрение на всю площадь бассейна какого-либо

створа на определенной реке и будем попрежнему рассматривать баланс воды за какой-либо отрезок времени t .

Поскольку в нашем рассмотрении будут участвовать и подземные воды, необходимо предварительно остановиться на их особенностях.

Подземные воды находятся в верхних слоях земной коры, заполняя промежутки между частицами грунта. Под влиянием силы тяжести подземная вода стремится опуститься вниз — проникнуть и насытить ниже расположенные слои грунта. Капиллярные же силы стремятся поднять воду на поверхность, где она испаряется в атмосферу. Степень значимости каждого из указанных двух процессов, которые происходят одновременно, зависит от ряда природных факторов: климатических условий района, свойств грунта (пористость и величина отдельных частиц), степени насыщенности грунта водой и т. д.

При преобладании второго процесса — капиллярного поднятия, что соответствует, например, пустынным районам, грунтовые воды вблизи земной поверхности вообще могут наблюдаться лишь временно, до полного испарения их в атмосферу.

В условиях же средневропейской части СССР капиллярное поднятие расходует путем испарения лишь часть грунтовых вод: подавляющая масса их движается в грунте, подчиняясь силе тяжести.

Это передвижение грунтовых вод связано с наличием в земле пластов непроницаемых (водоупорных) пород, каковыми являются, например, глина, скальные породы. Двигаясь в грунте, поток воды следует рельефу подземного непроницаемого пласта, передвигаясь от более высоких отметок к более низким. Это движение грунтовых вод подчиняется особым законам, отличным от законов гидравлики поверхностных потоков, и носит название *фильтрации*.

Вернемся теперь к рассмотрению баланса воды.

Все количество осадков, выпавших за время t на площади бассейна рассматриваемого створа, будет попрежнему являться приходом воды.

Некоторая часть осадков, выпавших на всей площади бассейна, согласно сказанному выше просочится в землю и присоединится к грунтовым водам. Рассмотрим баланс грунтовых вод. За рассматриваемый период времени t на всей площади бассейна количество грунтовых вод получит за счет просачивания осадков какое-то приращение A . Вместе с тем за счет поднятия грунтовых вод на поверхность и испарения их в атмосферу будет потеряна какая-то часть воды B . Разность объемов воды $(A - B)$ пойдет на пополнение запасов грунтовой воды. Но вместе с тем благодаря движению грунтовых вод за период t какой-то определенный объем грунтовой воды B выклинился на поверхность в пониженных частях бассейна — руслах и долинах рек — и приплюсуется к поверхностному стоку. Таким образом за рассматриваемый промежуток времени t общее количество грунтовых вод в бассейне может либо увеличиться, если $(A - B) > B$, либо уменьшиться, если $(A - B) < B$.

В результате можем написать следующее символическое уравнение баланса подземных вод:

просачивание $= A = B + B +$ изменение запасов грунтовой воды.

Соединяя теперь уравнение баланса подземных вод с вышеприведенным уравнением, получим:

осадки $=$ сток $+$ испарение $+$ просачивание $=$ сток $+$ испарение $+$ A ,
или

осадки $=$ сток $+$ испарение $+$ $B + B +$ изменение запасов грунтовой воды.

Под стоком воды в данном случае нам надо понимать сток в реке, прошедший через рассматриваемый нами створ.

Так как величина B есть испарение просочившейся в грунт воды, то мы можем приключить ее ко второму члену уравнения, выражающему испарение воды с поверхности, и получить один общий символ испарения. То же самое можно сделать с членами: сток и B , так как количество воды B должно пройти поверхностным стоком через рассматриваемый нами створ на реке. В результате этого получаем следующее уравнение баланса воды на площади бассейна за период времени t :

осадки $=$ сток $+$ испарение $+$ изменение запасов грунтовой воды. (14)

Запасы грунтовой воды в пределах бассейна реки не могут непрерывно пополняться или убавляться, так как основные климатические факторы — климат данного района — являются постоянными; поэтому величина запасов грунтовой воды может лишь колебаться в ту или иную сторону по отношению к своему среднему значению, в зависимости от периодических изменений климатических факторов. Основным периодом изменения климатических факторов на земле является год, соответствующий времени обращения земли вокруг солнца.

Если отнести уравнение (14) к периоду в один год, то третий член правой части уравнения будет представлять собой разность между объемами грунтовой воды, имевшимися в начале и конце года:

осадки = сток + испарение + изменение запаса грунтовой воды за год. (15)

Так как основным и главным периодом изменения климатических факторов в природе является один год, то можно предположить, что запасы грунтовой воды, претерпев в течение года определенные колебания, к концу года почти приблизятся к той величине, которая имела в начале года. В соответствии с этим величина третьего члена правой части в уравнении (15) будет значительно меньше соответствующего члена уравнения (14), отнесенного к промежутку времени t .

Если представить себе какой-либо год, за время которого запасы грунтовой воды совершенно не изменились, то третий член правой части уравнения (15) обратится в нуль.

Помимо годичной имеется еще периодичность климатических изменений на земле, связанная, очевидно, с периодическими изменениями излучаемой солнцем энергии. Продолжительность этого периода, называемого периодом Брюкнера, составляет около 30—33 лет. Однако этот вопрос еще недостаточно изучен, главным образом ввиду сравнительно малой продолжительности точных измерений климатических факторов.

Если взять многолетний период, в течение которого осуществляется один полный цикл изменений климатических факторов, то, очевидно, такой период будет характеризовать собой среднемноголетние значения отдельных факторов.

За такой период времени, очевидно, запасы грунтовой воды не могут подвергнуться изменениям, третий член правой части уравнения (15) обратится в нуль, и мы получим следующее уравнение баланса воды за многолетний период на всей площади бассейна:

осадки = сток + испарение. (16)

В гидрологии обычно все три величины количественно учитываются не объемом, а высотой слоя воды, имеющего площадь основания, равную площади бассейна.

Осадки обозначаются через x , сток через y и испарение через z ; размерность принимается в миллиметрах, поэтому уравнение баланса воды приобретает вид

$$x = y + z \text{ мм.}$$

Величина слоя осадков x в мм определяется на основании наблюдения на метеорологических станциях, расположенных на данном бассейне, и называется годовым слоем осадков.

Высоту годового слоя стока y можно получить, разделив годовой сток (M^3) на площадь бассейна (M^2) и переведя частное в мм.

Высоту слоя испарения (полного) z непосредственными наблюдениями получить нельзя, так как в величину z входит не только испарение с водной поверхности и поверхности почвы (что может быть измерено соответствующими приборами), но и транспирация растительного покрова.

8. Зависимость поверхностного стока от климатических факторов и его изменчивость во времени

Как видно из формулы (16), величина среднего многолетнего стока реки на каком-либо определенном створе определяется двумя факторами: величиной среднего многолетнего количества осадков и величиной среднего многолетнего испарения (полного) со всей площади бассейна.

Оба фактора представляют собой выражение общих климатических условий данного участка земной поверхности.

Кроме того среднемноголетняя величина стока, выраженная в м^3 , будет, естественно, определяться еще и величиной площади бассейна данного створа.

Поскольку климатические условия на земной поверхности в различных местах неодинаковы, постольку и стоки (многолетние) различных рек будут отличаться друг от друга.

Распределение осадков по поверхности суши весьма неравномерно и определяется многочисленными факторами.

Главнейшими из них являются: расстояние (по направлению господствующих ветров) от мест значительного испарения — океанов, морей — и рельеф местности, над которой проходят влажные ветры. Необходимо отметить, что при прочих равных условиях, количество осадков, выпадающих в горной местности, больше, чем в равнинной. Причиной этого является наличие восходящих токов воздуха, образующихся перед горными хребтами при движении атмосферы. Осадки же вызываются конденсацией паров главным образом при восходящих течениях воздуха.

Наименьшее количество годовых осадков на поверхности суши зарегистрировано в Канпало (Чили) — 8 мм (в год). Наибольшее количество осадков за год наблюдалось в местности Черрапонджи (Индия) — 12 500 мм.

В европейской части СССР (за исключением бедного осадками юго-востока) количество осадков колеблется от 650 до 400 мм, уменьшаясь в направлении от северо-запада к юго-востоку.

На восточном побережье Черного моря количество осадков сильно увеличено и доходит до 1 500—2 000 мм. Среднегодовое количество осадков в Москве составляет 544 мм.

Испарение (полное, в том смысле слова, как это указано в § 7) также изменяется весьма значительно в зависимости от местных условий.

Главными факторами, обуславливающими величину полного испарения, являются: дефицит влажности воздуха (по отношению к полной влагоемкости при данной температуре), зависящий в свою очередь от ряда метеорологических факторов; характер растительного покрова и характер грунта (в смысле водопроницаемости).

Если подобрать какие-либо два бассейна с почти одинаковым количеством годовых осадков, то стоки все же могут оказаться весьма различными в силу неодинаковой величины полного испарения.

Для иллюстрации изложенных положений в табл. 1 приведены цифровые данные по некоторым рекам.

Среднемноголетние значения отдельных факторов, помещенных в табл. 1, определялись на основании длительного ряда лет наблюдений. В соответствии со сказанным ниже соответствующую среднемноголетнюю характеристику какого-либо элемента, связанного с климатическими факторами, можно получить лишь при наличии длительного периода наблюдений.

Высоты слоя осадков x определялись на основании обработки данных наблюдений метеорологических станций, расположенных на площади бассейна. Высота слоя стока y определена на основании обработки гидрометрических наблюдений по рекам.

Высота же слоя испарений z получена как разность величин x и y . Коэффициент стока представляет собой отношение $\frac{y}{x}$.

Обратимся теперь к рассмотрению изменчивости годового стока во времени. Как видно из уравнения (15), сток за какой-либо конкретный год определяется в первую очередь осадками, выпавшими за этот год. Количество же годовых осадков сильно колеблется во времени и для каждого реального года отклоняется в ту или иную сторону от среднемноголетней нормы, являясь отражением пока еще мало изученного явления — многолетней периодичности изменений климатических факторов (фиг. 19 и 20).

Уже в силу изменения одного лишь этого фактора годовой сток, или среднегодовой расход, должен быть переменной величиной, превышая или не достигая в отдельные годы среднемноголетнего значения.

Таблица 1

Характеристика элементов среднегогодового стока для различных рек

№ по пор.	Река	Площадь бассейна в км ² Ω	Высота слоя осадков в мм x	Высота слоя испарения в мм, z	Высота слоя стока в мм y	Коэффициент стока	Модуль стока сек. л/км ² q	Средний расход в м ³ /сек $Q_{ср}$
1	Дунай	804 000	749	506	243	0,326	7,7	6 200
2	Волга	1 409 000	463	317	146	0,32	4,6	6 500
3	Ока (верховья)	4 800	554	440	114	0,21	3,6	17
4	Рейн	202 000	830	463	367	0,44	11,6	2 340
5	Одер	119 000	641	490	151	0,235	4,8	570
6	По	75 000	1 028	851	677	0,66	21,4	1 600
7	Висла	193 000	620	462	158	0,255	5,0	965
8	Дальзельф	28 600	612	163	449	0,73	14,2	400
9	Эбро	85 000	558	521	37	0,066	1,17	100
10	Янтсемианг	1 872 000	935	509	366	0,39	11,6	21 700
11	Ганг	1 581 000	1 931	1 173	758	0,39	24,0	88 000
12	Нил	2 842 000	826	791	35	0,042	1,11	3 150
13	Миссисипи	3 326 000	757	579	178	0,235	5,65	18 800
14	Колорадо	705 000	254	210	44	0,17	1,40	1 000
15	Амазонка	5 780 000	1 568	1 422	546	0,28	17,3	100 000
16	Муррей	956 000	589	526	63	0,11	2,0	1 900

Примечание. Таблица в части величин Ω , x , z и y составлена по данным, заимствованным у Труфанова, Великанова и Огневского; коэффициент стока вычислен как частное от деления y на x ; модуль стока определен (с округлением) по формуле $q = y \cdot 0,0817$; средний расход определен (с округлением) по формуле $Q_{ср} = \frac{q\Omega}{1000}$.

Но помимо этого и остальные члены в уравнении (15) также являются переменными величинами по отдельным годам.

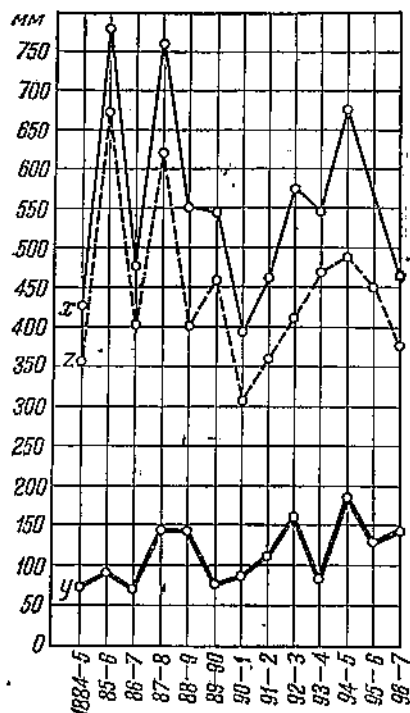
Как видно из фиг. 19 и 20, прямой связи между осадками x и стоком y не наблюдается. Это объясняется тем, что в уравнение (15) входит величина изменения запасов грунтовой воды, являющаяся переходной величиной из года в год, а также отсутствием точной зависимости полного испарения от осадков.

Для выяснения характера этой зависимости можно наложить в системе координат x (осадки) и z (испарение) соответствующие каждому году точки (фиг. 21 и 22).

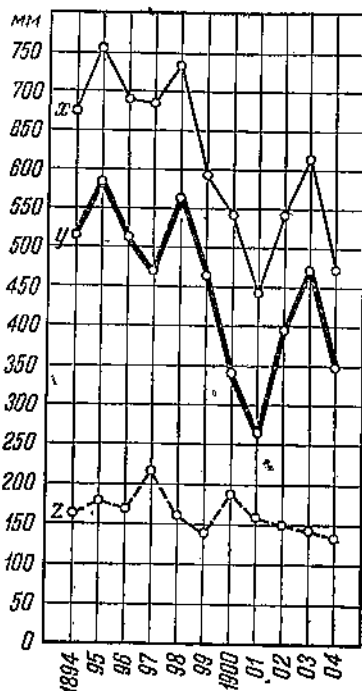
Как видно из этих графиков, имеется значительный разброс точек и зависимость $z=f(x)$ может быть намечена лишь в виде некоторых «средних» прямых.

Вместе с тем из сопоставления фиг. 21 с 22, однако, выясняется, что между двумя данными бассейнами имеется весьма существенная разница. В то время как для р. Дальзельф испарение почти не растет в зависимости от увеличения годового слоя осадков, для р. Оки наблюдается обратная картина. Данное явление характеризует собой два основных типа речных бассейнов. В первом типе, к которому принадлежит бассейн р. Оки, испарение в силу определенного сочетания природных факторов лимитируется в каждом отдельном году наличием количеством влаги — осадками, и действительное испарение за год всегда меньше физически возможного. В годы с увеличенным количеством осадков увеличивается влажность почвы и фактическое испарение.

Во втором же типе бассейнов, куда относится р. Дальэльф, и при минимальном количестве годовых осадков имеется достаточная влажность почвы, вследствие чего физически возможная величина испарения, зависящая от климатических факторов, может проявляться полностью почти во все годы. В си-



Фиг. 19. Колебания годовой высоты осадков x , стока y и испарения z по годам для бассейна верховьев р. Оки.



Фиг. 20. Колебания годовой высоты осадков x , стока y и испарения z по годам для бассейна р. Дальэльф (Швеция).

лу этого при увеличении количества осадков действительная величина испарения почти не возрастает, так как она в данном случае лимитируется уже физически возможным испарением.

Указанные зависимости должны найти себе отражение и в стоке. На тех же графиках (фиг. 21 и 22) нанесены точки, характеризующие собой соотношение стока y и осадков x за каждый год и проведены «средненные» прямые.

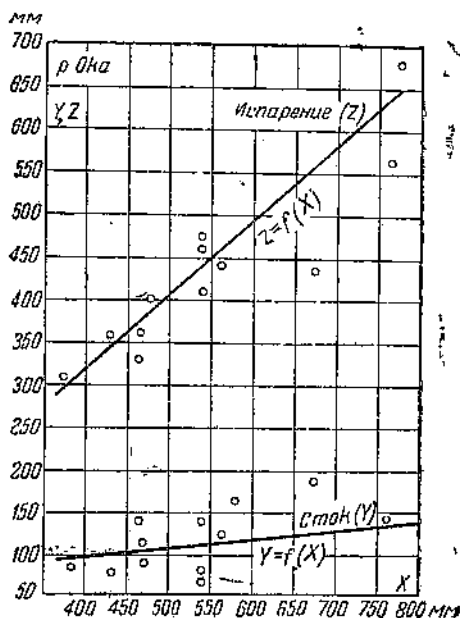
Как видно из фиг. 21, р. Ока в отношении стока весьма слабо реагирует на увеличение годового количества осадков: в соответствии со сказанным соответствующее приращение осадков идет главным образом на испарение (1-й тип бассейна). Для реки же Дальэльф (фиг. 22) имеется обратная картина — увеличение осадков идет главным образом на приращение стока.

На основании изложенного видно, что в зависимости от индивидуальных особенностей каждого года коэффициент стока и модуль годового стока также будут переменными величинами из года в год.

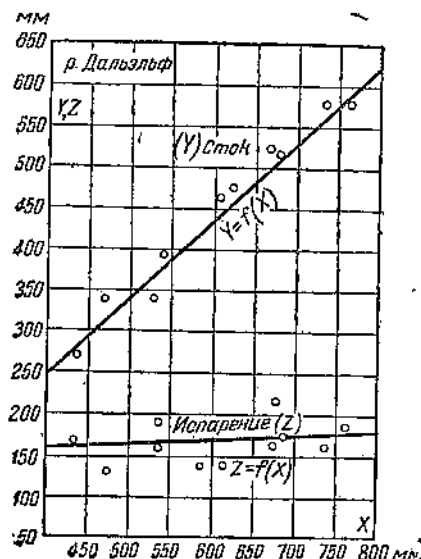
Основной метод изучения какой-либо реки заключается в длительном измерении на гидрометрических постах расходов реки и в последующем опреде-

лении стоков. Чем больше период наблюдений на данной реке, тем более изученной мы можем считать ее и тем вернее будут наши представления о ней.

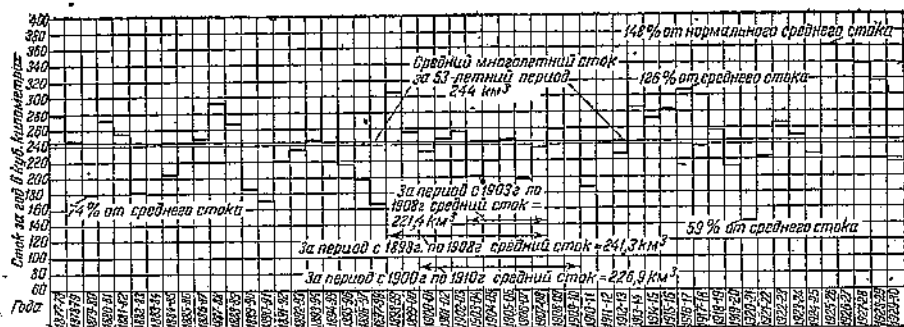
На фиг. 23 представлен график изменчивости годовых стоков р. Волги за период в 53 года. Среднегодовой сток на основании этого ряда



Фиг. 21. Зависимость высоты годового стока y и испарения z от высоты осадков x для ряда лет для бассейна верховьев р. Оки.



Фиг. 22. Зависимость высоты годового стока y и испарения z от высоты осадков x для ряда лет для бассейна р. Дальэльф (Швеция).



Фиг. 23. Колебания величины годового стока за 53-летний период для р. Волги.

наблюдений исчислен в 244 км^3 . Если же исходить при вычислении среднегодового стока из меньшего периода наблюдений, полученная величина будет отличаться от $244 \text{ км}^3/\text{год}$. Так, например, среднегодовой сток за 10 лет (1900—1910 гг.) составляет всего $226,9 \text{ км}^3$.

В силу этого возникает необходимость в организации соответствующих многолетних наблюдений на всех реках, использование водных ресурсов

Которых (в тех или иных целях) сможет осуществиться в ближайшие десятилетия.

В силу отсталости в царской России не уделялось должного внимания изучению рек; наблюдений велось лишь на весьма незначительном числе рек, преимущественно на крупных судоходных артериях.

Ввиду этого в данное время по многим рекам, расположенным главным образом на периферии и представляющим интерес с точки зрения использования гидроэнергии, мы не имеем достаточно большого периода наблюдений; это отражается на точности оценки водных ресурсов, а следовательно, и на проектах гидроустановок.

Широкое и планомерное изучение рек началось лишь после Октябрьской революции в связи с общим подъемом и развитием народного хозяйства.

В настоящее время имеется весьма широкая сеть гидрометрических и метеорологических станций и водомерных постов, находящихся в ведении специального Управления гидрометеорологической службы.

Перейдем теперь к рассмотрению изменчивости расходов воды в реке в течение года.

На основании изложенного на стр. 28 можно заключить, что расходы воды в течение года на каком-либо створе также должны быть переменными, причем колебания расходов будут являться следствием изменения метеорологических факторов на протяжении года: осадков, температур, ветров и т. д. Помимо этого характер колебания расходов в году будет зависеть от природных условий (рельеф местности, почвы, растительность и т. д.) бассейна данного створа.

Таким образом каждому сочетанию климатических факторов и характеристик природных условий бассейна будет отвечать свой график изменения расходов воды в течение года. А так как климатические и природные условия на земной поверхности весьма разнообразны, то каждой данной реке будет отвечать свой характер колебания расходов в году.

Колебания метеорологических факторов и их последовательность в течение года обуславливают собой климат данного района, который является постоянным. Точно так же постоянными являются и природные условия площади бассейна. В связи с этим, очевидно, и характер изменения расходов в течение года должен оставаться постоянным для всех лет.

Некоторые метеорологические факторы (осадки, температура), изменяясь в основном в соответствии с климатом данного места, все же могут иметь в разные годы различные хронологические даты своего наступления и различную интенсивность. Так, например, в условиях среднеазиатской части СССР таяние снега, приходящееся всегда на начало весны, может в отдельные годы наступать или в начале апреля или в конце марта.

Так как эти обстоятельства оказывают влияние на хронологическое распределение стока в течение года, то при сохранении общего характера изменения расходов воды в течение года хронологические графики расходов воды за отдельные годы будут все же отличаться между собой некоторыми индивидуальностями.

Как видно из графика фиг. 24, при колебании величины годовых стоков р. Колорадо от 14,4 до 20,7 км³ характер годового гидрографа на протяжении пяти лет сохраняется почти постоянным: наименьшие расходы соответствуют периоду август — март, наибольшие расходы проходят в начале июня и т. д. Вместе с тем из фиг. 24 видно, что каждый отдельный год все же обладает своей индивидуальностью.

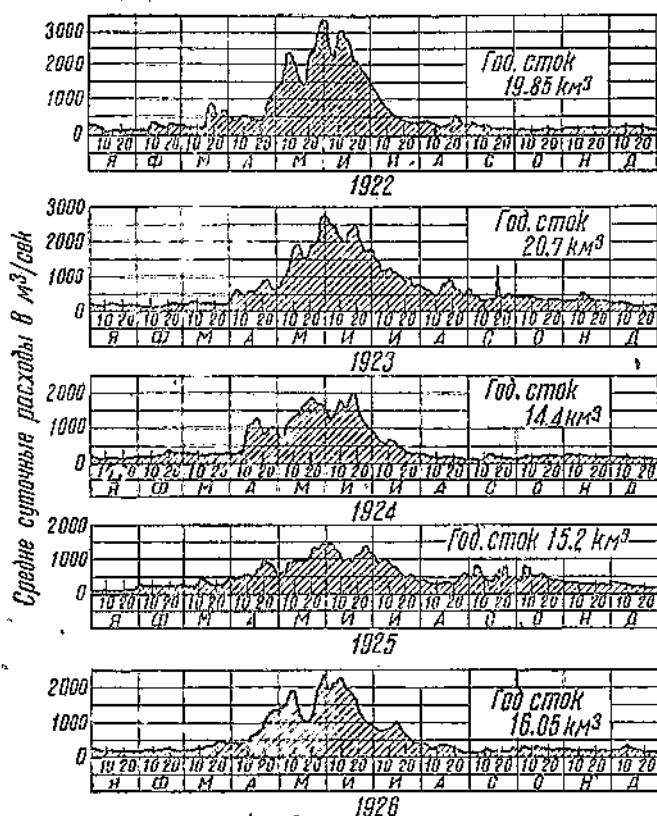
Резюмируя изложенное, устанавливаем следующее: 1) в зависимости от расположения бассейна на земной поверхности наблюдаются различные среднеемноголетние характеристики стока; 2) величина годового стока какой-либо реки изменяется по годам; 3) графики расходов за разные годы на данной реке неодинаковы, но имеют качественно примерно идентичную конфигурацию.

9. Характерные типы рек по питанию

Наибольший интерес с точки зрения использования водной энергии имеет характер изменения расходов в течение года, ибо, как это было указано в § 4, этим предопределяется и изменчивость мощности гидроустановки.

Характер изменения расходов в течение года определяется, как это было указано выше, климатом и природными условиями бассейна реки. Эти факторы обуславливают собой то или иное поступление воды с бассейна в русло реки, т. е. питание реки.

Классификация рек с точки зрения их питания впервые была произведена русским ученым Воейковым. Им были установлены девять типов рек в зависимости от источников питания реки и размещения периода повышенных расходов.



Фиг. 24. Годовые графики расходов р. Колорадо (США) за пять лет.

дов внутри года. В дальнейшем рядом исследователей были предложены иные классификации¹.

Рассмотрим главные, наиболее часто встречающиеся в нашей стране, типы рек, имеющие отношение к использованию водной энергии.

В первую очередь осветим особенности годового режима расходов рек, протекающих в средневропейской части СССР в условиях равнины (фиг. 25, р. Волга).

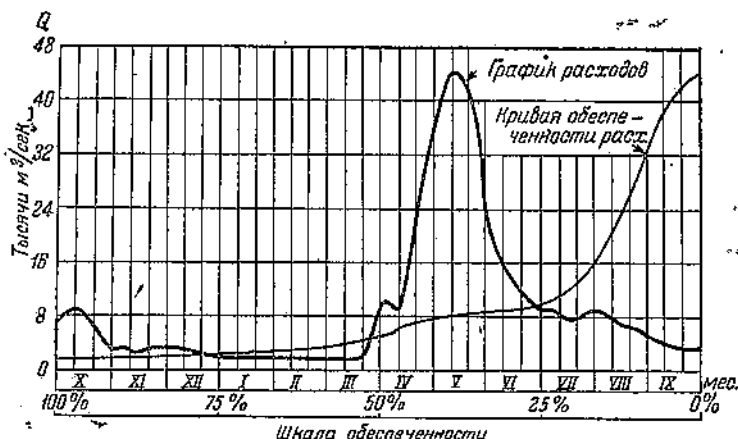
Основной особенностью режима рек рассматриваемого типа являются весьма низкие расходы за осенне-зимний период и значительное увеличение расходов весной с последующим спадом расходов к лету. В течение лета расходы все же значительно больше зимних.

¹ Одно из последних предложений, весьма обстоятельное и систематическое, внесено Львовичем, (Опыт классификации рек СССР. Труды Государственного гидрологического института, вып. 6, 1938 г.).

Причина такого колебания расходов лежит в климатических и рельефных условиях бассейна. Разберем, как изменяется питание реки в течение года, начиная с осени — октября-ноября месяца.

С установлением отрицательных температур осадки выпадают на землю главным образом в виде снега, и непосредственное просачивание осадков в почву становится невозможным. Помимо этого следствием мороза является и промерзание верхних слоев почвы, которое также препятствует какому либо непосредственному пополнению грунтовых вод за счет поверхностных осадков.

Из изложенного видно, что с началом холодов осадки не могут ни стекать по поверхности земли в русла рек, ни просачиваться в землю. Очевидно, что за осенне-зимний период года должно происходить постепенное накопление осадков на поверхности земли в виде снега и льда.



Фиг. 25. График расходов и кривая обеспеченности р. Волги за 1908—1909 гидрологический год.

В течение зимнего периода река не имеет никакого питания от осадков, выпадающих за данный же период, и сток реки может поддерживаться лишь за счет поступления в русло реки подземных вод. Так как это питание является незначительным, то следовательно, и расходы воды должны быть малыми. Вода, поступающая в реку в зимний период, выпала на поверхность бассейна в виде осадков, очевидно, значительно раньше — летом или весной. Таким образом зимний сток обусловлен количеством осадков, полученным бассейном за предыдущие месяцы.

Одной из особенностей зимнего стока является его равномерность, обусловленная подземным питанием. Зимние расходы колеблются в течение зимы весьма незначительно при общем снижении к весне.

Данный период в жизни реки называется осенне-зимней или зимней меженью.

С наступлением весны в результате повышения температуры река освобождается от ледового покрова¹, кроме того происходит интенсивное таяние снегового покрова. Талые воды стекают по поверхности земли и, так как верхние слои грунта находятся еще в замерзшем состоянии, в основной своей части попадают в реку.

Таким образом за сравнительно короткий срок, в течение весны и начала лета, в реку стекает основная часть осадков осени и зимы.

Данное явление носит название весеннего половодья, а увеличенные расходы называются паводком.

Если в период интенсивного таяния снега будут идти осадки — дожди, то расходы в реке будут иметь дополнительные пики.

¹ Явления, происходящие при этом, описаны в § 12.

Описываемый тип рек характеризуется тем, что основная часть годового стока проходит в течение весеннего половодья. Хронологически начало половодья связано с наступлением весны и в условиях средневропейской части СССР наблюдается в апреле или начале мая.

Спад расходов в конце половодья происходит постепенно, и река переходит на новый режим, соответствующий как подземному, так и поверхностному питанию, но уже за счет осадков, выпадающих в данный период года.

Летом благодаря развитию растительности и увеличенным температурам испарение проявляется в большей степени, и поэтому в реку стекает незначительная часть выпавших осадков. Подземное питание в этот период происходит за счет стока подземных вод, запас которых за весну в значительной мере увеличился.

В течение лета расходы в реке уменьшаются, что связано с постоянно уменьшающимся подземным питанием (за счет истощения запаса подземной воды), и если не наблюдается достаточного количества осадков, река переходит на режим значительно уменьшившихся расходов — летнюю межень.

Осенью величина испарения понижается, деятельность растительного покрова ослабевает, и поэтому при наличии дождей в реке могут наблюдаться отдельные пики расходов. Последние носят название 'осенних дождевых паводков'. За этот же период может произойти и некоторое увеличение запаса грунтовых вод. После наступления холодов река покрывается льдом, расходы уменьшаются, и начинается новый период осенне-зимней межени.

Обычно максимальный пропускаемый через гидроустановку расход устанавливается, исходя из обеспеченности в 2—6 месяцев в среднем году. В связи с этим паводковые расходы реки, превышающие пропускную способность гидроустановки, приходится сбрасывать помимо турбины. Таким образом сток за период паводка остается использованным не полностью. Чем паводок больше и чем продолжительность его меньше, тем большая часть паводкового стока остается неиспользованной.

Как видно из фиг. 25, расходы паводка намного превышают меженные расходы, а самая конфигурация паводка является достаточно «острой». Следовательно, реки данного типа по своему режиму не являются благоприятными для использования водной энергии, так как значительная часть стока реки, приходящаяся на период паводка, остается неиспользованной¹.

Чем более неравномерен режим реки и чем большая часть стока проходит за период весеннего половодья, тем меньшую часть стока реки можно использовать на гидроустановке.

Реки, обладающие подобным режимом, можно назвать реками равнинного типа.



Следующим типом рек, который мы рассмотрим, является река, преобладающая часть бассейна которой расположена в горах на высоких отметках (фиг. 26).

Данный тип рек, который можно назвать горным, характеризуется тем, что наибольшие расходы (паводок) приходится не на весну, а на середину лета. Кроме того увеличение расходов до максимума и их спад к осени происходит более плавно, чем в описанных реках равнинного типа.

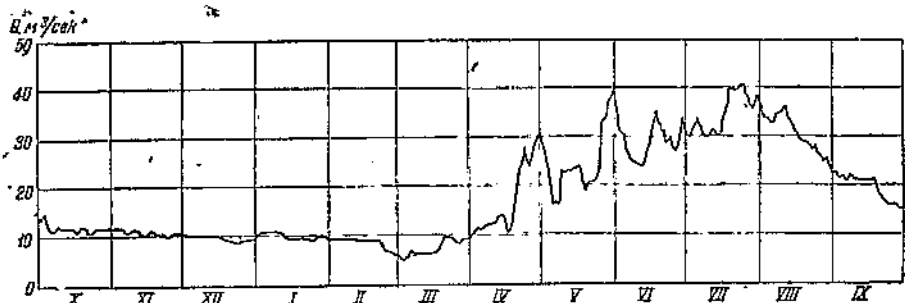
Сказанное выше в отношении зимнего питания рек равнинного типа остается в силе и для данного типа рек. Отличие же в характере изменения расходов весной и летом между равнинными и горными реками объясняется разницей в высотном расположении их бассейнов.

Так как бассейн горной реки лежит на высоких отметках, то ход температур в нем запаздывает по сравнению с равниной, а сами температуры ниже. Ввиду этого накопившиеся за зиму осадки в виде снега и льда не могут стаять за короткий отрезок времени — за весну, и процесс таяния растягивается на все лето.

¹ С целью улучшения использования стока осуществляется так называемое регулирование стока, изложенное в гл. V.

Если количество осадков весьма значительно, а высота бассейна велика, то полностью процесс таяния может закончиться лишь к началу осени. В этом случае график расходов в реке может получиться конформным с графиком изменения температур воздуха в бассейне реки.

Помимо указанного горные реки обладают еще одной особенностью. В горных местностях рельеф весьма сильно выражен, т. е. имеются весьма глубокие долины и высоко расположенные водоразделы с крутыми склонами к долинам. В силу этого поверхностный сток в реку выпадающих осадков весьма ускоряется. Характер грунта в горных районах в основном скалистый, т. е. малопроницаемый для воды. В силу этого выпадающие в жидком виде осадки в малой степени просачиваются в грунт, а наоборот, быстро стекают по скло-



Фиг. 26. График расходов реки горного типа (Средняя Азия).

нам в реку. Таким образом дожди вызывают в горных реках резкие повышения расходов, несущие характер пика.

Если рассмотреть бассейны, расположенные очень высоко, то в силу низких температур не все количество зимних осадков успевает стаять за лето. В течение времени таким образом будут накапливаться осадки в виде снега и появляются так называемые ледники. Последние весьма медленно сползают в нижерасположенные долины, где температура выше. В этих частях бассейна в течение лета происходит таяние ледника, и многолетний баланс влаги восстанавливается.

Режим расходов реки, питающейся от таяния ледников, почти в точности конформен графику температур.

Так как режим горных рек равномернее, чем режим равнинных рек, то реки горного типа более благоприятны с точки зрения полноты использования стока.

В СССР к горному типу рек относится большинство рек Средней Азии, а также верховые части рек, стекающих с Кавказского хребта, реки Алтая и т. д.

Если бассейн реки включает в себя части, расположенные на различных отметках, то наибольшая интенсивность таяния снега будет наступать в разное время: на нижерасположенных частях бассейна весной и в начале лета, на высоко расположенных — в середине лета. В результате максимум расходов может наступать не весной и не в середине лета, а в его начале. Так как помимо этого для горных рек большое значение имеют дожди, общий график расхода может получиться весьма порожным с наличием резких пиков.

Примером может служить график расходов, изображенный на фиг. 27.

Необходимо указать, что в зависимости от сочетания природных условий в бассейне горные реки могут иметь те или иные отклонения от описанного здесь режима, причем эти отклонения могут быть достаточно разнообразными.

Если бассейн реки для какого-либо створа включает в себе как горные районы (одна группа притоков), так и равнину (другая группа притоков), то режим расходов на данном створе, очевидно, будет отражать в себе особенности и одной и другой группы притоков. Так, например, на графике могут

получиться два максимума половодья, один — весенний, а другой — летний. Подобные реки можно отнести к смешанному типу.

Для иллюстрации сказанного в отношении питания равнинных и горных рек приводится фиг. 28.

В заключение остановимся еще на одном типе рек — реках, вытекающих из озер.

Расход воды таких рек определяется в основном режимом уровня в озере¹. Последний же определяется, с одной стороны, режимом расходов рек, впадающих в озеро, а с другой, режимом испарения в озере.

После весенних (или летних) паводков на реках, впадающих в озеро, горизонты в последнем повышаются; это повышение обусловлено накоплением в озере известного объема воды. Чем больше площадь озера, тем меньше повышение горизонта воды в нем при прочих равных условиях и тем больше будет так называемая аккумулярирующая способность озера.

В силу изложенного режим реки, вытекающей из озера, будет иметь идентичный характер с режимом рек, впадающих в озеро, но все амплитуды колебания расходов будут сглажены, т. е. тем большей степени, чем больше аккумулярирующая способность озера.

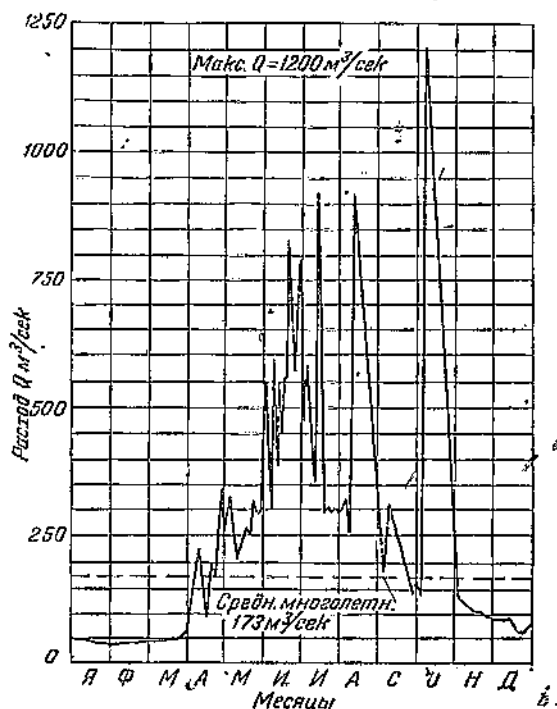
Если реки, впадающие в озеро, принадлежат к типу равнинных рек, как это имеет место для гидроторфа фиг. 29, то и река, вытекающая из озера, будет иметь свой максимум расходов весной; однако амплитуда колебания расходов в ней будет меньше, как видно, например, из сопоставления фиг. 29 и 25.

Почти полное зарегулирование стока (фиг. 30) наблюдается у р. Вуоксы; оно связано с большим аккумулярирующим влиянием озера Сайма, из которого вытекает р. Вуокса.

Очевидно, что данный тип рек — реки, вытекающие из озер, — с точки зрения использования водной энергии имеют наиболее благоприятный режим.

Приведенными графиками расходов исчерпываются наши основные типы рек, представляющие интерес с точки зрения использования водной энергии².

Отдельные наши конкретные реки могут быть отнесены либо к тому или



Фиг. 27. График расходов реки горного типа с наличием резкого "дождевого" пика.

¹ Исток таких рек образно можно себе представить в виде лотка, начинающегося из бака больших размеров. Горизонт воды в баке будет определять собой и расход в лотке.

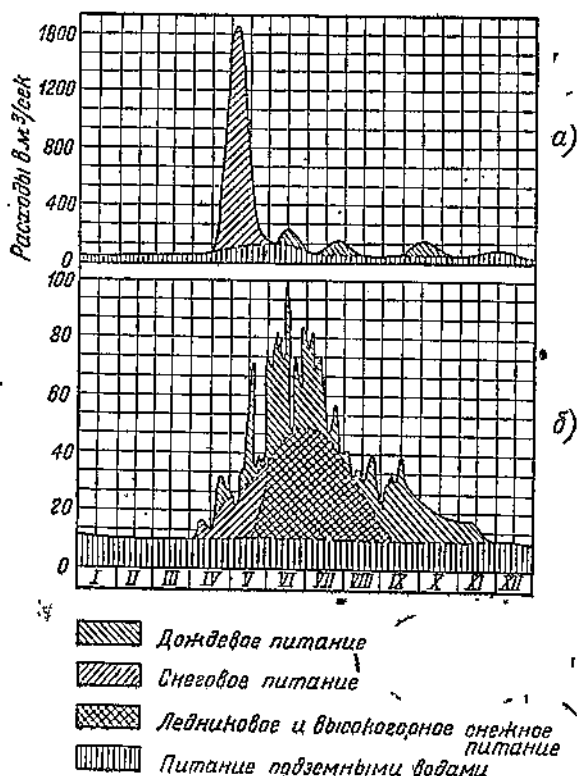
² Реки средней и особенно восточной части Сибири имеют несколько иной режим, который мы не затрагиваем.

инному из описанных здесь типов, либо могут заключать в себе в зависимости от природных условий бассейна характерные черты, свойственные нескольким типам рек.

В других странах — при отличных от наших климатических условиях — режимы рек, естественно, могут отличаться от описанных. Так, например, в соответствии с большим количеством зимних осадков и сравнительно высокими температурами зимы р. Шаннон (Ирландия) имеет паводки, приходящиеся на зимние месяцы (фиг. 31).

**
*

В силу отмеченных особенностей питания рек в ряде случаев рассматривают годовой цикл изменения расходов воды в реке, отнесенный не к календарному году, а к так называемому гидрологическому году.



Фиг. 28. Генезис источников питания рек.

а — равнинный тип; б — горный тип.

чению возрастает, и поэтому нижерасположенный створ будет обладать большим бассейном стока. В результате этого, как правило, наблюдается увеличение годового стока при передвижении вниз по течению реки.

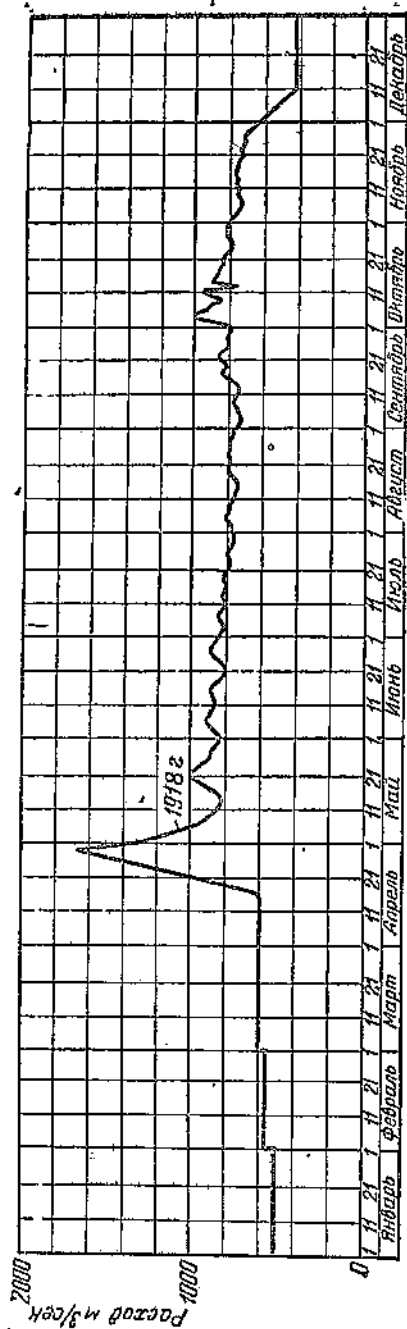
Исключением из этого являются лишь реки, протекающие в своих низовых частях по пустынным местностям, разбрасываемые полностью или в значительной своей части на орошение. В этом случае весь бассейн реки можно разделить на две части — верховую часть бассейна, расположенную обычно в горах или предгорьях, количество осадков в которой достаточно для питания реки, и низовую часть бассейна, в которой осадков настолько мало, что все они идут целиком на испарение, где никакого дополнительного питания река не имеет.

а) В начале гидрологического года принимается момент установления наиболее резкого изменения питания реки — переход на питание запасами грунтовой воды, т. е. период наступления осенне-зимней межени. В этом случае поверхностные осадки какого-либо гидрологического года будут в основном стекать по реке в том же гидрологическом году. Обратная картина имеется при рассмотрении календарного года: осадки последних 3 месяцев календарного года будут стекать по реке весной уже следующего года.

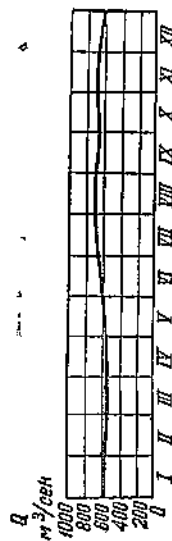
В наших условиях за начало гидрологического года обычно принимается 1 октября и, например, гидрологический 1945—1946 г. будет включать в себя три последних месяца 1945 г. и девять первых месяцев 1946 г.

10. Изменение стока по длине водотока. Понятие о водном кадастре

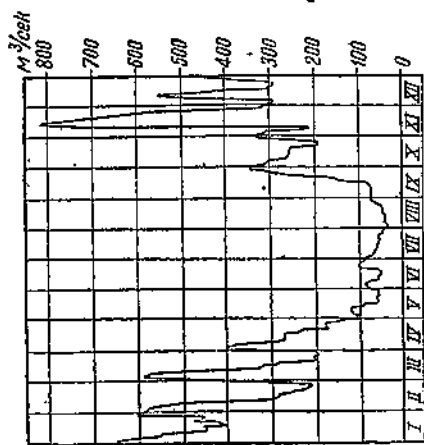
Как было показано в § 6, величина водосборной площади вниз по течению



Фиг. 29. График расходов реки, вытекающей из озера.



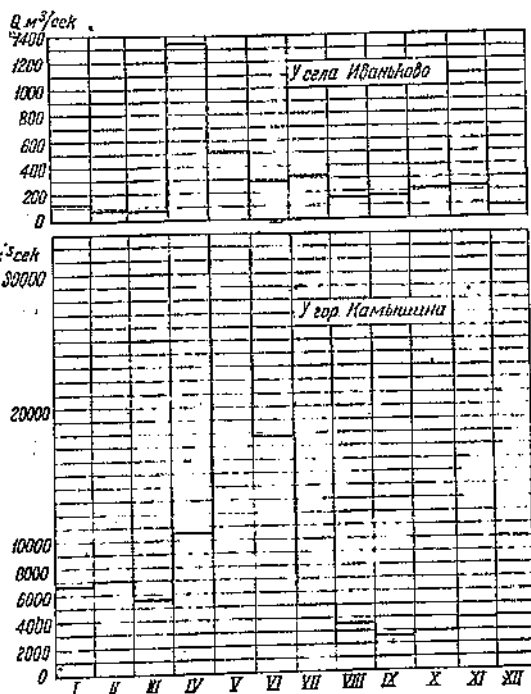
Фиг. 30. График средних месячных расходов реки с почти полностью зарегулированным стоком.



Фиг. 31. График расходов р. Шанон (Ирландия) за средний год.

Вследствие же разбора воды из реки на орошение в низовой части бассейна имеется даже уменьшение расходов вниз по течению.

Бассейны рек, имеющих значительную протяженность, обладают большой площадью и весьма часто располагаются в различных природных условиях, поэтому эти реки на отдельных участках своего протяжения имеют различные



Фиг. 32. Сопоставление среднеемсячных расходов р. Волги за 1911 г. у сел. Иваньково (верховья реки) у г. Камышина (низовое течение).

Если вся водосборная площадь реки находится примерно в одинаковых климатическо-географических условиях, то очевидно, характер питания реки повсюду одинаков и гидрографы двух створов, расположенных на водосборной площади, будут иметь однотипный характер. Так, например, если весь бассейн реки лежит в средневропейской части СССР, то режим реки на всех створах будет соответствовать разобранному в § 9 равнинному типу рек, т. е. половодье будет приходиться на начало весны.

Иллюстрацией этого служит фиг. 32 (р. Волга). Как видно из чертежа, характер гидрографов одинаков; разница между ними заключается лишь в значительно больших расходах (и стоке) для створа у г. Камышина и в некотором сдвигении максимума расходов. Последнее объясняется тем, что для передвижения расходов воды вниз по течению необходимо известное время.

Описанная картина, очевидно, не будет действительной для рек, для которых природные и метеорологические условия значительно меняются вдоль по течению. В данных условиях вполне возможна картина, когда по верхнему створам питание реки будет происходить по одному типу, а по низовым — по другому типу; следовательно, помимо общего увеличения стока вниз по течению будет также меняться и характер гидрографов реки.

В качестве примера разберем р. Рейн на четырех створах (фиг. 33). Гидрограф *a* характеризуется поздним весенним пиком и увеличенными летними

величины слоя осадков и коэффициентов стока, а следовательно, и неодинаковые по длине водотока модули стока. Наиболее часто в действительности наблюдается постепенное уменьшение модуля стока с продвижением вниз по течению реки. В этом случае, очевидно, годовые стоки двух створов не будут пропорциональны соответствующим водосборным площадям.

В силу изложенного, изучение, наблюдения и обработка гидрологических материалов по какой-либо реке должны быть приурочены не только к координате времени, но и к координате протяжения водотока, т. е. к вполне определенному створу на данной реке. Рассмотрим вопрос об изменении характера годового графика расходов в зависимости от расположения створа на данной реке.

Режимы изменения годовых расходов на створах, расположенных на протяжении реки, определяются природными и метеорологическими условиями на площади бассейнов, соответствующих створам.

расходами за счет таяния снега на больших высотах. Кроме того характерны незначительные пики дождевых паводков.

На гидрографе б влияние озера сказалось в весьма сильном выравнивании амплитуд колебаний расхода; сток за счет увеличения площади бассейна увеличился, но характер графика остался прежним.

На гидрографе в сток реки значительно увеличивается; неравномерность расходов по сравнению с гидрографом б возрастает, максимум расходов приходится на июль месяц.

На гидрографе г вследствие впадения ряда притоков с бассейнами, расположенными в равнинных условиях, помимо общего значительного увеличения стока меняется и характер расходов, появляются значительные зимние и ранние весенние паводки за счет таяния льда стока зимних осадков, связанные с зимними оттепелями и дождями.

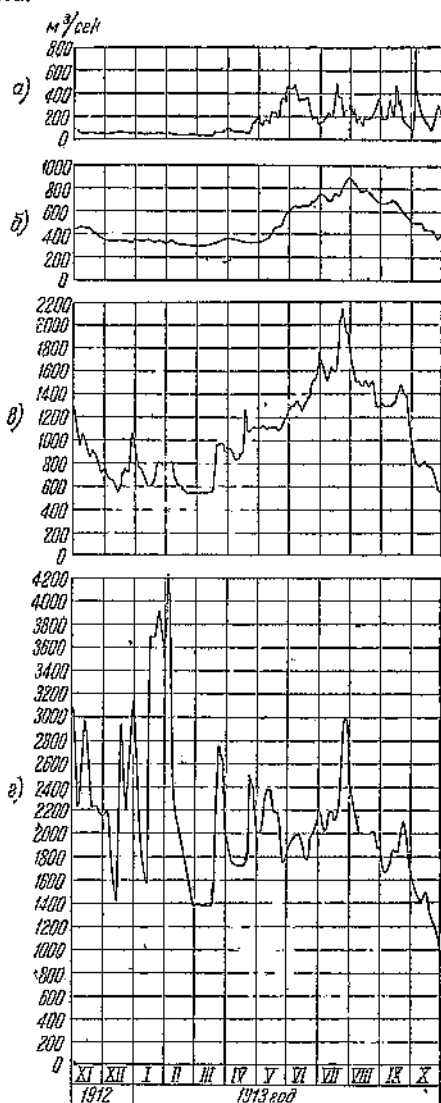
*1

Для наглядного выявления изменений величины стока реки по ее длине обычно применяют специальные графики, являющиеся составной частью так называемого водного кадастра (фиг. 34).

На таких графиках наносится, во-первых, продольный профиль по реке в искаженном масштабе¹. Осью абсцисс является длина водотока. Из данного профиля выявляется падение реки на отдельных участках и, следовательно, их уклоны.

В дальнейшем на график в особом вертикальном масштабе наносится кривая нарастания площади бассейна вдоль по реке. В месте впадения в рассматриваемую реку какого-либо притока линия площади бассейна имеет скачок вверх, соответствующий величине площади бассейна притока. На участке реки между впадениями притоков площадь бассейна нарастает плавно и обычно изображается наклонной прямой.

Для характеристики изменения водоносности реки вдоль по ее течению необходимо, очевидно, выбрать какой-либо определенный показатель, так как вводить в данный график дополнительный аргумент — время — не приходится. В качестве



Фиг. 33. Сопоставление расходов р. Рейн по четырем створам за 1912—1913 гидрологический год.

а — до впадения в Боденское озеро (Швейцария); б — ниже истока из Боденского озера; в — ниже впадения р. Аары; г — у г. Кобленца (Германия).

¹ Искривленным масштабом называется несоответствие вертикального и горизонтального масштабов длин. Для возможности рельефного изображения изменения уклонов вдоль по реке необходимо вертикальный масштаб сделать значительно крупнее горизонтального.

такого осредненного показателя чаще всего принимают либо годовой сток за какой-либо определенный год, либо среднегодовую величину стока.

В некоторых более редких случаях наносят на график также и изменения по длине водотока минимальных расходов или расходов, имеющих ту или иную обеспеченность в году. Стоки в отдельных створах реки можно получить по наблюдениям на соответствующих гидрометрических станциях, расположенных на реке.

Для построения на графике специальной кривой изменения стоков по длине можно на основании имеющихся гидрометрических данных определить величины модулей стока.

Интерполируя величины полученных модулей стока, можно получить графическую зависимость модулей стока от длины водотока. С помощью этой зависимости, а также кривой нарастания площади бассейна, можно построить непрерывную кривую нарастания стока по длине водотока.

Эта кривая будет иметь скачки, так же как и кривая нарастания бассейна, в местах впадения боковых притоков, так как в таких створах сток реки сразу увеличивается на величину стока притока.

График фиг. 34 помимо освещения изменчивости стока по длине реки может дать также полное представление о водноэнергетических ресурсах по длине водотока, ибо на графике имеются все необходимые для этого данные: сток, или расход, и падение реки на отдельных участках.

Для вычисления потенциальных ресурсов водной энергии какого-либо участка L (км) необходимо по продольному профилю, изображенному на графике, найти соответствующее падение реки H_p (м) на этом участке. Далее, по кривой нарастания стока необходимо найти для данного участка соответствующую величину стока и перевести ее в расход Q_p ¹.

После этого по формуле (2) или (3) можем определять запасы водной энергии на данном участке N_p в л. с. или квт. Так как определяются потенциальные энергоресурсы, то к. ш. д. принимается равным единице. Действительная мощность гидроустановок будет всегда несколько меньше, чем потенциальные энергоресурсы.

Поскольку вычисленная величина мощности связана с длиной участка, то с точки зрения оценки и сравнения энергоресурсов реки в отдельных ее местах целесообразно ввести понятие об удельной мощности реки на данном участке или о так называемой километрической мощности $N_{км}$.

Для определения последней достаточно разделить мощность какого-либо участка на его длину в км:

$$N_{км} = \frac{N_p}{L} = \frac{\gamma Q_p \cdot H_p}{75 \cdot L} = 13,83 \cdot \frac{Q_p \cdot H_p}{L} \text{ л. с./км.} \quad (17)$$

Размерность километрической мощности $N_{км}$ — л. с. на 1 км или квт на 1 км.

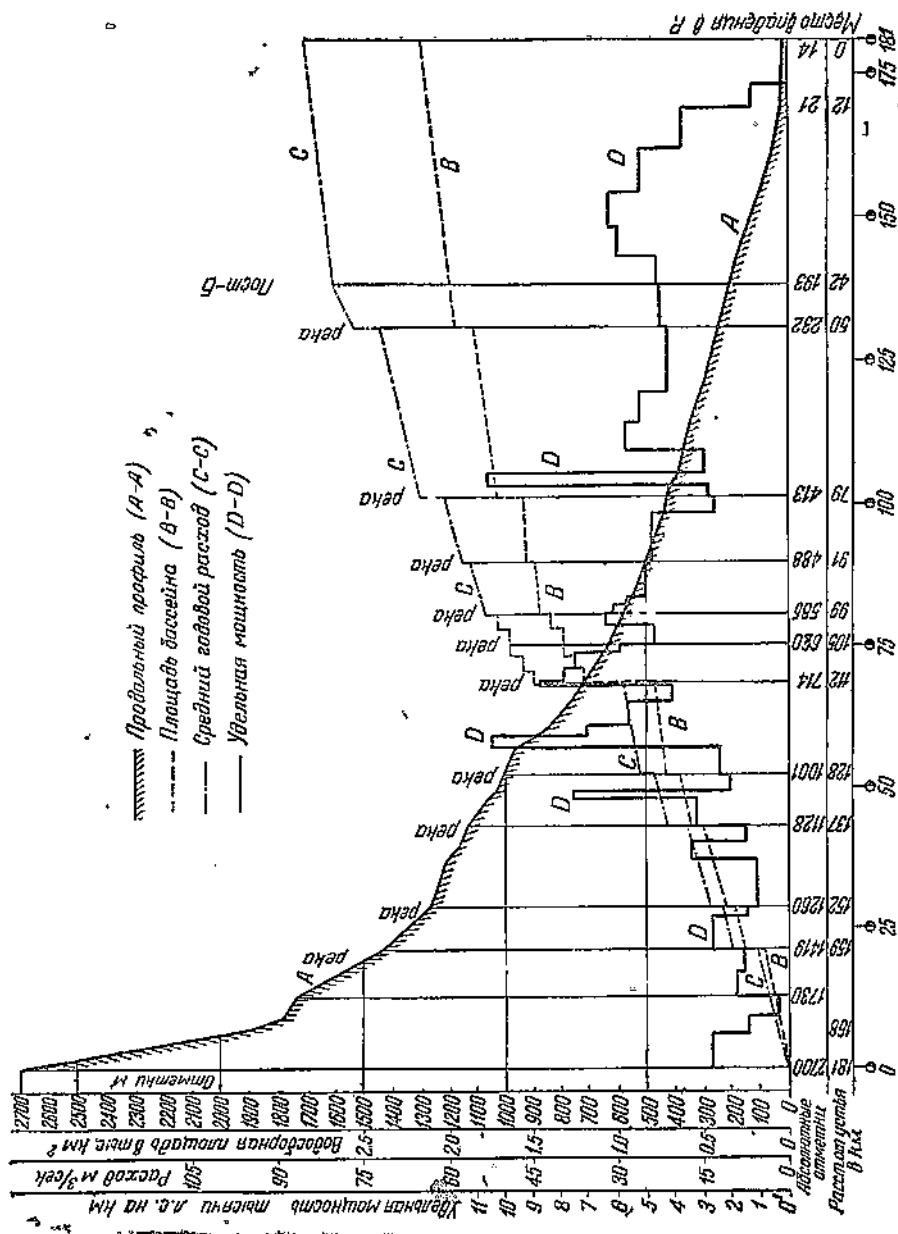
Определив километрическую мощность по отдельным участкам реки, можно нанести их в соответствующем масштабе и получить график изменения километрической мощности по длине реки. Такая кривая также нанесена на фиг. 34.

Просуммировав мощности по отдельным участкам реки, получим полную мощность всего водотока.

Выявление и подсчет запасов водной энергии водотоков являются одной из задач так называемого водного кадастра, представляющего собой систематизированные сведения, с приведением соответствующих характеристик по всем водным ресурсам страны.

Кадастровые данные по водным ресурсам нашей страны необходимы как для общей ориентировки, так и главное для возможности планового и целесообразного использования их в интересах народного хозяйства.

¹ В зависимости от того, какой расход будет взят, определяется и величина потенциальных энергоресурсов. В большинстве случаев для данной цели принято брать расходы среднегодовые или имеющие обеспеченность (см. § 14) в 50%.



Фиг. 34. Продольный профиль, графики нарастания площади бассейна и стока и кадастровый график удельной мощности горной реки.

К работам по составлению водного кадастра СССР приступлено с конца 1931 г.¹

График, приведенный на фиг. 34 и дающий в наглядной форме представление о водноэнергетических ресурсах данного водотока, называется часто кадастровым графиком водотока.

Как видно из графика фиг. 34, наибольшая километрическая мощность наблюдается на отдельных участках водотока в тех местах, где имеются значительные расходы и падения.

В верхней части реки километрическая мощность сравнительно невелика, несмотря на значительные падения, ибо отсутствуют большие расходы.

В низовых частях реки, наоборот, значительно возросшим расходам соответствуют малые падения, и километрическая мощность также уменьшается.

Наличие соответствующего кадастрового графика позволяет найти на реке участок с наибольшей километрической мощностью, водноэнергетические ресурсы которого желательно использовать в первую очередь.

Необходимо, однако, подчеркнуть, что кадастровый график дает зависимость от длины лишь усредненного показателя, каким является сток или средний годовой расход. Изменяемость расходов во времени, являющаяся с точки зрения использования водных ресурсов весьма важной характеристикой, не находит себе отражения в кадастровом графике², поэтому для полного представления о водных ресурсах реки в дополнение к кадастровому графику необходимо иметь еще гидрографы реки на характерных створах.

II. Максимальные расходы

Помимо распределения расходов в году и годового стока, являющихся основными элементами, большой практический интерес представляют собой также максимальные расходы воды.

В большинстве случаев мы не можем использовать на гидроустановках годовой сток полностью, так как расходы в течение года распределены неравномерно, а пропускная способность турбин и гидроустановки в целом лимитированы соответствующими размерами. Таким образом при паводках значительную часть расхода воды, превосходящую пропускную способность гидроустановки, приходится сбрасывать без использования из верхнего бьефа в нижний.

Пропуск сбрасываемых паводковых расходов совершается или через специальные отверстия в плотинах (закрываемых в обычное время шитами) или через специальные сооружения — водосбросы.

Так как сбрасываемая в нижний бьеф вода переходит на более низкие отметки и, следовательно, имеет известное падение, то при сбросе паводковых расходов проявляется значительная мощность, величина которой определяется формулами (2) и (3). Данная мощность является вредной, так как она не используется в машинах, а вызывает значительные скорости, завихрения, валы и стремится размыть русло реки в нижнем бьефе, а также подмыть водосбросные сооружения. Ввиду этого сброс паводковых расходов в нижний бьеф требует специальных сооружений, а также соответствующего крепления русла реки в нижнем бьефе непосредственно за сооружениями.

Последние, очевидно, должны быть рассчитаны и проверены на устойчивость и прочность в отношении самого большого расхода, сбрасываемого в нижний бьеф, который когда-либо может наблюдаться.

В самом деле, если паводочный расход реки превышает пропускную способность плотины или водосбросов, то горизонт в верхнем бьефе из-за его заплот-

¹ Предварительные данные о водноэнергетических ресурсах СССР опубликованы в работе: «Атлас энергоресурсов СССР», т. I, ч. III, Водноэнергетические ресурсы, Энергоиздат, 1935 г.; следующие уточнения — в работе «Энергоресурсы СССР», т. II, Академия наук СССР, 1938 г.

² Для восполнения этого пробела в некоторых случаях вычисляют также энергоресурсы, исходя из минимального расхода, являющего обеспеченность в 95%. Дальнейшие уточнения водного кадастра дают так называемые водноэнергетические схемы — ВЭС'ы (гл. VII).

ления будет расти. Это превышение горизонта над расчетной отметкой может привести к переливу воды через подпорные сооружения в тех местах, которые для этого не предназначены. Значительные мощности при переливе, а также отсутствие надлежащих креплений в местах перелива могут повести к подмыву и затем обрушению сооружений, осуществляющих подпор, т. е. к катастрофе на данной гидростанции.

Необходимо указать также, что прорыв плотины, осуществлявшей подпор, является обычно причиной разрушения и сооружений, расположенных ниже по течению в долине реки: мостов, дорог, других плотин и т. д., так как по реке вниз идет огромная волна большой разрушительной силы¹.

В силу всего сказанного при проектировании гидроустановки или плотины необходимо знать возможную максимальную величину расхода воды.

Как было выявлено в § 8 и 9, величина расходов воды в реке меняется в зависимости от изменения метеорологических факторов в течение года и от природных условий бассейна реки. Эти же причины являются основными в отношении максимального расхода.

При небольших площадях водосбора (до 50 км²) максимальный расход обуславливается обычно ливнями значительной интенсивности, прошедшими над данным бассейном, т. е. поверхностным стоком выпадающих осадков.

Такие паводки могут являться расчетными для некоторых мелких гидроустановок (непромышленного значения), расположенных на малых реках (с малыми площадями водосборов).

При значительных площадях бассейна (сюда практически относятся все наши реки, пригодные для промышленного использования гидроэнергии) максимальные расходы связаны с тем периодом года, в котором обычно проходят паводки; для рек равнинного типа этим периодом является весна — весеннее половодье.

Дождевые паводки в этом случае не могут дать максимальных расходов, так как линии большой интенсивности не могут давать одновременно больших осадков на значительной территории. Кроме того при значительной площади водосбора время добегания воды с различных точек бассейна до рассматриваемого створа неодинаково, и поэтому максимальные расходы, идущие по притокам, не будут суммироваться, и паводок на главной реке будет «распластанным», т. е. будет иметь большую длительность и меньшую амплитуду.

Увеличению расходов весеннего паводка на реках равнинного типа будут способствовать следующие главные обстоятельства: значительное количество зимних осадков, отсутствие оттепелей в течение зимы, промерзание верхнего слоя почвы осенью до выпадения снега, резкое и сильное повышение температуры весной и прохождение сильных весенних дождей.

Как видно из этого перечня, на величину паводкового расхода оказывает влияние ряд факторов; установить их влияние в отдельности на величину максимального расхода мы пока не можем. Между тем, для расчета водосбросных сооружений необходимо знать максимальный возможный расход, т. е. расход, который за данный период наблюденный хотя и не зарегистрирован, но который когда-либо все же сможет иметь место.

Величина паводка зависит от того, каким образом сложатся в каком-либо году указанные выше факторы; если сочетание факторов будет неблагоприятным, величина расхода будет значительной; если основные факторы сложатся благоприятно, весенний паводок может иметь небольшую величину; наконец, если одни факторы сложатся благоприятным образом, а другие неблагоприятным, может получиться весенний паводок средней величины.

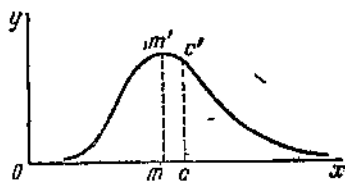
¹ Одна из последних значительных катастроф произошла в августе 1935 г. в Италии.

Вследствие перелива воды через гребень плотины Селла Зербино на р. Обра (гидроустановка Моляре) плотина была смыта. Ряд сооружений ниже по реке был снесен волной, образовавшейся от внезапного сброса водохранилища; помимо этого погибло более 100 человек. Перелив через плотину был вызван недостаточной пропускной способностью водосбросов, имевших возможность сбрасывать 800 м³/сек; максимум же паводка 1935 г., подлежавшего сбросу, превышал 2 000 м³/сек.

Таким образом установить максимальную величину паводка обычными гидрологическими приемами невозможно, и для разрешения этого вопроса необходим иной подход.

Отказавшись от рассмотрения влияния отдельных факторов на паводок, мы должны считать последний случайной величиной, т. е. величиной, которая определяется совокупностью ряда факторов, нам недостаточно известных и нами не изученных.

При такой постановке вопроса можно воспользоваться соответствующими методами математической статистики и теории вероятности, т. е. науками, изучающими случайные величины.



Фиг. 35. Кривая распределения Пирсона типа III.

Пусть мы имеем какую-либо величину, которая может принимать различные значения, определяемые комплексом факторов, не изученных нами. В таком случае можно считать, что данная величина может принимать различные случайные значения.

В теории вероятностей и математической статистике подвергнуты изучению ряды значений, которые может принимать какая-либо рассматриваемая «случайная» величина. На основании статистического материала и математического анализа были установлены некоторые закономерности данных рядов. Именно,

было найдено, что ряды значений соответствуют некоторым «кривым распределения», связывающим величину отклонения какого-либо значения от среднего для всего ряда с вероятностью или частотой его появления.

Для различных рядов были установлены и найдены аналитические зависимости нескольких типов кривых распределения.

Рядом исследователей было показано, что в отношении рядов гидрологических величин наиболее подходящей является кривая распределения III типа (фиг. 35).

По оси абсцисс x отложены отдельные значения, которые может принимать исследуемая величина. По вертикали в масштабе оси y над каждым значением величины отложены вероятности или частоты появления данного значения.

Из чертежа видно, что наибольшее количество раз встречалось значение исследуемой величины, равное Om ; соответствующая ордината mm' выражает частоту или вероятность появления значения Om . Значения исследуемой величины, меньшие Om , встречаются реже; чем больше отклоняется значение величины от Om , тем меньше вероятность или частота появления этого значения. То же самое имеет место и для значений величины, превышающих Om .

Среднее арифметическое из всех значений данной величины определяется отрезком Os —абсциссой центра тяжести фигуры, ограниченной кривой распределения и осью абсцисс. Вероятность среднего арифметического значения представляется ординатой ss' . Каждая конкретная кривая распределения определяется тремя следующими параметрами:

1. Среднеарифметическим значением исследуемой величины— x_{cp} .

2. Коэффициентом вариации— C_v , дающим характеристику разбросанности отдельных значений величины x_i в отношении x_{cp} и определяемым по формуле

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum (x_i - \bar{x})^2}{n - 1}} \quad (18)$$

Здесь $K = \frac{x_i}{x_{cp}}$ —так называемый модульный коэффициент; n —число отдельных значений исследуемой величины.

3. Коэффициентом асимметрии— C_s , характеризующим собой симметричность обеих ветвей кривой в отношении ее вершины.

Смысл применения данного рассмотрения к определению максимального паводка заключается в следующем.

Пусть на основании некоторого периода наблюдений установлены отдельные значения максимального расхода по годам. В таком случае мы имеем ряд значений величины максимального паводка.

На основании имеющихся значений подсчитываются величины x_{cp} , C_v и C_s , следовательно, определяются параметры кривой распределения исследуемого нами ряда. При помощи этих параметров можно построить и самую кривую распределения и ее интеграл — кривую обеспеченности или вероятности (фиг. 36).

По оси ординат отложены соответствующие возможные значения максимального паводка (или его модульного коэффициента K), а по оси абсцисс соответствующая им обеспеченность, выраженная в процентах.

Чем меньшее значение паводка мы возьмем, тем большее число лет из ста будут наблюдаться паводки, равные или большие принятого значения.

Наоборот, паводки очень большие будут иметь малую обеспеченность и, следовательно, меньшую вероятность их появления.

Имея построенную конкретную кривую обеспеченности для величины максимального паводка, можно задаться определенной обеспеченностью, или вероятностью, и получить соответствующее значение величины паводка, которую и надо принять для проектирования водосбросных сооружений.

Таким образом на основании применения метода теории вероятности можно получить соответствующее значение максимального расхода с достаточным запасом, превосходящее паводки, замеренные за период наблюдений.

Необходимо отметить, что ввиду значительного приближения кривой обеспеченности к оси ординат для малых значений обеспеченности соответствующие значения расходов определяются по специальным таблицам.

На основании всего вышеизложенного видно, что абсолютно максимального паводка мы найти не можем; но при помощи описанного метода можно найти значение паводка, имеющего достаточно малую вероятность своего появления, т. е. дающего достаточную надежность для наших сооружений.

Чем больший период фактических наблюдений имеется на рассматриваемой реке, тем с большей точностью и надежностью определяются параметры кривой распределения x_{cp} , C_v и C_s и тем более вероятны будут и все наши выводы.

В гидрологии считают, что наличие наблюдений в течение 30—40 лет (т. е. 30—40 отдельных значений интересующей нас величины) дает достаточно определенную картину вариации исследуемой величины и позволяет вычислить достоверные значения параметров x_{cp} и C_v ¹.

Меньший срок наблюдений соответствует уже меньшей достоверности выводов, однако на практике определение максимального расчетного паводка по данному методу производят уже при наличии 8—10 лет наблюдений.

Для мелких, некапитальных, сооружений, встречающихся в составе мелких гидроустановок, имеющих незначительный срок службы (например, деревянных), разрушение которых не может вызвать катастрофических последствий ниже по реке, за расчетный паводок принимают значение, имеющее обеспеченность от 2 до 1%, т. е. вероятность появления один раз в 50 или 100 лет.

Для индустриальных, крупных, сооружений обеспеченность максимального расхода понижается до 0,1%, что соответствует вероятности появления один раз в 1 000 лет.

Наконец, для сооружений исключительного масштаба, разрушение которых грозит катастрофой, и для всей ниже расположенной долины реки вероятность максимального паводка может назначаться один раз в 10 000 лет.

В известных случаях в зависимости от местных условий можно вместо пропуска всего паводка в нижний бьеф произвести частичное аккумулялирование его



Фиг. 36. Кривая обеспеченности или вероятности

¹ Для параметра C_s требуется более длительный период наблюдений — порядка 100 лет. Ввиду этого практически величина C_s принимается в расчетах ориентировочно.

в верхнем бьефе, для чего необходимо иметь в нем соответствующий запасный объем. В этом случае расчеты величины паводка необходимы для намечения требуемого объема, водосбросные же сооружения могут быть рассчитаны на меньший расход.

Необходимо отметить, что применение данной теории может установить лишь вероятность появления того или иного значения интересующей нас величины, но не хронологическую дату—год его наступления. Таким образом паводок, имеющий вероятность один раз в 100 лет, может, например, наступить в один из первых годов эксплуатации станции.

Указанный метод теории вероятностей, применение которого позволяет нам производить экстраполирование действительно наблюдаемых амплитуд колебания какой-либо величины, может быть применен, вообще говоря, не только к максимальному расходу, но и к любой другой переменной величине.

В некоторых случаях этот метод применяется, например, для установления возможных амплитуд колебания годового стока реки. Это представляет особый интерес в отношении минимального возможного годового стока, могущего лимитировать тех или иных потребителей воды.

12. Ледовые условия рек

В силу климатических условий большая часть рек территории СССР имеет особые условия зимнего режима, связанные с образованием льда. Поскольку использование стока реки для целей выработки гидроэнергии, естественно, не прекращается и зимой, постольку зимние условия также должны быть подвергнуты краткому рассмотрению.

Проследим наступление и ход зимнего режима на реках, протекающих в климатических условиях средней полосы европейской части СССР.

С наступлением отрицательных температур воздуха начинается постепенно охлаждаться в поверхностных слоях и вода. Так как при охлаждении воды плотность ее (вес единицы объема) увеличивается, то происходит перемешивание («конвекция») воды и охлаждение проникает на всю толщу воды.

При 4°C вода, как известно, имеет максимальную плотность и при дальнейшем охлаждении вес единицы объема воды уменьшается, поэтому в стоячих водоемах (теоретически) при отнятии теплоты с поверхности после охлаждения всей толщи воды до 4°C поверхностный слой воды не будет опускаться вниз, а будет оставаться на поверхности, как имеющий меньшую плотность.

При дальнейшем охлаждении поверхностного слоя воды до 0°C и после отнятия скрытой теплоты льдообразования (80 кал/г) на поверхности воды образуется ледовый покров. Нижние же слои воды в водоеме будут иметь положительные температуры.

За счет продолжающегося теплоизлучения в дальнейшем будет продолжаться охлаждение воды под льдом, и толщина льда будет нарастать. Однако при этом лед и лежащий на нем снежный покров (особенно последний) будут играть роль термоизоляции и охлаждение воды в этот период будет продолжаться гораздо медленнее.

Эта же картина в основном будет наблюдаться и в текущих водах — реках; разница будет лишь в том, что турбулентность движения воды в реке будет как бы перемешивать воду, в результате чего образование поверхностного ледового покрова будет происходить медленнее и он установится (хронологически) позже.

В реках первоначально образуется тонкая корочка льда в местах медленного течения, у берегов («заберега»), на поверхности появляются отдельные кристаллы льда, смерзающиеся в небольшие комочки. В дальнейшем величина отдельных кусков льда начинает возрастать и он плывет вниз по течению на поверхности воды.

Этот момент в жизни реки носит название осеннего ледохода.

В дальнейшем в местах наиболее медленного течения начинается скопление льда, смерзание его в один массив и устанавливается ледовый поверхностный покров. Вслед за этим довольно быстро образуется ледозой покров и на всем вышерасположенном участке реки.

Период, соответствующий поверхностному ледовому покрову, носит название ледостава. Начало периода ледостава приходится в средних широтах европейской части СССР на ноябрь.

С момента установления ледового покрова гидравлические условия протекания воды изменяются (добавляется трение о лед), и для пропуски какого-либо расхода необходимо большее наполнение русла, чем в условиях открытого русла. В силу этого кривая связи горизонтов и расходов, установленная для данного створа при свободном русле, уже недействительна, и для зимнего режима должна быть построена своя зависимость. На фиг. 15 зимняя кривая показана пунктиром (кривая б).

Весной в связи с общим потеплением происходит весенний ледоход, являющийся весьма важным моментом в жизни реки, после чего река переходит снова на режим открытого русла.

В зависимости от местных природных условий бассейна реки весенний ледоход может проходить либо спокойно, либо с резкими изменениями горизонта и заторами льда, т. е. имеются два основных типа начала ледохода.

В первом случае под влиянием увеличения температур лед оттаивает от берега и становится более рыхлым; при некотором увеличении расхода воды в реке лед разламывается на отдельные куски и сносится водой вниз по течению.

Во втором случае разрушение целостного ледового покрова происходит от увеличения расхода воды в реке подо льдом: лед как бы взламывается напором воды, будучи еще крепким и плотным. Для последнего, очевидно, необходимо, чтобы в рассматриваемом створе метеорологические условия к началу ледохода продолжали оставаться зимними. Первый тип начала весеннего ледохода, очевидно, соответствует более раннему потеплению в низовой части бассейна по сравнению с вышерасположенными частями бассейна.

Если же потепление начинается сначала в верховых частях бассейна, то ледоход будет соответствовать второму типу, и на створах, расположенных в низовой части бассейна реки, могут образоваться значительные ледовые заторы, связанные с приносом льдин из верховых частей бассейна.

Очевидно, что реки, текущие с севера на юг, в основном должны иметь первый тип ледохода, а реки, текущие с юга на север, — второй.

Условия ледохода в каком-либо створе могут в значительной мере изменяться из года в год в зависимости от сочетания отдельных метеорологических факторов в каждом году.

Так как весенний ледоход совпадает во времени с начавшимся паводком, то вместе с водой в нижний бьеф приходится сбрасывать и лед.

Если сброс соответствующей массы льда в нижний бьеф почему-либо не сможет быть осуществлен, например, в силу каких-либо особенностей сооружения, то перед плотинной может образоваться затор льда и произойти повышение горизонта воды. Так как это грозит нарушением нормальной работы сооружений и подвергает их непредусмотренной по расчету нагрузке, то на практике необходимо всегда предусматривать соответствующие устройства для возможности сброса льда в нижний бьеф в необходимом количестве.

Для возможности учета условий ледохода при проектировании гидроустановки необходимо параллельно с измерениями горизонтов и расходов воды вести также наблюдения над ледовыми условиями. Последние заключаются, с одной стороны, в фиксировании и описании отдельных хронологических условий зимнего режима, а с другой, — в измерении некоторых величин (например, толщины льда).

На фиг. 16 дан график колебания горизонтов с показанием основных дат зимнего режима. Наличие поверхностного ледового покрова показывается внизу чертежа толстой сплошной линией, ледохода — пунктирной.

**

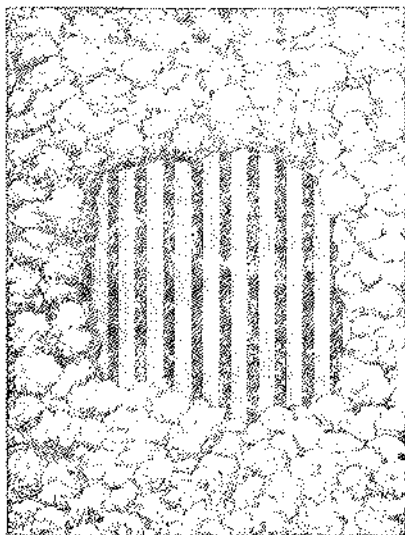
Помимо описанного вида льда — поверхностного — существует также еще особый вид льда, называемый донным льдом или пугой¹, который на многих гидроустановках причиняет даже больше нарушений в работе гидростанции, чем лед поверхностный.

Образование донного льда происходит лишь в текущих водотоках: в озерах он может наблюдаться лишь весьма редко. Для образования донного льда необходимыми условиями являются: отсутствие поверхностного ледового покрова, быстрое и бурное течение реки и сильное резкое охлаждение.

¹ В силу краткости курса детали данного вопроса здесь не освещаются.

Донный лед представляет собой губчатую, довольно рыхлую массу льда, состоящую из отдельных смерзшихся между собой кристалликов льда.

При появлении на реке донного льда на поверхность воды всплывают как отдельные кристаллики, так и целые куски губчатого рыхлого льда. Количество донного льда в отдельных случаях может быть настолько большим, что не только поверхность воды, но и значительная площадь поперечного сечения водотока будут заняты донным льдом.



Фиг. 37. Решетка гидроустановки, забитая шугой; средняя часть решетки очищена.

В моменты времени, соответствующие этому явлению, по реке идет не вода, а по существу смесь воды с донным льдом. Эксплуатация гидроустановок в эти моменты весьма затруднена. Донный лед примерзает к решетке, стоящей перед входом воды в турбину, и постепенно сужает просветы между стержнями решетки, уменьшая количество воды, проходящее в турбину. В некоторых случаях интенсивного хода шуги все сечение решетки забивалось совершенно, и турбины гидроустановки приходилось останавливать (фиг. 37).

Механическая очистка решетки не дает (в серьезных случаях) должного эффекта, так как время «забивки» решетки значительно меньше времени, необходимого для ее очистки. Более совершенным средством является электрический обогрев решетки, не дающий шуге возможности примерзнуть к решетке.

Несмотря на большое значение, которое имеет в гидротехнике донный лед, условия его происхождения не вполне изучены. Несомненным является лишь то, что донный лед образуется в виде отдельных кристалликов в условиях «переохлажденного» потока жидкости, обладающего значительной турбулентностью, при отсутствии поверхностного ледового покрова. Вне зависимости от места своего возникновения кристаллики льда насыщают в значительной мере весь поток и всплывают в виде губчатой массы на поверхность.

Наличие поверхностного ледового покрова делает образование донного льда в данном месте невозможным. В силу этого появление донного льда может соответствовать лишь периоду ледохода. Донный лед главным образом наблюдается при осеннем ледоходе перед ледоставом. В этом случае всплывшая на поверхность масса донного льда дает начало поверхностному ледовому покрову, в связи с чем дальнейшее образование донного льда прекращается.

Таким образом появление донного льда имеет временный характер. Для рек, имеющих в силу климатических условий период ледостава, оно может длиться от суток до нескольких недель.

В реках, расположенных в южных районах, где период ледостава, как правило, отсутствует, появление шуги может иметь место в течение всей зимы.

Необходимо указать, что появление донного льда причиняло большие затруднения работе ряда наших гидроэлектростанций, расположенных как на севере, так и на юге: на Кавказе, Средней Азии, Алтае.

Наиболее радикальным средством борьбы с донным льдом помимо указанного выше электрообогрева решеток является осуществление достаточного подпора при помощи плотины. В этом случае после сооружения гидроустановки в верхнем бьефе перед плотиной будут значительные глубины и сильно уменьшенные скорости воды, что обусловит собой дальнейшее образование поверхностного льда и исключит возможность образования донного льда.

13. Твердый сток реки — наносы

Еще в § 1 при рассмотрении природы водной энергии было указано, что поверхностные водотоки на участках со значительным течением могут размывать свое русло и дно. Перемещение размываемого материала вниз по течению воды наблюдается на многих реках, главным образом на участках с большими уклонами и скоростями, и называется твердым стоком реки, а перемещаемый материал — наносами.

В случае наличия наносов в реке забор воды из нее на гидроустановку должен быть осложнен очисткой воды от наносов; в противном случае наносы, проникшие в гидроустановку, могут повредить отдельные части сооружений и турбин. Ввиду этого хотя бы в самых кратких чертах необходимо остановиться еще на одном факторе речного стока — наносах.

Наносы разделяются в основном на две категории: донные и взвешенные.

Донные наносы характеризуются большими диаметрами отдельных частиц и передвигаются потоком путем перекачивания или влечения по дну. Предельная величина влекомых по дну частиц связана со скоростью воды. Чем скорости больше, тем больше частицы может перекачивать поток по дну. Линейный размер частиц, влекомых потоком по дну, пропорционален квадрату скорости течения воды, следовательно, вес частицы, перекачиваемой по дну, пропорционален шестой степени скорости воды. В связи с этим в зависимости от скорости размеры донных наносов варьируют от нескольких миллиметров и до нескольких дециметров.

Взвешенные наносы, как показывает само название, находятся в воде во взвешенном состоянии и распределены по всей площади живого сечения водотока.

Размер отдельных частиц взвешенных наносов невелик и колеблется от долей сантиметра и миллиметра до мельчайших частиц, едва видимых глазом.

Так как удельный вес материала наносов всегда больше единицы¹, то в стоячей воде взвешенные наносы должны в той или иной срок отстояться или осесть на дно. Соответствующие теоретические и экспериментальные исследования показали, что скорость падения наносов в стоячей воде связана с линейными размерами частицы: чем меньше размеры частицы, тем меньше скорость оседания².

Все наши поверхностные водотоки, как известно из гидравлики, находятся в состоянии так называемого турбулентного режима движения воды, который характеризуется как пульсацией, так и беспорядочным распределением векторов мгновенных скоростей. В связи с этим в каждой данной точке потока имеется и вертикальная составляющая скорости, меняющаяся во времени по величине.

Если поместить частицу наноса в турбулентный поток, то дальнейшее движение частицы в потоке будет определяться соотношением между скоростью падения частицы в стоячей воде и вертикальными составляющими скорости в потоке. Если первая величина будет больше, частица выпадает на дно, если же будет больше вторая величина, частица будет взвешиваться и в связи с пульсацией скоростей по величине и направлению — может быть заброшена в любую точку потока. Таким образом взвешенные наносы насыщают все живое сечение водотока.

Так как вертикальные составляющие скоростей увеличиваются с увеличением продольной скорости потока, то при больших расходах воды количество взвешенных наносов возрастает и увеличивается и размер взвешиваемых потоком наносов.

На основании изложенного видно, что соответственно изменению расхода воды (скоростей) в реке будет изменяться также и расход наносов — твердый сток.

В течение зимнего периода, когда река питается главным образом подземным стоком, даже в горных реках движения наносов почти не наблюдается.

С наступлением периода увеличения расходов питание реки изменяется, и

¹ Отдельные частицы наносов состоят из различных минералов, слагающих размываемые водотоком горные породы. Удельный вес может колебаться в пределах 1,7—2,5.

² Соотношение скорости падения и размеров частицы зависит от абсолютных размеров частицы, так как возможны случаи ламинарного и турбулентного обтекания водой частицы при ее падении.

преобладающая часть расходов реки получается за счет поверхностного стока. Воды, стекающие по поверхности склона, размывают последний и выносят в реку частицы грунта, муть и т. п.; если скорости в реке достаточно велики, то принесенные частицы не осаждаются в потоке, а проносятся с водой вниз, представляя собой взвешенные наносы.

При дальнейшем увеличении расхода силы трения по дну возрастают и поток начинает увлекать и приводить в движение более крупные частицы, слагающие его дно, т. е. появляются донные наносы.

При постепенном уменьшении расхода сначала прекращается движение донных наносов, а затем начинает постепенно уменьшаться и количество взвешенных наносов. При переходе реки на подземное питание почти исчезают и взвешенные наносы.

Для изучения количества наносов, проносимых рекой, на гидрометрических станциях ведутся соответствующие наблюдения над мутностью воды путем взятия проб воды. Отстой взятых проб воды позволяет определять количество взвешенных наносов. Наблюдения за донными наносами более сложны и состоят в опускании на дно специально сконструированных приборов, забирающих идущие по дну наносы. В настоящее время методика учета донных наносов еще весьма несовершенна, и поэтому количество донных наносов определяется весьма приближенно.

Количество наносов, прошедшее по реке за какой-либо период времени, определяется путем обработки соответствующих наблюдений и выражается в абсолютных единицах (m^3 , т) или в относительных (процентах, промиллях или в килограммах на $1 m^3$ воды).

Для иллюстрации количества наносов, проносимых реками, в табл. 2 приведены данные по некоторым рекам.

Как видно из таблицы, величина годового стока наносов значительно изменяется по годам. Необходимо заметить, что в отношении твердого стока реки СССР изучены недостаточно полно.

Забор в сооружения гидроустановки воды с донными наносами является недопустимым. В водоподводящих сооружениях гидроустановок скорости тече-

Таблица 2

Твердый сток некоторых рек
(по проф. И. В. Егiazpову)

№ по пор.	Наименование реки;	Площадь бассейна в $км^2$	Годовой сток наносов в т	Максимальная мутность (в паводок) в кг на $1 m^3$ воды	Среднегодовая мутность в кг на $1 m^3$ воды
1	Потомак	27 000	5 557 000	3,0	0,28
2	Миссисипи	3 160 000	406 230 000	—	0,67
3	Рио Гранде	78 000	3 830 000	—	3,44
4	Арв	2 000	650 000	3,0	0,3
5	Рона	5 200	3 400 000	2,0	0,5
6	Алегени	—	—	3,9	0,06
7	По	70 000	67 000 000	—	1,11
8	Дранс	—	от 300 000 до 2 000 000	32,0 (1908 г.) 20,0 (1910 г.) 4,5 (1911 г.)	—

лики, и потому забранные донные наносы отложатся в сооружениях, уменьшив их пропускную способность. Кроме того на участках, где могут наблюдаться большие скорости, донные наносы, передвигаясь по дну сооружений, могут производить истирание и разрушение бетонной одежды.

Что же касается взвешенных наносов, то забор их в дрифтацию вместе с водой допустим лишь в части мелких фракций.

Практика эксплуатации ряда гидроустановок показала, что взвешенные наносы крупных фракций отлагаются (частично) в водоподводящих сооружениях, уменьшая полезное сечение. Это отложение наблюдается всегда в расширенных частях водоподводящих сооружений, где продольная скорость уменьшается и где уменьшенные вертикальные составляющие скоростей не могут поддерживать наносы во взвешенном состоянии. Взвешенные наносы крупных фракций, прошедшие через сооружения в турбины, истирают их и постепенно разрушают турбины, что имеет следствием значительное понижение к. п. д.

Поэтому в настоящее время пришли к заключению о возможности пропуска через сооружения и турбины наносов лишь определенных фракций. В отношении определения вредных фракций наносов большое значение имеет минералогический состав наносов: более опасными являются частицы наносов, состоящие из твердых минералов (главным образом кварца), твердость которых велика и которые царапают металл.

Можно считать установленным, что наносы с частицами крупнее 0,4—0,25 мм (в зависимости от минералогического состава и количества) в водоподводящих сооружениях гидроустановки допускаться не должны. Для предотвращения попадания долинных наносов в водоподводящие сооружения и для осаждения опасных фракций взвешенных наносов в составе гидроустановок устраиваются специальные сооружения, описанные в § 34, гл. IV.

14. Обработка гидрологического материала для проектирования гидроустановки

Из изложенного в предыдущих параграфах видно, что основные интересующие нас элементы, и в первую очередь расход воды, изменяются как в течение годового периода, так и из года в год (например, годовой сток).

Отсюда следует, что мощность гидроустановки будет переменной не только в течение года, но что и годовая выработка будет колебаться по отдельным годам. Как общее правило, в годы с малым стоком (по отношению к среднему многолетнему), в так называемые маловодные годы, годовая выработка гидроустановки будет меньше, чем в годы с большим стоком—так называемые многоводные годы.

В длительном отрезке времени многоводные и маловодные годы будут чередоваться, отражая так называемый Брюкнеровский период (см. § 7) и давая в среднем за весь период сток, определяемый как среднемноголетний.

Вместе с тем из изложенного в § 8 ясно, что при современном уровне развития науки мы не в состоянии на основе наблюдений за ряд прошлых лет сделать прогноз о степени отклонения от среднего последующего года или ряда будущих лет. В данное время на основании изучения изменения метеорологических и гидрологических факторов за предшествующий период времени возможно сделать прогноз лишь на самый ближайший отрезок времени. Например, на основании изучения метеорологических факторов осени и зимы можно зимой дать обоснованный прогноз в отношении весеннего половодья и стока за этот период. Сделать же прогноз о многоводности n -го года на основании ряда прошлых лет не представляется пока возможным.

Указанное положение ведет к тому, что при проектировании нельзя наметить те годовые выработки гидроэнергии, которые будут осуществляться на гидроустановке в те или иные годы ее эксплуатации.

Ввиду этого единственно возможным является определение осредненной многолетней выработки за год и возможных отклонений от нее в сторону максимума и минимума. Среднемноголетняя годовая выработка должна лечь в основание определения всех экономических показателей данной гидроустановки. Определение минимально возможной годовой выработки необходимо для целей установления соответствующей дополнительной резервной мощности энергетической системы. Максимально возможная годовая выработка интересна в отношении наибольшей возможной эффективности гидроустановки.

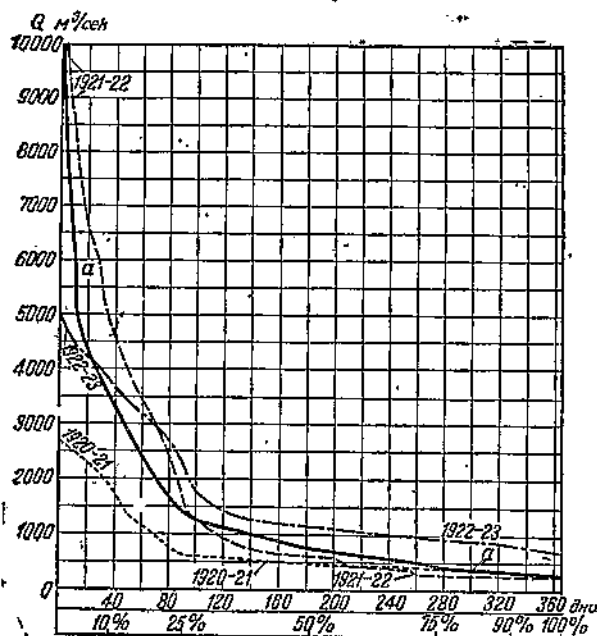
Ввиду этого проектирование гидроустановки должно базироваться на соответствующем изучении используемого водотока по возможности в течение большего отрезка времени. Чем больше будет период наблюдений над водотоком, тем более полно он будет изучен, т. е. тем правильнее будет определен среднемноголетний сток и возможные отклонения от него в маловодные и многовод-

ные годы. В соотношении с этим можно будет уточнить и среднемноголетнюю, годовую выработку гидроустановки, а также минимально и максимально возможные годовые выработки.

Таким образом в отношении хорошо изученных водотоков (с периодом наблюдения, превышающим 30—40 лет) обработка гидрологических материалов сводится к нахождению среднего значения и наибольших амплитуд соответствующих элементов, главным образом годовых стоков. Из всего ряда лет наблюдений можно отобрать какие-либо три конкретных года, являющихся наиболее подходящими к понятиям среднего, многоводного и маловодного года, и принять эти конкретные годы для соответствующих расчетов выработки гидроустановки.

В действительности, в последующем течении времени какой-либо реальный год, соответствующий по стоку среднемноголетнему, конечно, будет иметь хронологическое распределение расходов в году, несколько отличное от расчетного; таким образом хронологическая последовательность изменений расходов в каком-либо году, выбранном для расчета из наблюдений, не будет представлять собой особого интереса.

Ввиду этого при обработке гидрологических материалов за период наблюдений и выборе расчетных лет часто пользуются не хронологическими графиками, а графиками обеспеченности расходов в году (см. § 6) фиг. 38.



Фиг. 38. Кривые обеспеченности расходов за три гидрологических года и кривая средней обеспеченности за этот период (кривая *a*—*a*).

ся ее расчетным расходом. При наличии в реке больших расходов по сравнению с расчетным остаток будет сбрасываться в нижний бьеф через плотину или водосбросы. Определение расчетного расхода гидроэлектростанции базируется на ряде соображений экономического порядка, излагаемых в гл. VI. Выбранный расчетный расход весьма часто характеризуется помимо своей абсолютной величины (m^3/sec) также и соответствующей обеспеченностью в процентах или днях по среднему по многоводности году.

Начертив на одном чертеже кривые обеспеченности за ряд конкретных лет, можно получить из них некоторую среднюю кривую, которая будет представлять собой кривую среднемноголетней обеспеченности.

Для построения этой кривой для каждого расхода отмечается обеспеченность за каждый год и затем берется среднеарифметическое, представляющее собой среднюю обеспеченность данного расхода за многолетний период.

Необходимо отметить, что кривая средней обеспеченности дает на обоих своих концах максимальный и минимальный расходы за весь период обработки.

Дальнейшие расчеты по гидроустановке часто ведут по такой кривой средней обеспеченности за многолетний период.

После выбора среднего расчетного расхода необходимо установить максимально используемый на гидроэлектростанции расход, являющийся

Необходимо указать, что в реальных условиях проектирования часто приходится считаться не только с годовым стоком, но и с рядом других элементов, например, стоком за осенне-зимнюю межень, расходами за время навигации и т. д.

В этом случае в зависимости от конкретных задач и особенностей проектируемой гидроустановки при выборе среднего года необходимо принять во внимание не только сток, но и соответствующие из указанных элементов.

При отсутствии достаточного периода наблюдений определение расчетных лет не является достоверным. Например, при наличии периода наблюдений за 10—12 лет может оказаться, что наблюдениями не захвачены особо маловодные или многоводные годы или же что большая часть наблюдаемых лет относится к многоводному циклу лет.

Установление этого положения возможно при сравнении стоков исследуемой реки с соседними реками, изученными за более длительный период времени, так как соответствующее отклонение метеорологических факторов от нормы происходит всегда одновременно на значительных территориях.

В таких случаях обработка гидрологических материалов осложняется применением методов математической статистики и теории вероятности, затронутых в § 11.

При наличии наблюдений за еще меньший период, например, от 2 до 4 лет, изученность водотока является неудовлетворительной, и точные представления о среднелетних характеристиках на основании непосредственных наблюдений не могут быть получены.

В таких случаях наибольшее приближение к действительности может быть получено применением метода переноса или аналогии.

Последний заключается в сопоставлении расходов исследуемого водотока с расходами соседнего водотока, более изученного, за период времени, когда имеются одновременные наблюдения на обоих водотоках. На основании этого сопоставления могут быть установлены некоторые коэффициенты перехода, по которым наблюдения за ряд лет на хорошо изученной реке могут быть пересчитаны на интересующую нас реку.

Такими приемами часто приходится пользоваться при составлении проектов мелких гидроустановок, так как на незначительных по величине речках обычно не бывает длительных стационарных наблюдений. Детальное описание указанных приемов не входит в задачи настоящего курса; соответствующие методы излагаются в специальных пособиях.

Помимо обработки материалов по жидкому стоку для проектирования гидроустановки необходимо также собрать, систематизировать и обработать результаты наблюдений по ледовому режиму и паводкам.

Помимо использования водной энергии гидрология играет весьма важную роль также и в других областях техники: водоснабжении, речном и охотничьем транспорте, защите от наводнений и т. п., давая и в этих случаях необходимый исходный материал для проектирования и строительства сооружений. Важную роль играет гидрология и в современной войне. Размещение оборонительных линий и сооружений не может быть назначено без учета гидрологических особенностей водных рубежей. Вопросы «проходимости» тех или иных территорий связаны с наличием на ней тех или иных водотоков и их особенностями.

Планирование продвижения войск и их снабжение также должно быть увязано с режимом (в годовом разрезе) соответствующих рек.

Наконец, постройка мостов и переправ, играющих в современной войне значительную роль, также не может быть осуществлена без знания и учета гидрологических свойств водотоков и рек.

ГЛАВА III

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ТУРБИНЫ

15. Основные гидравлические принципы работы турбин.

Активные и реактивные турбины

Гидравлической турбиной (двигателем) называется машина, предназначенная для преобразования потенциальной и кинетической энергии потока воды в механическую (полезную) работу.

Работа гидравлических турбин основывается на явлениях взаимодействия водного потока (струи) и твердого тела. Эти явления изучаются в специальных

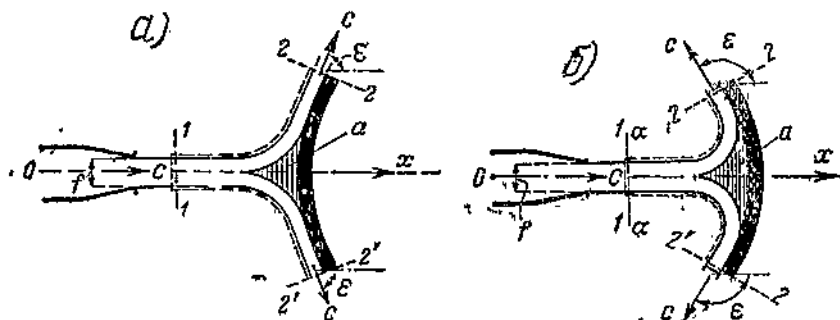
разделах гидравлики в основном с помощью известного из теоретической механики закона импульса силы и количества движения:

$$Pt = m(v_1 - v_2). \quad (19)$$

Взаимодействие водного потока и твердого тела (или сосуда) может быть двух основных видов: а) активное — взаимодействие пластинки и наталкивающейся на нее струи и б) реактивное — взаимодействие сосуда и вытекающей из него воды.

Разберем оба вида взаимодействия и установим вытекающие из них гидравлические принципы работы турбин.

Первый вид взаимодействия представлен на фиг. 39, а и 39, б. Из насадка (сопла) с поперечным сечением выходного отверстия 1 под соответствующим



Фиг. 39. Схема действия струи на неподвижную криволинейную пластинку.

в

а — выпуклая пластинка; б — вогнутая пластинка.

напором H со скоростью c вытекает струя воды, наталкивающаяся на пластинку (тело). Как показывает опыт, у пластинки образуется неподвижный завихренный слой воды, обозначенный на фиг. 39 буквой a ; благодаря этому струя воды разделяется пополам и обтекает пластинку, двигаясь по ней срежней скоростью c . В результате отклонения струи на определенный угол пластинка испытывает известное давление — силу X — в направлении оси насадка. Эта сила есть активное давление струи воды на пластинку.

Для установления величины давления X на выпуклую пластинку выделим из струи определенный объем воды, прилегающей к пластинке, и применим к нему закон импульса силы; на фиг. 39 данный объем обведен пунктиром.

В общем случае проекция давления воды на пластинку на какую-либо ось определится как изменение количества движения в рассматриваемом объеме жидкости за 1 сек., спроектированное на ту же ось. В нашем случае определенным давлением, действующим на пластинку по направлению Ox .

Изменение количества движения за 1 сек. в рассматриваемом объеме воды, очевидно, будет равно разности количества движения массы воды, вошедшей за 1 сек. через сечение $1-1$, и массы воды, вышедшей за 1 сек. через сечения $2-2$ и $2'-2'$ из данного объема. Спроектировав эту разность на ось Ox , мы получим величину давления X . Через сечение $1-1$ и через сечения $2-2$ и $2'-2'$ за 1 сек. проходит масса воды ρQ^1 , имеющая постоянную скорость c .

Таким образом получим:

$$X = +\rho Qc - 2\rho \frac{Q}{2} c \cos \epsilon = \rho Qc (1 - \cos \epsilon) = \frac{\gamma}{g} Qc (1 - \cos \epsilon). \quad (20)$$

Как видно из формулы (20), величина давления X помимо расхода Q и скорости c зависит также и от угла ϵ , на который отклоняется струя при обтекании пластинки.

¹ ρ — плотность воды, т. е. количество массы в единице объема; ρ имеет размерность $\frac{\text{кг} \cdot \text{сек}^2}{\text{м}^3}$; связь между величинами ρ , γ (вес единицы объема воды) и g определяется следующим соотношением: $\gamma = \rho g$.

Если вместо выпуклой пластинки фиг. 39,а взять вогнутую, изображенную на фиг. 39,б, то получим большее давление X ; косинус тупого угла имеет отрицательное значение, и второй член в скобках формулы (20) будет в данном случае уже положительным.

В частном случае, когда угол $\epsilon = 90^\circ$ (фиг. 40), величина давления X будет определяться следующим образом:

$$X = \frac{\gamma}{g} Q c, \quad (21)$$

так как $\cos \epsilon = \cos 90^\circ = 0$.

Как известно из гидравлики, для получения скорости c вода должна вытекать из насадка под напором $H = \frac{c^2}{2g}$ (если пренебречь потерями в насадке); отсюда $c = \sqrt{2gH}$. Так как $Q = fc$, то вместо (21) получаем

$$X = \frac{\gamma}{g} f c \cdot c = \frac{\gamma}{g} f 2 g H = 2 \gamma f H. \quad (22)$$

Таким образом давление потока на плоскую пластинку в два раза больше того гидростатического давления, которое оказывала бы вода на заслонку, закрывающую насадок, при напоре H , соответствующем скорости c . Для получения работы и мощности необходимо иметь перемещение в направлении действующей силы, поэтому от струи и пластинки работа будет получаться лишь в том случае, если пластинка будет двигаться с какой-либо скоростью в направлении силы X .

Рассмотрим работу струи и плоской пластинки (фиг. 41). Пусть пластинка передвигается вправо со скоростью u .

Давление струи на движущуюся пластинку X' можно определить по формуле (21), заменив абсолютную скорость c относительной скоростью движения струи по пластинке $w = c_1 - u$:

$$X' = \frac{\gamma}{g} Q w = \frac{\gamma}{g} Q (c_1 - u). \quad (23)$$

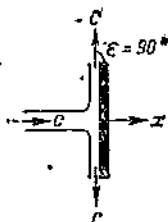
Работа, произведенная за 1 сек., или мощность, будет равна произведению силы на путь, пройденный за 1 сек., т. е.

$$N = X' u = \frac{\gamma}{g} Q (c_1 - u) u. \quad (24)$$

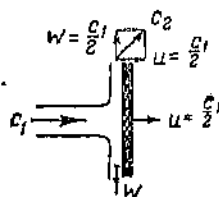
При неподвижной стенке $u = 0$ и давление на пластинку имеет максимальную величину, однако мощность равна нулю. При постепенном увеличении скорости u от нуля давление на стенку уменьшается, но увеличивается перемещение, в связи с чем мощность должна возрастать. Однако если увеличить скорость u сверх некоторого значения, то увеличение перемещения уже не будет компенсировать собой уменьшения давления, и мощность должна будет уменьшиться.

При $u = c_1$ давление $X' = 0$ и мощность опять падает до нуля.

¹ Во всей последующей главе употребляются принятые в теории турбин обозначения: c — абсолютная скорость, u — переносная скорость и w — относительная скорость.



Фиг. 40. Действие струи на неподвижную плоскую пластинку.



Фиг. 41. Схема действия струи на плоскую пластинку, передвигающуюся со скоростью $u = \frac{c_1}{2}$.

Для нахождения скорости u_0 , соответствующей максимальной мощности N_0 , приравняем нулю производную от N по u по уравнению (24):

$$\frac{dN}{du} = \frac{\gamma}{g} Q c_1 - \frac{\gamma}{g} Q 2u = \frac{\gamma}{g} Q (c_1 - 2u) = 0.$$

Отсюда имеем $u_0 = \frac{c_1}{2}$; соответствующую величину максимальной мощности N_0 определяем по формуле (24) с подстановкой $u = u_0 = \frac{c_1}{2}$. Получаем:

$$N_0 = X' \frac{c_1}{2} = \frac{\gamma}{g} Q \frac{c_1^2}{4}. \quad (25)$$

Между тем, как известно из теоретической механики, количество энергии (кинетической), заключенной в вытекающей струе воды, равно $\frac{\gamma c_1^2}{2}$ или $\frac{\gamma}{g} Q \frac{c_1^2}{2}$. Таким образом при помощи разбираемого устройства мы использовали не всю энергию воды, а только половину ее.

Возникает вопрос, в чем же сосредоточена оставшаяся неиспользованная часть энергии, равная $\frac{\gamma}{g} Q \frac{c_1^2}{4}$.

На этот вопрос дает ответ фиг. 41. Как видно из чертежа, вода при сходе с пластинки имеет относительную скорость $w = \frac{c_1}{2}$ и направленную перпендикулярно к ней переносную скорость $u = \frac{c_1}{2}$. Абсолютная скорость при сходе струи с пластинки c_2 определяется следующим выражением:

$$c_2 = \sqrt{w^2 + u^2} = \sqrt{\frac{c_1^2}{4} + \frac{c_1^2}{4}} = \frac{\sqrt{2}}{2} c_1.$$

Энергия заключенная в сходящей с пластинки струе, очевидно, равна $\frac{\gamma}{g} Q \frac{c_2^2}{2}$; подставляя сюда значение c_2 , найдем, что вся неиспользованная энергия $\frac{\gamma}{g} Q \frac{c_2^2}{2} = \frac{\gamma}{g} Q \frac{c_1^2}{4}$ заключена в сходящей с пластинки струе воды.

Отсюда видно, что полное (теоретически) использование энергии струи воды может быть осуществлено лишь в том случае, если при сходе воды с пластинки струя будет обладать нулевой абсолютной скоростью. Для этого, очевидно, необходимо отказаться от плоской лопатки (пластинки) и применить лопатку более сложной формы.

Рассмотрим лопатку, состоящую из двух «полусферий», разделенных «ножом» (фиг. 42).

Струя, направляющаяся на лопатку, попадает на нож и разделяется на две равных части, из которых каждая обтекает свое «полушарие».

Угол в данном случае равен 180° , в связи с этим давление на неподвижную лопатку было бы равно

$$X = \frac{\gamma}{g} Q c_1 (1 - \cos 180^\circ) = \frac{\gamma}{g} Q c_1 (1 + 1) = 2 \frac{\gamma}{g} Q c_1,$$

т. е. в два раза больше, чем на плоскую лопатку.

Оптимальная переносная скорость u и для данного случая остается равной $\frac{c_1}{2}$; поэтому используемая мощность по формуле (25) становится равной $\frac{\gamma}{g} Q \frac{c_1^2}{2}$, т. е. всей живой силе струи.

¹ При переносной скорости $u = \frac{c_1}{2}$ относительная скорость движения струи по лопатке равна $w = c - u = \frac{c_1}{2}$; она сохраняется одинаковой на всем пути, вплоть до схода струи с лопатки, т. е. $w = w_1 = w_2$. Как видно из фиг. 42, абсолютная скорость воды при сходе с лопатки $c_2 = w_2 + u = -\frac{c_1}{2} + \frac{c_1}{2} = 0$, т. е. указанное выше условие выдержано.

**

Общая схема гидравлического двигателя — турбины, работающей на основе использования активного давления струи, заключается в следующем (фиг. 43). На горизонтальном валу насажено рабочее колесо с лопатками, размещенными по всей длине окружности. Лопатки имеют форму, показанную на фиг. 42. Вода из верхнего бьефа подводится к колесу при помощи трубопровода, заканчивающегося насадком-соплом. Напор, имеющийся перед соплом, обращается целиком на создание скорости, и вода вытекает из сопла в атмосферу, имея весьма значительную скорость. Струя из сопла попадает на какую-либо лопатку и в силу осуществляемого на нее давления вращивает колесо (на фиг. 43 против часовой стрелки), совершая работу; при этом под действием струи падает следующая лопатка, и процесс вращения колеса происходит непрерывно.

Как видно из этого описания, все явление использования энергии струи происходит при атмосферном давлении: давление во всех точках струи и рабочего колеса равно атмосферному давлению.

Кроме того из изложенного видно, что подвод воды к рабочему колесу осуществляется исключительно в виде кинетической энергии: еще перед рабочим колесом весь имеющийся напор H обращен в живую силу струи — кинетическую энергию.

Так как сопло и рабочее колесо расположены над уровнем воды в нижнем бьефе на высоте a , то в данном случае используемый напором брутто будет не разность отметок воды в верхнем и нижнем бьефах, а величина $(H - a)$, т. е. разность отметок верхнего бьефа и сопла¹. Высота a будет являться потерей высоты.

Гидравлические турбины, сконструированные и работающие по указанному принципу, называются активными гидравлическими турбинами, свободнотруйчатыми, или турбинами, работающими без избытка давления.

**

Рассмотрим теперь второй вид взаимодействия водного потока и твердого тела — реактивное взаимодействие струи и сосуда и установим вытекающую из него гидравлическую схему работы турбины.

Представим себе сосуд, покоящийся на катках и могущий передвигаться по основанию без трения. Если в таком сосуде сделать отверстие, через которое под напором H будет выливаться вода (фиг. 44), то сосуд будет стремиться передвинуться в сторону, обратную вытеканию струи (на фиг. 44 влево), и для удержания сосуда на месте необходимо будет приложить определенную силу X_p . Эта сила должна уравновесить так называемую реакцию вытекающей струи на сосуд.

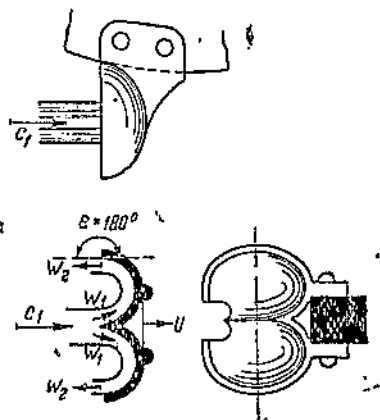
Применив для данного случая (фиг. 44) уравнение импульса силы и количества движения², можно найти, что реакция струи на сосуд определяется формулой (21), с той лишь разницей, что знак плюс заменяется знаком минус. Это показывает, что реакция струи направлена в обратную сторону по отношению к движению воды.

Полученная реакция струи на сосуд в два раза больше соответствующего гидростатического давления.

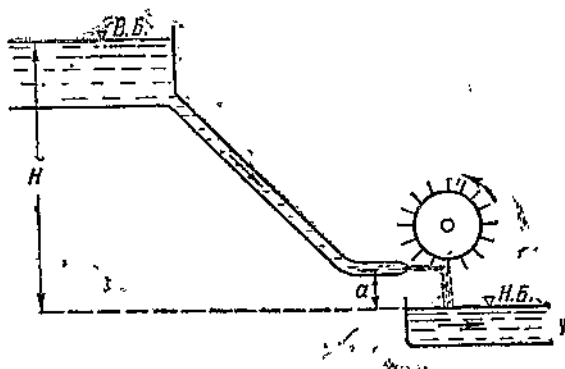
¹ Используемый напор нетто будет меньше на величину потери в подводящем трубопроводе.

² Предполагаем, что уровень воды в сосуде поддерживается постоянным; таким образом количество движения, вошедшее в сосуд за 1 сек., равно нулю.

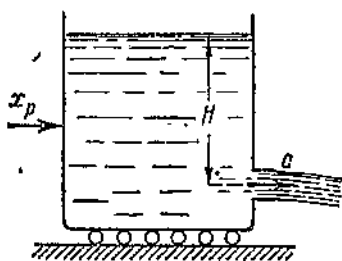
Заставив сосуд перемещаться влево (фиг. 44), можно получить соответствующую мощность. Указанный принцип можно приспособить для получения вращающего момента, что и использовано в так называемом сегнеровом колесе (фиг. 45).



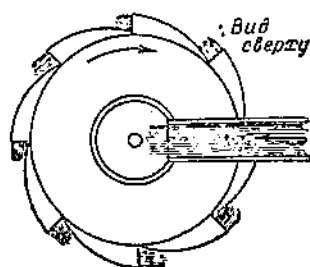
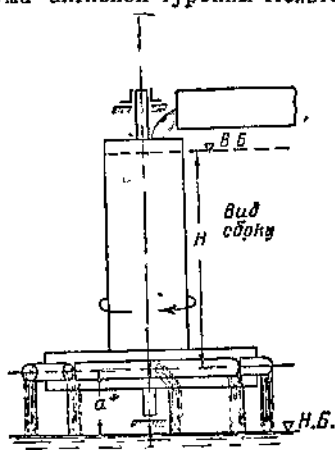
Фиг. 42. Лопатка, дающая наибольшее давление струи (лопатка активной турбины Пельтона).



Фиг. 43. Схема активной турбины Пельтона.



Фиг. 44. Реакция вытекающей струи на сосуд.



Фиг. 45. Сегнерово колесо, использующее реактивное взаимодействие сосуда и струй, из него вытекающих.

Сегнерово колесо представляет собой сосуд с вертикальной осью вращения, у дна которого имеется ряд трубок с отверстиями, через которые вода может выливаться в направлении касательных к окружности.

Если при помощи лопатки к сегнерову колесу подводить расход Q м³/сек так, чтобы в сосуде поддерживать напор H , то колесо приходит во вращение и может производить работу.

Определим полезную работу, которую может совершать колесо. Рассмотрим сначала неподвижное колесо.

Реакцию воды на сосуд X , которая является окружным усилием, найдем, определяя изменение количества движения во всем рассматриваемом объеме воды за время в 1 сек. и проектируя его в направлении касательных окружности.

Приходящая в сосуд вода не имеет слагающей количества движений в тангенциальном направлении.

Пусть вода вытекает из сосуда со скоростью $w = \sqrt{2gH}$. Тогда количество движения выходящей воды (в направлении, касательном к окружности) будет равно $\frac{\gamma}{g} Qw$.

Отсюда получаем окружное усилие равным $X = -\frac{\gamma}{g} Qw$.

Пусть теперь сосуд равномерно вращается с окружной скоростью u (относительной к центрам отверстий, из которых вытекает вода). Так как относительная скорость истечения из сосуда w при этом не меняется, то реакция воды на сосуд X' (отбрасывая знак минус, показывающий направление реакции, противоположное вытеканию воды) будет равна

$$X' = \frac{\gamma}{g} Q (w - u);$$

работа, совершаемая сосудом за 1 сек., или мощность, будет равна

$$N = X' u = \frac{\gamma}{g} Q (w - u) u.$$

Очевидно, что наибольшая мощность будет получена при окружной скорости $u = \frac{w}{2}$ и будет равна:

$$N_0 = \frac{\gamma}{g} Q \frac{w^2}{4} = \frac{1}{2} \gamma Q \frac{w^2}{2g} = \frac{1}{2} \gamma QH$$

т. е. только половине подведенной к колесу мощности.

Таким образом наивысший теоретически возможный к. п. д. сегнерова колеса равен 0,5.

Установим, на что затрачивается неиспользованная энергия.

Абсолютная скорость воды при выходе из отверстий c , очевидно, равна $(w - u)$, или $c = \frac{w}{2}$; следовательно, вытекающая вода уносит с собой следующее количество энергии:

$$\frac{\gamma}{g} Q \frac{c^2}{2} = \frac{\gamma}{g} Q \left(\frac{w}{2}\right)^2 \frac{1}{2} = \frac{\gamma}{g} Q \frac{w^2}{8} = \frac{1}{4} \gamma QH,$$

т. е. четвертую часть всей энергии.

Кроме того перед выходом из отверстий вода должна быть приведена во вращение с окружной скоростью u . Так как вода, поступающая в сегнерово колесо, не имеет скорости соответствующего направления (она поступает вдоль оси вращения), то, следовательно, в каждую секунду нужно затратить определенное количество энергии на приведение в движение со скоростью u массы воды $\frac{\gamma}{g} Q$. Это количество энергии равно

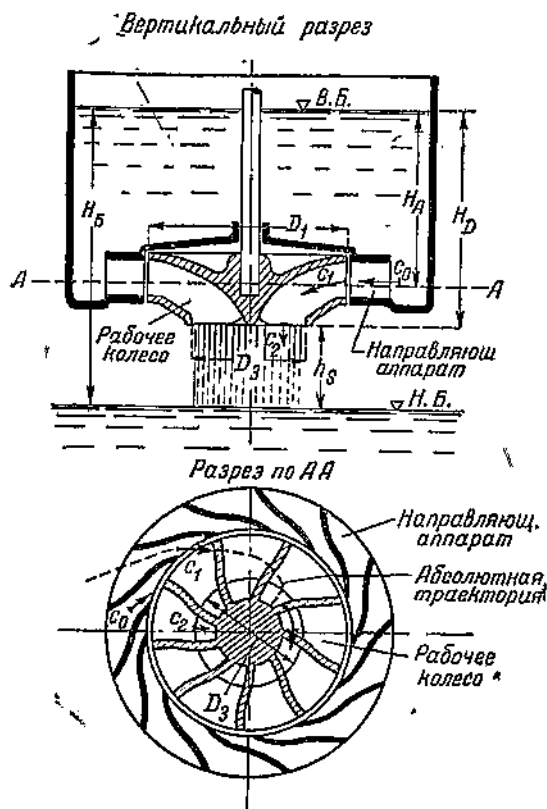
$$\frac{\gamma}{g} Q \frac{u^2}{2} = \frac{\gamma}{g} Q \frac{1}{2} \left(\frac{w}{2}\right)^2 = \frac{1}{4} \gamma QH.$$

Таким образом последняя оставшаяся четверть подведенной энергии затрачивается на приведение массы воды $\frac{\gamma}{g} Q$ во вращение.

Сосуд, изображенный на фиг. 44, и сегнерово колесо являются чисто реактивными гидравлическими двигателями.

Ввиду низкого к. п. д. применение этого принципа в чистом виде для конструирования гидравлических турбин не может иметь места.

Для увеличения к. п. д. турбины необходимо свести к минимуму потери энергии, разобранные выше. Это может быть осуществлено путем следующего видоизменения по сравнению с сегнеровым колесом (фиг. 46). Турбина заключается в себе две части: неподвижную, называемую направляющим аппара-



Фиг. 46. Схема реактивной турбины (без всасывающей трубы).

Таким образом все так называемые «реактивные» турбины являются по существу турбинами реактивно-активными. Помимо термина «реактивные», являющегося, как видим, не совсем точным, данные турбины называются также напорными или турбинами, работающими с избытком давления.

На фиг. 46 показаны скорости воды: c_0 — в направляющем аппарате, c_1 — при входе на рабочее колесо и c_2 — при выходе из рабочего колеса. Абсолютная траектория струйки воды показана пунктиром: вода проходит через рабочее колесо, одновременно участвуя во вращении.

Указанные видоизменения позволяют свести к минимуму потери энергии. В самом деле, вода, выходя из рабочего колеса в направлении оси вращения, имеет скорость c_2 , не дающую составляющей на направление окружной скорости u ; ввиду этого, придавая скорости c_2 малую величину, можем свести потери энергии на выходе из рабочего колеса к минимуму.

Перемена общего направления движения воды в рабочем колесе турбины по сравнению с сегнеровым колесом — центробежное вместо центробежного, а также особенность впуска воды в рабочее колесо, изображаемого век-

тором, и вращающееся рабочее колесо, помещенное внутри направляющего аппарата. Вход воды в турбину происходит в горизонтальной плоскости под некоторым углом к радиусам; протекая между лопатками рабочего колеса, вода меняет направление и выходит из рабочего колеса вниз в вертикальном направлении.

Направляющий аппарат имеет ряд лопаток, направленных под некоторым углом к радиусам. Протекая между лопатками направляющего аппарата, вода при поступлении на рабочее колесо турбины получает не только определенную по величине скорость, но и определенное направление. Таким образом в направляющем аппарате часть напора (потенциальной энергии) превращается в скорость (в кинетическую энергию) и, следовательно, подвод энергии к турбине (в противоположность сегнерову колесу) происходит как в форме потенциальной, так и кинетической энергии.

Отдача энергии рабочему колесу происходит как за счет отклонения струи лопатками рабочего колеса — активный принцип, так и за счет реактивного принципа — воздействия вытекающей струи на сосуд.

тором c_0 , сводят на-нет (теоретически) и вторую отмеченную выше потерю энергии — потерю на приведение во вращение массы воды $\frac{\gamma}{g} Q$.

Таким образом теоретически к. п. д. гидравлической турбины, работающей по принципу фиг. 46, может быть доведен до весьма значительной величины, приближающейся к единице.

Иметь к. п. д., равный единице, даже теоретически, не представляется возможным, так как вода, выходящая из рабочего колеса со скоростью c_2 , всегда уносит с собой некоторое количество энергии, как бы ни была мала скорость c_2 .

Однако при осуществлении турбины по схеме фиг. 46 имеется еще одно обстоятельство, уменьшающее полноту использования водной энергии. Это обстоятельство связано не с гидравлическим режимом работы турбины, а с расположением турбины.

Представим себе, что сконцентрированный (путем соответствующих гидротехнических сооружений) напор равен H_0 (фиг. 46). Для возможности доступа к турбине последняя должна быть расположена выше уровня воды в нижнем бьефе на некоторой минимальной высоте h_3 над ним. Следовательно, используемый в турбине напором будет не разность горизонтов воды в верхнем и нижнем бьефах H_B , а величина H_D , т. е. разность отметок верхнего бьефа и выходного сечения турбины.

Отсюда видно, что некоторая часть сконцентрированного напора при осуществлении турбины по схеме фиг. 46 остается неиспользованной. В этом отношении имеется аналогия с активным типом гидравлического двигателя, изображенного на фиг. 43.

В последнем некоторое недоиспользование напора является вполне возможным, поскольку (как будет указано ниже) активные турбины применяются исключительно при весьма значительных напорах. Что же касается реактивных турбин, применяемых главным образом при малых напорах, то для них недоиспользование напора h_3 (фиг. 46) является, бы весьма неэкономичным.

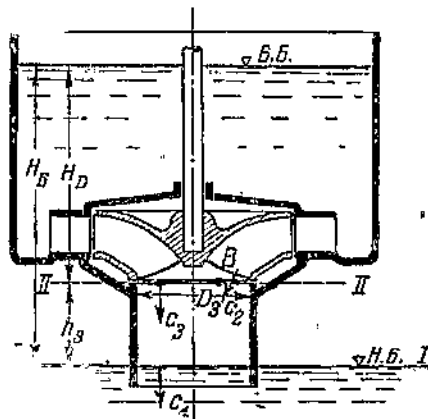
Для устранения этого обстоятельства турбина снабжается так называемой цилиндрической всасывающей трубой (неподвижной), непосредственно примыкающей к выходному сечению рабочего колеса и заканчивающейся под горизонтом воды нижнего бьефа — фиг. 47¹.

Таким образом вода, выходя из рабочего колеса, попадает не в атмосферу, а проходит в нижний бьеф через всасывающую трубу, заполняя всю ее полноту.

Скорости в начале всасывающей трубы в отличие от скорости выхода из рабочего колеса c_2 обычно обозначаются через c_3 , скорости в конце всасывающей трубы на уровне нижнего бьефа — через c_4 ; в нашем рассматриваемом случае $c_3 = c_4$.

Если в схеме фиг. 46 при выходе из рабочего колеса имелось атмосферное давление, то при наличии всасывающей трубы по фиг. 47 давление на выходе из рабочего колеса будет равно давлению в начале всасывающей трубы и будет отличаться от атмосферного.

Определим давление в точке В (фиг. 47), соответствующей началу всасывающей трубы. Для этого напишем уравнение Бернулли для потока воды, про-



Фиг. 47. Схема реактивной турбины с цилиндрической всасывающей трубой

¹ На фиг. 47 неподвижные части заштрихованы, а вращающиеся заштрихованы.

ходящего через всасывающую трубу, для двух сечений: I-I (уровень нижнего бьефа) и II-II (начало всасывающей трубы), приняв за плоскость сравнения первое сечение¹. При этом пренебрегаем потерями напора на трение во всасывающей трубе².

Имеем

$$0 + \frac{p_a}{\gamma} + \frac{c_1^2}{2g} = h_s + \frac{p_B}{\gamma} + \frac{c_3^2}{2g},$$

где через $\frac{p_a}{\gamma}$ обозначено давление на уровне поверхности нижнего бьефа, т. е. атмосферное давление, а через $\frac{p_B}{\gamma}$ — искомое давление в точке B.

Из написанного уравнения получим (так как $c_1 = c_3$):

$$\frac{p_B}{\gamma} = \frac{p_a}{\gamma} - h_s. \quad (26)$$

Давление в точке B — меньше атмосферного, и при выходе из рабочего колеса имеется вакуум, равный высоте столба воды h_s , соответствующего превышению рабочего колеса над нижним бьефом, или высоте всасывающей трубы.

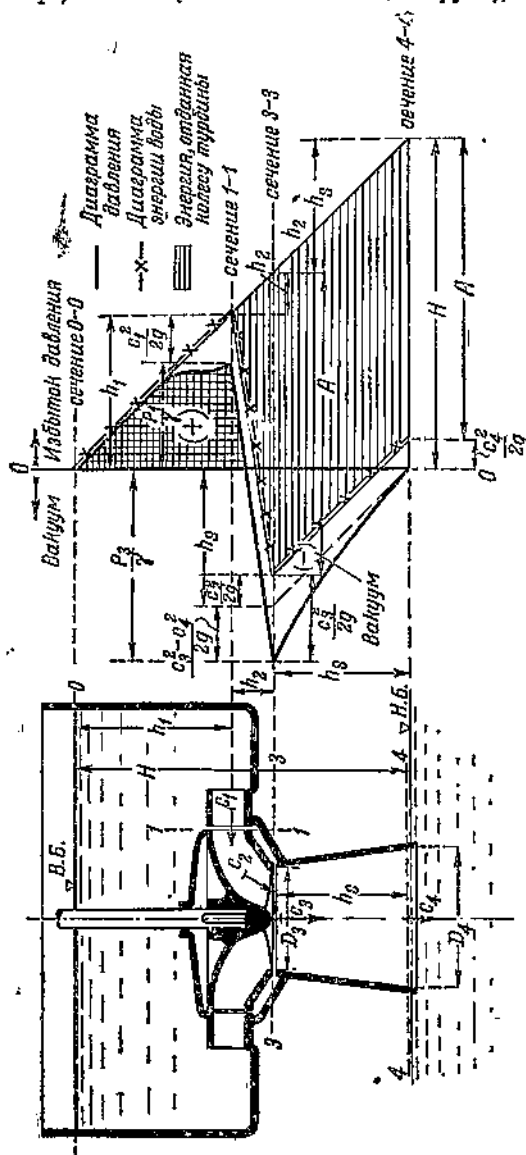
Таким образом в результате применения всасывающей трубы разность давлений перед направляющим аппаратом и при выходе из турбины составляет $+H_D - (-h_s) = H_D + h_s$, что в точности соответствует разности отметок верхнего и нижнего бьефов.

Отсюда видно, что при соединении к турбине всасывающей трубы дает возможность полного использования напора, несмотря на расположение турбины выше уровня нижнего бьефа.

завозания напора, несмотря на расположение турбины выше уровня нижнего бьефа.

¹ Уравнение Бернулли выражает собой закон постоянства энергии и при неучете вредных потерь имеет вид $z + \frac{p}{\gamma} + \frac{v^2}{2g} = \text{const.}$

² В реальных условиях во всасывающей трубе имеются потери на трение; кроме того могут наблюдаться и отдельные неустойчивости течения — образование вихрей, отжигов струй и т. д. В связи с этим всасывающая труба имеет свой к. п. д., несколько меньший единицы.



Фиг. 48. Схема реактивной турбины с конической всасывающей трубой и диаграмма давления и энергии.

Применение всасывающей трубы возможно, естественно, лишь при турбинах, работающих с избытком давления (реактивных).

Высота h_s называется высотой всасывания. При цилиндрической всасывающей трубе высота h_s теоретически не может превышать высоты атмосферного давления в данной местности.

В результате применения цилиндрической всасывающей трубы единственной теоретически неизбежной потерей является та энергия, которую уносит с собой выходящая из турбины вода, имеющая скорость c_3 (фиг. 47).

Уменьшение этой потерянной энергии могло бы быть достигнуто за счет снижения величины выходных скоростей — c_3 и c_4 . Это привело бы, однако (при сохранении расхода, проходящего через турбину), к значительному увеличению выходных сечений и, следовательно, к увеличению размера турбины.

Последнее обстоятельство, помимо удорожания турбины, поведет к уменьшению ее числа оборотов¹, что, в практических условиях является еще более недопустимым.

Поэтому в реальных условиях прибегают к другому способу увеличения степени использования энергии воды — к установке при турбине не цилиндрической, а конической расходящейся всасывающей трубы.

Схема турбины с расходящейся всасывающей трубой дана на фиг. 48. В данном случае скорость в начале всасывающей трубы c_1 больше скорости выхода из всасывающей трубы — c_4 .

Для установления давления в начале всасывающей трубы применим уравнение Бернулли к сечениям 4-4 и 3-3, приняв за плоскость сравнения сечение 4-4 (фиг. 48). В результате получим следующее уравнение (потери на трение пренебрегаем):

$$0 + \frac{p_a}{\gamma} + \frac{c_4^2}{2g} = h_s + \frac{p_3}{\gamma} + \frac{c_3^2}{2g},$$

где $\frac{p_a}{\gamma}$ — атмосферное давление, а $\frac{p_3}{\gamma}$ — искомое давление в начале всасывающей трубы.

Определяя $\frac{p_3}{\gamma}$, получаем

$$\frac{p_3}{\gamma} = \frac{p_a}{\gamma} - h_s - \left(\frac{c_3^2}{2g} - \frac{c_4^2}{2g} \right). \quad (27)$$

Отсюда видим, что благодаря применению конической всасывающей трубы вакуум (разрежение) под рабочим колесом по сравнению с цилиндрической

трубой увеличился на величину $\frac{c_3^2}{2g} - \frac{c_4^2}{2g}$.

Для лучшего уяснения схемы работы турбины рассмотрим, как изменяются давление и содержание энергии в воде в различных сечениях работающей турбины (фиг. 48), через которую проходит расход воды Q и которая отдает некоторую полезную мощность A . При этом будем пренебрегать имеющимися потерями энергии на трение. Давления будем выражать в м вод. ст.

Относя энергию к единице расхода воды, мы будем иметь в любом сечении выражение энергии, как суммы напора в м (давления) в этом сечении (потенциальная энергия) и скоростного напора, соответствующего имеющейся скорости (кинетическая энергия). За нуль давления примем величину атмосферного давления. Диаграмма давления и энергии представлена на фиг. 48 справа.

¹ Об этом смотреть в следующих параграфах.

В сечении 0-0, соответствующем горизонту воды верхнего бьефа, мы будем иметь нулевое (атмосферное) давление. Если турбина не пропускала бы через себя расхода, то в сечении 1-1 (при входе на рабочее колесо) мы имели бы давление h_1 . При работающей турбине вода входит на рабочее колесо с определенной скоростью c_1 ; вследствие этого давление $\frac{p_1}{\gamma}$ в сечении 1-1 уменьшается по сравнению с величиной h_1 и становится равным

$$h_1 - \frac{c_1^2}{2g}.$$

После выхода из рабочего колеса в начале всасывающей трубы в сечении 3-3, как было получено выше, мы имеем некоторую скорость c_3 и давление $\frac{p_3}{\gamma}$, определяемое формулой (27).

Так как мы условились относить нулевое давление к атмосферному, то давление $\frac{p_3}{\gamma}$ будет отрицательным и равным

$$\left[-h_s - \left(\frac{c_3^2}{2g} - \frac{c_4^2}{2g} \right) \right].$$

В сечении 4-4, соответствующем горизонту воды в нижнем бьефе и выходе из всасывающей трубы, мы имеем атмосферное или нулевое давление.

Указанные величины давлений представлены на фиг. 48, при этом положительные величины давлений отложены вправо от вертикальной линии 0-0, а отрицательные (вакуум) — влево от этой линии; жирной линией показана диаграмма изменения давлений на протяжении от уровня верхнего до уровня нижнего бьефа.

Для установления величины энергии в различных сечениях необходимо в каждом из них к давлению (потенциальной энергии) приплюсовать скоростной напор от скорости в рассматриваемом сечении (кинетическую энергию).

В сечении 0-0 кинетическая энергия отсутствует. В сечении 1-1 скоростной напор равен $\frac{c_1^2}{2g}$, следовательно, количество энергии здесь равно

$$\left(\frac{c_1^2}{2g} + \frac{p_1}{\gamma} \right), \text{ т. е. величине } h_1.$$

В сечении 3-3 для получения полной энергии к отрицательному давлению

$$\frac{p_3}{\gamma} \text{ надо добавить скоростной напор } \frac{c_3^2}{2g}.$$

Наконец, в сечении 4-4 полная энергия будет выражаться лишь одним

$$\text{членом — скоростным напором } \frac{c_4^2}{2g}.$$

Соответствующая диаграмма энергии в различных сечениях показана в правой части фиг. 48 пунктирной кривой с крестиками. Энергия, отдаваемая водой рабочему колесу турбины, обозначенная нами через A , очевидно, равна разности энергий воды до входа в рабочее колесо и при выходе из него, т. е. разности энергосодержания в сечениях 1-1 и 3-3. Кроме того необходимо учесть также и высоту рабочего колеса, равную h_2 , что соответствует вертикальному расстоянию между сечениями 1-1 и 3-3 (на этом пути вода приобретает дополнительную энергию, равную величине h_2).

Таким образом можем написать следующее уравнение:

$$A = \frac{p_1}{\gamma} + \frac{c_1^2}{2g} + h_2 - \left(\frac{p_3}{\gamma} + \frac{c_3^2}{2g} \right). \quad (28)$$

Вставляя для $\frac{p_3}{\gamma}$ выражение по формуле (27) в уравнение (28), получим

$$A = \frac{p_1}{\gamma} + \frac{c_1^2}{2g} + h_2 + h_s + \frac{c_3^2}{2g} - \frac{c_4^2}{2g} - \frac{c_3^2}{2g};$$

так как сумма первых четырех слагаемых, как видно из фиг. 48, равна H , то для величины A будем иметь следующее выражение:

$$A = H - \frac{c_1^2}{2g} \quad (29)$$

Таким образом неиспользованная в турбине часть энергии определяется кинетической энергией воды на при выходе из рабочего колеса, а при выходе из всасывающей трубы.

Отсюда следует, что для увеличения полноты использования напора можно не уменьшать скорости выхода из турбины c_2 (или c_3) путем увеличения сечения; достаточно лишь увеличить выходное сечение всасывающей трубы, с тем чтобы была малая скорость c_1 .

В реальных турбинах выходная скорость c_2 имеет сравнительно малую величину; потерянная энергия при выходе из всасывающей трубы составляет лишь несколько процентов ($1 \div 3$) или даже доли процента от всей используемой энергии.

**

Проведенное рассмотрение и результат его — уравнение (28) — позволяют отметить еще одно весьма важное положение.

Пренебрегая малой величиной h_a и перегруппировывая члены, можем написать уравнение (28) в следующем виде:

$$A = \left(\frac{p_1}{\gamma} - \frac{p_2}{\gamma} \right) + \left(\frac{c_1^2}{2g} - \frac{c_3^2}{2g} \right) \quad (30)$$

Отсюда видно, что работа, отданная турбине, равна разности давлений до и после рабочего колеса и разности кинетических энергий в тех же сечениях.

Таким образом уравнением (30) подтверждается приведенное выше положение, что так называемые реактивные турбины (с избытком давления) используют энергию воды как в потенциальном, так и в кинетическом виде, т. е. что работа воды совершается в турбине как по «активному», так и по «реактивному» принципам.

Перед входом воды на рабочее колесо — сечение 1-1 фиг. 48 — мы имеем запас энергии, выраженный величиной h_a . В зависимости от той конструкции, которую мы придадим направляющему аппарату и рабочему колесу турбины, мы можем ту или иную часть полной энергии h_a обратить в кинетическую энергию, т. е. в скорость c_1 .

То же самое мы имеем и на выходе из рабочего колеса.

Отсюда следует, что, изменяя конструкцию турбины, мы можем получить то или иное соотношение потенциальной и кинетической частей энергии до и после рабочего колеса. Это значит, что изменением конструкции турбины мы можем увеличить или уменьшить долю «участия» каждого из двух членов уравнения (30) в отдаче полезной работы A . Чем больше будет первый член уравнения (30) — разность давлений $\frac{p_1}{\gamma}$ и $\frac{p_2}{\gamma}$, тем большая часть отданной работы A будет получена рабочим колесом за счет разности давлений, т. е. за счет «реактивного» принципа. В обратном случае будет превалировать «активный» принцип.

Уравнение (30), выведенное здесь для реактивной турбины, тем не менее имеет более широкий смысл. В самом деле, представим себе, что давления $\frac{p_1}{\gamma}$ и $\frac{p_2}{\gamma}$ равны между собой и соответствуют атмосферному давлению. В этом случае работа, отдаваемая водой колесу турбины, будет равна лишь разности кинетической энергии, т. е. второму члену. Если мы представим себе, что весь напор перед турбиной H_0 мы обратили в скорость c_1 , а скорость c_3 приближали к нулю, то мы получим двигатель, работающий исключительно по «активному» принципу, т. е. турбину свободно-струйчатую, описанную в начале данного параграфа; для нее по уравнению (30) будем иметь

$$A = \frac{c_1^2}{2g} = H_0.$$

Наоборот, если скорости c_1 и c_2 будут лишь немногим отличаться по величине, то основное значение приобретает первый член уравнения (30); такие турбины будут приближаться к чисто «реактивному» типу.

Описываемые здесь турбины с избытком давления, или реактивные, как будет видно из § 17, имеют значительное многообразие конструкций. Оно в основном построено на том, в каком соотношении используется в турбине кинетическая и потенциальная энергия.

Для того чтобы характеризовать турбину в этом направлении, введено специальное понятие «степень реактивности». Степень реактивности определяется соотношением

$$\frac{p_1 - p_2}{\gamma} \quad \text{или} \quad \frac{p_1 - p_2}{\gamma} + \frac{c_1^2 - c_2^2}{2g}$$

Чем больше доля участия потенциальной энергии, тем большую степень реактивности имеет турбина.

16. Конструкция активных турбин. Коэффициент быстроходности

Активные турбины, применяемые в настоящее время на гидроустановках, имеют в основном конструкцию лопаток, предложенную еще в 1884 г. Пельтоном, почему и называются турбинами Пельтона.

Как было указано в § 15, полное использование всей энергии струи можно получить (теоретически) лишь при нулевой абсолютной скорости схода струи с лопатки.

В турбинах Пельтона это условие выдерживается благодаря особой форме лопатки, представляющей собой как бы два полушария — ковши, разделенные острым ребром — ножом (фиг. 42)¹.

Лопатки турбины Пельтона занимают всю окружность рабочего колеса; для правильного обтекания струей лопатки последние должны иметь соответствующий размер по отношению к струе. В каждой лопатке сделан вырез с целью облегчения перехода струи с одной лопатки на другую при вращении колеса (фиг. 49).

Вода с лопаток рабочего колеса стекает вниз и попадает в канал, отводящий воду в нижний бьеф.

На фиг. 50 дан чертеж двухсопельной турбины Пельтона. На горизонтальном валу a насажено рабочее колесо b с 20 лопатками, закрытое кожухом c .

Вал турбины поддерживается двумя подшипниками, опирающимися на подставки d . К валу турбины при помощи фланца e присоединяется вал генератора. Таким образом генератор сидит на одном валу с турбиной и делает одинаковое с ней число оборотов. Вода подается под напором трубопроводом f , разветвляющимся на две трубы с соплами $ж$. Как видно из чертежа, струи воды, выходящие из сопла, направлены по касательным к колесу.

Регулирование количества воды, поступающей на турбину, а следовательно, и ее мощности, производится иглами $ч$ и затворами $з$, которые приводятся в поступательное движение соответствующими механизмами $и$, действующими обычно от масляного сервомотора.

Количество воды, вытекающей из сопла, определяется площадью конечного отверстия $ω$ и напором H_n перед соплом:

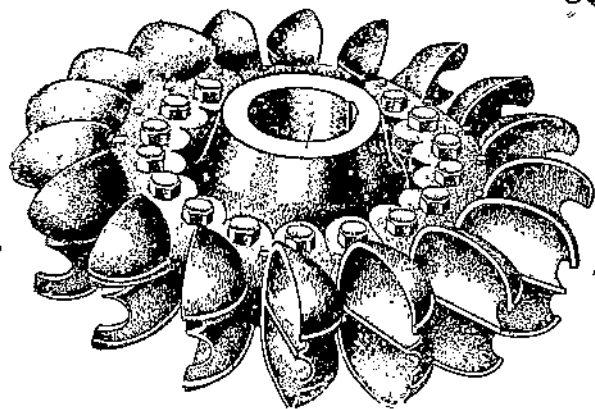
$$Q = ωc = ωφ \sqrt{2gH_n}$$

где $φ$ — коэффициент скорости.

При передвижении иглы затвора вперед кольцевая выходная площадь $ω$ уменьшается и расход воды Q также уменьшается. Для полного закрытия турбины иглы выдвигаются вперед до конца.

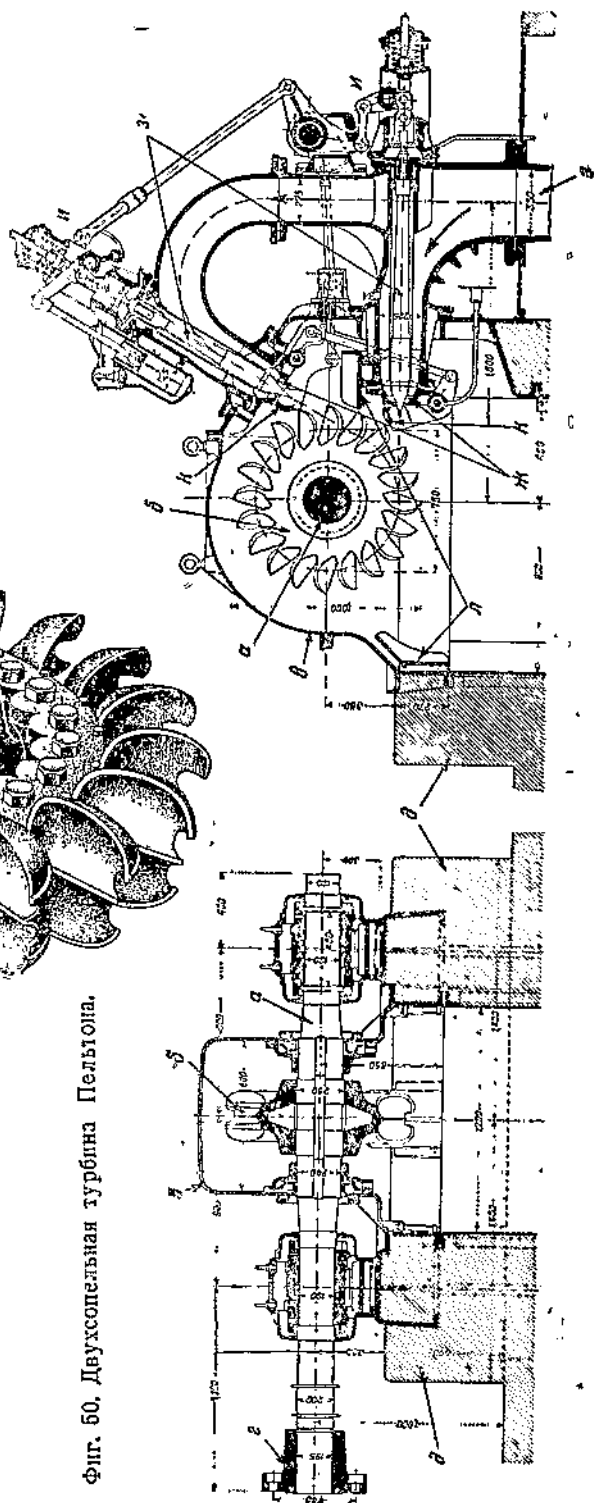
При необходимости быстрого освобождения рабочего колеса от воздействия

¹ По ряду конструктивных соображений сказанное в действительных турбинах в точности не выполняется. Однако отклонение действительной картины от приведенного весьма незначительно.



Фиг. 49. Фото рабочего колеса турбины
Пельтона.

Фиг. 50. Двухсопловая турбина Пельтона.



струй¹ вступают в действие так называемые отклонители струй — дефлекторы k , отклоняющие сразу струи от рабочего колеса и заставляющие струи бить в специальные пластинки $л$. После отклонения струй сопла постепенно закрываются иглами.

Регулирование турбины, т. е. изменение расхода воды, а отсюда и мощности, производится в процессе работы автоматически с помощью регулятора, но может быть также переключено на ручное управление. Схема регулятора разобрана ниже при описании турбины реактивных.

Окружная скорость на рабочем колесе турбины Пельтона u , как было показано в предыдущем параграфе, связана определенным соотношением со скоростью c : $u = \frac{c}{2}$. Так как c зависит лишь от напора, то, следовательно, и окружная скорость u определяется лишь действующим на турбину напором H_n (напором перед соплом).

Принимая коэффициент скорости $\varphi \approx 0,95$, имеем для скоростей c и u следующие приближенные значения:

$$c = \varphi \sqrt{2gH_n} = k_c \sqrt{2gH_n} = 0,95 \sqrt{2gH_n} \quad (81)$$

$$u = \frac{\varphi}{2} \sqrt{2gH_n} = k_u \sqrt{2gH_n} = 0,47 \sqrt{2gH_n} \quad (82)$$

Для сопоставления различных типов и конструкций турбин, т. е. сравнения соответствующих им скоростей c и u , необходимо брать, конечно, не абсолютные скорости (так как они зависят от напора), а скоростные коэффициенты k_c и k_u , являющиеся множителями к члену $\sqrt{2gH_n}$. Коэффициенты k_c и k_u будут выявлять собой тип турбины. Для турбины Пельтона, как видим, $k_c \approx 0,95$ и $k_u \approx 0,47$.

Число оборотов рабочего колеса в минуту n будет определяться помимо величины u также и диаметром D рабочего колеса (считая по окружности, касательной к струе):

$$n = \frac{60u}{\pi D} = \frac{60k_u \sqrt{2gH_n}}{\pi D} \quad (83)$$

Таким образом число оборотов какой-либо конкретной турбины Пельтона зависит лишь от диаметра рабочего колеса D и действующего напора H_n .

При принятой у нас в СССР частоте тока — 50 пер/сек число оборотов n не может быть произвольным, а определяется, исходя из числа пар полюсов генератора p , по следующей формуле:

$$n = \frac{3000}{p} \quad (84)$$

В табл. 3 даны стандартные числа оборотов и соответствующие им числа полюсов по данным основного завода — поставщика гидрогенераторов «Электросила» им. Кирова (Ленинград),

Таблица 3

Стандартные числа оборотов и соответствующее им число полюсов для гидрогенераторов завода «Электросила» им. Кирова

Число пар полюсов p	4	5	6	8	10	12	14	16	18	20	24	30	34	40	50	60
Число оборотов в минуту n	750	600	500	375	300	250	214	187	167	150	125	100	88	75	60	50

Вообще говоря, желательно иметь как можно большее число оборотов, так как это ведет к уменьшению размеров генератора и, следовательно, к его удешевлению. Для возможного увеличения числа оборотов при заданном на-

¹ Это бывает необходимо, например, при аварии в электрической части, когда нагрузка с генератора мгновенно снимается.

поре H_n необходимо по возможности уменьшить диаметр колеса D — формула (33).

При уменьшении диаметра колеса D уменьшается и длина окружности; число лопаток при этом становится меньшим или же сами лопатки приходится делать меньшего размера.

Если при этом соотношение диаметра колеса D к диаметру струи d будет меньше известного предела, то к. п. д. турбины ухудшается из-за возрастания потери воды при переходе струи с одной лопатки на другую и из-за ухудшения условий обтекания — большая струя и относительно малая лопатка.

Таким пределом практика турбиностроения считает отношение $\frac{D}{d} = 10$; в исключительных случаях (с понижением к. п. д.) можно доходить до соотношения $\frac{D}{d} = 7$.

Если при данном предельном соотношении $\frac{D}{d}$ число оборотов все же является недостаточным, то для его увеличения возможно применение иного способа — размещения нескольких сопел на одном колесе. В этом случае, благодаря тому что расход Q разбивается на i струй, диаметр каждой струи становится в $\sqrt{i}$ раз меньше, чем в случае одной струи; в силу этого и диаметр такой турбины (при том же предельном значении $\frac{D}{d}$) можно сделать в $\sqrt{i}$ раз меньше; в связи с этим число оборотов n [формула (33)] возрастет в $\sqrt{i}$ раз.

Двухсопелная турбина фиг. 50 имеет благодаря применению двух сопел число оборотов в $\sqrt{2} = 1,42$ раза большее, по сравнению с тем, которое было бы при одном сопле.

Очевидно, что эффект будет аналогичным, если мы вместо размещения двух сопел на одном колесе разделим общий расход на два патрубка — сопла и поместим на одном валу два рабочих колеса, на каждом из которых будет по одному соплу.

Дальнейшее увеличение числа оборотов можно получить только применением обоих принципов вместе, т. е. разделяя общий расход Q на несколько рабочих колес, сидящих на одном валу, с несколькими соплами на каждом колесе. Число оборотов n в этом случае будет увеличено пропорционально $\sqrt{i \cdot r}$, где r — число колес, сидящих на одном валу.

**

Разобравшие выше условия работы турбины Пельтона позволяют теперь остановиться на вопросе о так называемых приведенных или удельных характеристиках, или показателях. Последние имеют весьма большое значение для всех реальных расчетов по турбинам.

Хотя ниже следующее изложение для конкретизации ведется в отношении турбины Пельтона, тем не менее полученные выводы будут являться общими, т. е. будут применимы для всех типов и конструкций турбин.

Турбина того или иного типа, характеризующаяся отношением $\frac{D}{d}$ и числом сопел на колесе i , может быть выполнена различных абсолютных размеров. При этом изменяются лишь последние, но все соотношения между размерами сохраняются; турбины будут геометрически подобны друг другу. Если эти турбины поставить под один и тот же напор, то они пропустят через себя различные расходы воды и дадут различные мощности.

Несмотря на одинаковые окружные скорости u , что видно из формулы (32), числа i оборотов согласно формуле (33) будут различными.

Из приведенного следует, что определенному типу турбины при определенном напоре не соответствует какое-либо конкретное число оборотов: последнее определится также и размером, а следовательно, и мощностью турбины.

Представим себе, что мы имеем две турбины одного и того же типа, но с различными диаметрами рабочего колеса D_1 и D_2 , работающими под одним и тем же напором H_n . Так как обе турбины принадлежат к одному и тому же

типу, то они будут геометрически подобны друг другу, т. е. отношения $\frac{D_1}{d_1}$ и $\frac{D_2}{d_2}$, а также величины k_c и k_u у них будут одинаковы.

Соотношение между числами оборотов указанных двух турбин будет в силу формулы (33) определяться следующим выражением:

$$\frac{n_2}{n_1} = \frac{D_1}{D_2} \quad (35)$$

Соотношение расходов воды, проходящих через турбины, будет определяться размерами выходных отверстий сопел или площадями поперечного сечения струй. В силу этого можно написать следующее выражение:

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{w_2}{w_1} = \frac{d_2^2}{d_1^2} = \frac{D_2^2}{D_1^2} \quad (36)$$

Соотношение мощностей рассматриваемых двух турбин в силу формулы (9) и (36) выразится так:

$$\frac{N_2}{N_1} = \frac{Q_2}{Q_1} = \frac{D_2^3}{D_1^3} \quad (37)$$

Проследим теперь влияние изменения напора. Представим себе турбину определенного типа и размера. Если мы эту конкретную турбину поставим сначала под напор H_1 , а затем под другой напор H_2 , то числа оборотов, расходы и мощности в обоих случаях будут различными.

Действительно, в данном случае в силу формулы (33) будем иметь соотношение между числами оборотов в следующем виде:

$$\frac{n_2}{n_1} = \frac{\sqrt{H_2}}{\sqrt{H_1}} \quad (38)$$

Так как расход, проходящий через турбину, в данном случае будет зависеть от скорости c , то по выражению (31) будем иметь следующую зависимость для соотношения расходов:

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{\sqrt{H_2}}{\sqrt{H_1}} \quad (39)$$

Так как мощность определяется через произведение напора на расход, то соотношение мощностей определится нижеприведенным равенством

$$\frac{N_2}{N_1} = \frac{Q_2 H_2}{Q_1 H_1} = \frac{H_2 \sqrt{H_2}}{H_1 \sqrt{H_1}} \quad (40)$$

Из изложенного следует, что все основные показатели n , Q и N какой-либо конкретной турбины определяются лишь совокупностью трех следующих факторов: типа турбины, размера колеса и напора, под которым работает турбина¹.

Таким образом для какой-либо конкретной турбины, принадлежащей к определенному типу и имеющей определенный диаметр (находящейся, например, на заводе), нельзя установить нормальное число оборотов и номинальную мощность: и число оборотов и мощность будут определяться напором той гидростанции, на которой турбина будет установлена. Так как какую-либо турбину принципиально возможно направлять для работы под разными напорами, то к ней нельзя прикрепить табличку с обозначением мощности и числа оборотов, подобно тому, как это имеет место у генераторов.

¹ Приведенные формулы с (35) по (40) являются формулами пересчета основных показателей при так называемых изотональных изменениях работы турбины, т. е. при таких изменениях, при которых останутся подобными все основные элементы гидравлического режима.

В силу разобранного при указании о том, что на какой-либо гидростанции установлены турбины определенной мощности, необходимо обязательно добавить величину напора, при котором турбины дают указанную мощность.

Указанное свойство гидротурбин дает теоретическую возможность использования одной и той же конкретной турбины при различных напорах: турбины, изготовленные заводом для какой-либо определенной гидроустановки (с заданными H , n , Q и N), могут быть поставлены в случае необходимости на другой гидроустановке с другим напором. При этом они будут давать другую мощность — N' и развивать отличное число оборотов n' .

Данное свойство в период войны с германским фашизмом позволило осуществлять эвакуацию гидротурбин гидроустановок, оказавшихся во временно оккупированной неприятелем зоне, и использование их на других гидроустановках, расширившихся и вновь сооружавшихся в восточных частях СССР.

Это мероприятие является примером планового рационального использования наиболее ценной части гидроустановки — гидромашин, а также отражает ту степень мобилизации внутренних ресурсов страны, которая проявляется в период всенародной борьбы с фашистскими захватчиками.

Указанное использование гидротурбин практически возможно и рационально в том случае, если напор и расход на новой гидроустановке одного порядка с соответствующими параметрами старой, так как из дальнейшего изложения видно, что различным сочетанием напора и мощности, если их диапазон велик, соответствуют и различные типы турбин. Использование гидротурбин на новой гидроустановке возможно, естественно, лишь в том случае, если основные параметры ее делают возможным применение имеющегося типа турбин.

**

Перейдем теперь к установлению понятия «коэффициент быстроходности», который является наиболее важной удельной характеристикой.

Из предыдущего изложения следует, что какой-либо тип турбины может быть охарактеризован лишь соотношением размеров отдельных частей турбины, но не числом оборотов и мощностью. Между тем, для практических целей — для характеристики типов турбин — весьма необходимо иметь вполне определенный числовой показатель, отражающий в себе основные свойства, именно, типа турбины.

В качестве такого показателя принят так называемый «коэффициент быстроходности», обосновывающийся на приведенных выше зависимостях.

Будем рассматривать какой-либо тип турбины; представим себе, что изготовлена турбина рассматриваемого типа, но такого размера (диаметра), что она под напором $H_H = 1$ м дает мощность в 1 л. с.; число оборотов этой турбины будет называться коэффициентом быстроходности рассматриваемого типа турбин.

Таким образом коэффициентом быстроходности (обозначение n_s) какого-либо типа турбины называется число оборотов турбины, принадлежащей к данному типу, работающей под напором в 1 м и имеющей такой размер, что она под напором в 1 м дает мощность в 1 л. с.

Пусть мы имеем турбину, которая работает под напором H м, дает мощность N л. с. и имеет n об/мин. Для определения коэффициента быстроходности n_s этой турбины (или вернее того типа, к которому принадлежит рассматриваемая турбина) можно воспользоваться приведенными выше уравнениями (35) — (40).

Поставим мысленно нашу турбину вместо напора H м под напор в 1 м. В соответствии с формулой (38) ее число оборотов при этом уменьшится и

станет равным $\frac{n}{\sqrt{H}}$; по формуле (40) ее мощность также уменьшится и делается равной $\frac{N}{H\sqrt{H}}$.

¹ Необходимо, чтобы новое число оборотов n' соответствовало стандартному — табл. 3. Для достижения этого турбина может работать с несколько измененным против оптимального режимом — см. § 20, что приведет к некоторому уменьшению к. п. д.

Сохраняя напор в 1 м, будем мысленно уменьшать диаметр турбины до тех пор, пока она вместо мощности $\frac{N}{H\sqrt{H}}$ л. с. не даст мощности в 1 л. с.

Таким образом при этом втором преобразовании нам нужно уменьшить мощность турбины в $\frac{N}{H\sqrt{H}}$ раз. Из формулы (37) видно, что для этого надо уменьшить диаметр турбины в $\sqrt{\frac{N}{H\sqrt{H}}}$ раз.

От указанного уменьшения диаметра число оборотов турбины должно увеличиться; по формуле (35) это увеличение числа оборотов обратно пропорционально изменению диаметра.

Таким образом число оборотов нашей воображаемой турбины с $\frac{n}{\sqrt{H}}$ должно возрасти после второй операции в $\sqrt{\frac{N}{H\sqrt{H}}}$ раз и станет равным $\frac{n}{\sqrt{H}} \sqrt{\frac{N}{H\sqrt{H}}}$; это число оборотов и есть коэффициент быстроходности n_s .

Формула для определения коэффициента быстроходности имеет вид

$$n_s = \frac{n}{\sqrt{H}} \sqrt{\frac{N}{H\sqrt{H}}} = \frac{n\sqrt{N}}{H\sqrt{H}}, \quad (41)$$

по ней можно определять n_s по известным N , H и n .

Формулу (41) можно разрешить и относительно n ; тогда получается следующая зависимость:

$$n = \frac{n_s H \sqrt[4]{H}}{\sqrt{N}}. \quad (42)$$

По формуле (42) можно решить и обратную задачу, а именно, зная принятый тип турбины n_s и напор H , можно определить, какое число оборотов n будет давать турбина при том или ином ее размере, т. е. при той или иной ее мощности.

В формулах (41) и (42) (з соответствии с их выводом) мощность N должна подаваться в л. с., а не в кгс.

Для турбин Пельтона при наличии нескольких сопел и нескольких колес на одном валу под N необходимо подразумевать мощность, соответствующую лишь одному соплу. Для реактивных турбин, рассматриваемых ниже, вместо N необходимо подставлять мощность одного рабочего колеса, так как в некоторых (исключительных) случаях на одном валу размещаются несколько колес. Напор H есть рабочий напор на турбине, выраженный в м; n имеет размерность оборотов в минуту. Для n обычно не пишут размерности.

Отсюда видно, что формулы (41) и (42) не имеют единства размерностей в обеих частях, вследствие чего подстановка соответствующих величин допустима лишь в указанных размерностях.

Чем больше величина n_s , тем более быстроходным считается данный тип турбины, т. е. тем большее число оборотов дадут турбины, принадлежащие к данному типу.

Помимо коэффициента быстроходности n_s для характеристики типа турбин применяются также так называемые «удельные» или приведенные числа оборотов n' , расходы Q' и мощности N' . Удельные показатели представляют собой число оборотов, расход и мощность турбины данного типа с диаметром рабочего колеса в 1 м, работающей под напором в 1 м. Удельные показатели для конкретной турбины могут быть подсчитаны по формулам (35)–(40).

Активные турбины являются наименее быстроходными из всех имеющихся типов турбин.

Быстроходность какой-либо турбины Пельтона определяется исключительно отношением $\frac{D}{d}$. Таким образом различные по быстроходности типы турбин Пельтона будут иметь различные величины $\frac{D}{d}$.

Чем величина $\frac{D}{d}$ больше, тем менее быстроходной является данная турбина.

Наибольшим коэффициентом быстроходности для одноколесной и одноосельной турбины Пельтона является $n_s = 20 \div 24$, при котором значение $\frac{D}{d}$ достигает предельно минимальных значений.

При установке нескольких сопел на одном колесе и нескольких колес на одном валу можно увеличить мощность, не увеличивая размеров колеса; таким путем можно получить увеличение коэффициента быстроходности агрегата (вала) до $n_s = 40 \div 60$.

Ограничения величины n_s со стороны минимума практически не имеется.

Минимальным значением коэффициента быстроходности из работающих турбин обладает турбина гидроустановки Фуллы (Fully) в Швейцарии, где $n_s = 2,71$.

Турбины Пельтона по конструктивным соображениям находят себе применение исключительно при больших напорах и сравнительно малых расходах воды; в этих случаях в соответствии с формулой (42) даже при небольших значениях n , получаются достаточные числа оборотов n .

При средних и малых напорах турбины Пельтона (даже при предельно максимальных значениях коэффициента быстроходности) будут давать слишком низкое число оборотов.

Использование значительных расходов воды при турбинах Пельтона также является затруднительным, так как весь расход воды должен быть пропущен через сопла, размеры которых, естественно, не могут быть значительными.

17. Классификация реактивных турбин. Турбины Френсиса

Наибольшее распространение в гидроустановках имеют реактивные турбины, применяемые во всех случаях за исключением только что указанных.

Реактивные турбины в основном можно разделить на три вида: турбины Френсиса, турбины пропеллерные и турбины Каплана. Наименования видов турбин связаны с именами конструкторов, впервые их предложивших.

Все указанные три вида турбин используют в основном реактивный принцип работы, поясненный в § 15, но различаются между собой степенью реактивности.

Степень реактивности тесно связана с быстроходностью. Чем меньше степень реактивности, тем меньше и быстроходность. Турбины активные (Пельтона), как было показано в § 15, имеют степень реактивности, равную нулю, и вместе с тем (§ 16) и наименьшую быстроходность.

Наименьшей степенью реактивности и наименьшей быстроходностью из реактивных видов турбин обладают турбины Френсиса; их коэффициенты быстроходности n_s в зависимости от видоизменения конструкции — гидравлического типа — лежат в интервале от 80 до 425. Более низкие (от 50 до 80) и более высокие n_s (от 425 до 450) принципиально могут быть осуществлены, однако при этом к. п. д. турбин значительно уменьшается, и практически турбины Френсиса в этих диапазонах не применяются.

Наиболее быстроходными являются пропеллерные турбины и турбины Каплана, обладающие примерно одним и тем же интервалом значений n_s от 400 до 800 + 900 и даже до 1000 (турбины Каплана), но различающиеся между собой по своей конструкции. Данные два вида турбин обладают наибольшей степенью реактивности.

¹ Несмотря на это турбина имеет число оборотов $n = 500$, так как мощность $N = 3000$ л. с., напор $H_n = 1600$ м. Интересно отметить, что скорость вытекания струи из сопла с $d = 0,038$ м равна около 170 м/сек.

Первоначальная конструкция турбины Френсиса, предложенная в 1849 г., соответствовала малой степени реактивности и малой быстроходности; в дальнейшем своем развитии турбины Френсиса видоизменялись в направлении увеличения коэффициента быстроходности.

Появление пропеллерных турбин, и особенно турбин Каплана (1920—1925 г.), связанное со значительным увеличением степени реактивности и обоснованное долготелными теоретическими и экспериментальными проработками, значительно повысило быстроходность турбин. Таким образом общая тенденция развития реактивных турбин заключалась в стремлении увеличить быстроходность.

Это стремление было вызвано широким развитием строительства гидроэста-

новок с использованием сравнительно малых напоров и, особенно, с увеличением мощности отдельной турбины.

Из формулы (42) видно, что при уменьшении напора H и при увеличении мощности турбины N число оборотов n (при сохранении коэффициента быстроходности n_s) падает; для получения при этом достаточно большого числа оборотов n необходим увеличенный коэффициент быстроходности n_s .

В данном параграфе разобраны турбины Френсиса; турбины пропеллерные и Каплана рассматриваются в следующем § 18.

В § 15 были разобраны основные гидравлические принципы работы реактивных турбин.

Остановимся здесь на так называемом основном уравнении работы реактив-

Фиг. 51. Схема движения воды через реактивную турбину: треугольники скоростей при входе и выходе с рабочего колеса.

ной турбины, которое позволит проследить связь между степенью реактивности и конструктивными элементами турбины.

Примем общую схему турбины Френсиса с конической всасывающей трубой—фиг. 48; если мы сделаем горизонтальный разрез через направляющий аппарат и рабочее колесо (аналогично разрезу AA фиг. 46), то получим картину, изображенную в схеме на фиг. 51.

Рассмотрим гидравлические условия протекания воды через турбину и использование в ней водной энергии.

Благодаря наклону лопаток направляющего аппарата турбины, характеризующему углом α_1 , абсолютная скорость протекания воды через направляющий аппарат c_1 имеет не только определенную величину, но и определенное направление. Так как из направляющего аппарата вода непосредственно попадает на рабочее колесо, то очевидно, абсолютная скорость входа воды на рабочее колесо c_1 имеет ту же величину и направление, что и вектор c_1 .

Так как вода, проходя через рабочее колесо, вместе с тем принимает участие и во вращении, то на дальнейшем пути мы должны рассматривать относительную скорость протекания воды вдоль лопаток рабочего колеса и переносную—окружную—скорость.

Таким образом при входе на рабочее колесо вектор c_1 должен быть разложен на направление касательной к окружности и на направление, соответствующее начальному участку лопатки рабочего колеса.

Угол между касательной и начальным элементом лопатки рабочего колеса обозначается через β_1 . Разлагая вектор c_1 на указанные направления, мы получаем два вектора: u_1 —окружную скорость и w_1 —относительную скорость при входе на рабочее колесо.

В общем случае относительная скорость движения воды вдоль лопаток рабочего колеса меняется и при сходе воды с рабочего колеса имеет величину w_2 . Так как на внутреннем ободе рабочего колеса имеется окружная скорость u_2 ¹, определяемая числом оборотов колеса, то вектор абсолютной скорости воды при сходе с рабочего колеса c_2 определится сложением векторов w_2 и u_2 .

Это сложение обуславливается углом наклона лопаток рабочего колеса на выходной стороне β_2 ; равнодействующий вектор c_2 в зависимости от величины угла β_2 и величин векторов w_2 и u_2 будет составлять с касательной к окружности некоторый угол α_2 .

Применим к данной схеме движения воды через турбину основное уравнение импульсов соответственно § 15. Рассмотрим объем воды, заключенный между двумя лопатками рабочего колеса и внешним и внутренним ободом.

Количество движения, прибавившееся за 1 сек., у внешнего обода колеса, будет

$$\frac{\gamma}{g} q c_1.$$

где q —расход, проходящий между двумя лопатками рабочего колеса. Так как мы ищем окружное усилие, вращающее рабочее колесо, то нас будет интересовать проекция приращения количества движения на направление, касательное к окружности. Эта величина, в соответствии с фиг. 51, равна: $\frac{\gamma}{g} q c_1 \cos \alpha_1$.

Проекция изменения количества движения при выходе воды из рабочего колеса будет соответственно равна:

$$\frac{\gamma}{g} q c_2 \cos \alpha_2.$$

Если отнести рассмотрение не к промежутку между двумя лопатками, а ко всему рабочему колесу, то соответствующие проекции изменения количества движения будут составлять²

$$\frac{\gamma}{g} Q c_1 \cos \alpha_1 \text{ и } \frac{\gamma}{g} Q c_2 \cos \alpha_2,$$

где Q —весь расход, поступающий в турбину.

Общее окружное усилие на колесе будет равно разности указанных величин и будет выражаться следующим образом:

$$X = \frac{\gamma}{g} Q (c_1 \cos \alpha_1 - c_2 \cos \alpha_2). \quad (43)$$

Для получения мощности турбины N необходимо определить работу, произведенную за 1 сек., т. е. умножить окружное усилие X на окружную скорость u .

Так как, однако, окружные скорости при входе и выходе с рабочего колеса u_1 и u_2 различны, то определение мощности должно быть произведено умножением каждого члена правой части уравнения (43) на соответствующую ему окружную скорость. В результате этого получим следующее выражение:

$$N = \frac{\gamma}{g} Q (c_1 \cos \alpha_1 u_1 - c_2 \cos \alpha_2 u_2). \quad (44)$$

Если используемый в турбине напор равен H_H , то очевидно мощность потока воды N_g равна $\gamma Q H_H$. Так как мощность, используемая в турбине, в силу

¹ Окружные скорости u_1 и u_2 связаны между собой соотношениями диаметров внешнего и внутреннего обода рабочего колеса и определяются числом оборотов n по формуле (33).

² Так как лопатки и направляющего аппарата и рабочего колеса по всему периметру окружности турбины имеют одни и те же углы наклона.

ряда потерь, связанных с несовершенством работы турбины, будет всегда меньше мощности N_n , то можно написать

$$N = \epsilon N_n = \epsilon \gamma Q H_n \quad (45)$$

где ϵ — гидравлический к. п. д., не учитывающий вредных механических сопротивлений и потерь.

Соединяя уравнения (44) и (45), получим так называемое основное уравнение работы турбины.

Основное уравнение работы турбины имеет следующий вид:

$$u_1 c_1 \cos \alpha_1 - u_2 c_2 \cos \alpha_2 = \epsilon g H_n \quad (46)$$

Из этого уравнения видно, что наиболее полное использование энергии воды, т. е. наибольшая величина гидравлического к. п. д., будет иметь место в том случае, если второй член левой части уравнения (46) будет равен нулю. Для этого, очевидно, необходимо, чтобы угол $\alpha_2 = 90^\circ$, т. е. чтобы абсолютная скорость выхода c_2 имела радиальное направление¹. Для выполнения же этого условия угол наклона лопаток рабочего колеса при выходе α должен быть назначен, исходя из величины векторов u_2 и w_2 т. е. определен соответствующими расчетами при конструировании турбины.

Данное условие обычно и выполняется в реальных турбинах², вследствие чего уравнение (46) может быть упрощено и переписано в следующем виде:

$$u_1 c_1 \cos \alpha_1 = \epsilon g H_n \quad (47)$$

Вопрос о кинетической энергии, с которой вода покидает рабочее колесо, был разобран ранее в § 15, где было показано, что соответствующей конструкцией всасывающей трубы можно свести данную потерю до минимума.

Выясним значение углов α_1 и β_1 уравнения (47) в отношении быстроходности турбины.

Скорости u_1 и c_1 помимо основного уравнения (47) связаны между собой также и чисто геометрическим соотношением, определяемым из треугольничка *abc* фиг. 51:

$$\frac{c_1}{\sin \beta_1} = \frac{u_1}{\sin (\alpha_1 + \beta_1)} \quad (48)$$

Из двух уравнений (47) и (48) можем найти зависимость между напором H_n и скоростями c_1 и u_1 через соответствующие функции углов α_1 и β_1 :

$$c_1 = \sqrt{\epsilon g H_n} \sqrt{\frac{\sin \beta_1}{\cos \alpha_1 \sin (\alpha_1 + \beta_1)}} \quad (49)$$

$$u_1 = \sqrt{\epsilon g H_n} \sqrt{\frac{\sin (\alpha_1 + \beta_1)}{\sin \beta_1 \cos \alpha_1}} \quad (50)$$

В соответствии со сказанным в начале § 16 более удобно ввести определение скоростей c_1 и u_1 через соответствующие скоростные коэффициенты k_c и k_u

$$c_1 = k_c \sqrt{2 g H_n} \quad \text{и} \quad u_1 = k_u \sqrt{2 g H_n}$$

На основании формул (49) и (50) скоростные коэффициенты для турбин Френкиса получают следующие значения:

$$k_c = \sqrt{\epsilon} \sqrt{\frac{1}{2} \frac{\sin \beta_1}{\cos \alpha_1 \sin (\alpha_1 + \beta_1)}} \quad (51)$$

$$k_u = \sqrt{\epsilon} \sqrt{\frac{1}{2} \frac{\sin (\alpha_1 + \beta_1)}{\cos \alpha_1 \sin \beta_1}} \quad (52)$$

Отсюда видно, что придавая углам α_1 и β_1 те или иные значения, можно получить различные значения для k_c и k_u .

¹ Это обстоятельство уже было отмечено в § 15.

² Оно справедливо лишь при определенном, так называемом оптимальном, режиме работы турбины (см. § 20).

Соответствующая величина k_H и действующий на турбину напор H_H определяют собой величину окружной скорости u_1 :

$$u_1 = k_H \sqrt{2gH_H}$$

Величина u_1 и наружный диаметр рабочего колеса D_1 (так как скорость u_1 приложена на окружности с диаметром D_1) определяют собой по формуле (33) число оборотов n .

Расход воды, пропускаемый турбиной, определяется по входной площади сечения, равной $\pi D_1 b$, где b — высота направляющего аппарата, и радиальной составляющей входной скорости c_1 , равной $c_1 \sin \alpha_1$ (фиг. 51). Обычно высота направляющего аппарата b определяется в долях диаметра и потому можно положить $b = \lambda D_1$. Так как $c_1 = k_c \sqrt{2gH_H}$, то можно написать

$$Q = \pi D_1^2 \lambda k_c \sqrt{2gH_H} \sin \alpha_1. \quad (53)$$

Отсюда расходный коэффициент k_Q , зависящий лишь от конструкции турбины, будет определяться следующим соотношением:

$$k_Q = \pi \lambda k_c \sin \alpha_1. \quad (54)$$

Принимая различные значения для углов α_1 и β_1 и видоизменяя конструкцию турбины (главным образом соотношение входного и выходного диаметров рабочего колеса), получим различные типы турбин Френсиса с соответствующими им различными степенями реактивности и коэффициентами быстроходности; этим путем можно получить весь широкий диапазон коэффициентов быстроходности (80–425), соответствующий турбинам Френсиса.

Тип турбины Френсиса с малой быстроходностью получается при малых значениях угла α_1 и больших значениях угла β_1 . В пределе для минимальной быстроходности $n_c = 50$: $\alpha_1 \approx 8^\circ$ и $\beta_1 \approx 140^\circ$. В соответствии с этим по формулам (51), (52) и (54) получим: $k_1 \approx 0,73$; $k_H \approx 0,59$; $k_Q \approx 0,32$.

В данном типе входная скорость в турбину c_1 несколько меньше скорости свободного истечения под напором H_H , имеющей место в турбинах Пельтона. Таким образом не весь напор H_H обращен в скорость, как в турбинах Пельтона, и вода при входе в рабочее колесо помимо кинетической энергии обладает еще и некоторой потенциальной энергией. В связи с этим на рабочем колесе турбины имеется сравнительно небольшой перепад давления; значительная часть работы получается за счет отклонения струи лопатками рабочего колеса, т. е. по «активному» принципу. Данный тип турбин имеет, следовательно, малую степень реактивности. Окружная скорость u_1 , как это видно из сопоставления значений коэффициента k_H для данного типа лишь немногим больше, чем для турбин Пельтона.

В качестве иллюстрации тихоходного типа турбин Френсиса дана фиг. 52, где изображена турбина марки F-53 Ленинградского металлического завода им. Сталина¹ и приведены соответствующие удельные характеристики данной конструкции: n_1' , Q_1' и N_1' , а также значение η_{max} .

Данная марка F-53 применяется для быстроходностей n_2 в диапазоне от 110 до 133.

Как видно из фиг. 52, тихоходная конструкция характеризуется значительным превышением входного диаметра рабочего колеса над начальным диаметром всасывающей трубы и малой высотой направляющего аппарата.

Для увеличения степени реактивности и коэффициента быстроходности необходимо увеличить угол α_1 и уменьшить угол β_1 . Вследствие этого доля кинетической энергии уменьшается за счет увеличения доли потенциальной энергии; перепад давления в рабочем колесе увеличивается, а входная скорость c_1 несколько уменьшается. Так, например, для значений углов $\alpha_1 = 18^\circ$ и $\beta_1 = 82^\circ$ соответствующие приведенные коэффициенты получаются равными: $k_c \approx 0,69$; $k_H \approx 0,68$; $k_Q \approx 0,31$.

¹ Данный завод является основным поставщиком мощных гидротурбин. Кроме него турбины средних и малых размеров изготавливает также Московский машиностроительный завод им. Капинина.

Увеличение коэффициента k_n означает собой некоторое увеличение быстроходности, связанное с гидравлическим режимом.

Однако в данном типе турбины для увеличения быстроходности приняты также меры конструктивного порядка: диаметр D_1 рабочего колеса уменьшен за счет увеличения его высоты. Так как в результате этого окружная скорость u имеет меньшее плечо (радиус), число оборотов (а коэффициент быстроходности n_s) повысится дополнительно. Вместе с увеличением высоты рабочего колеса увеличивается и высота направляющего аппарата, за счет чего увеличивается и расходный коэффициент k_Q .

В качестве примера конструкции турбины Френсиса нормальной быстроходности дана фиг. 53.

Быстроходная турбина Френсиса имеет большую величину угла α_1 и уменьшенный угол β_1 и обладает более высокой степенью реактивности; входной диаметр рабочего колеса еще более сжат, а высота направляющего аппарата увеличена. На фиг. 54 дан чертеж быстроходной турбины Френсиса.

На фиг. 55 дано изображение рабочего колеса турбины Френсиса с $n_s = 300$. При дальнейшем увеличении быстроходности получаются так называемые сверхбыстроходные турбины Френсиса со значениями n_s от 300 до 450, обладающие максимальной степенью реактивности.

В данной конструкции соотношение входного диаметра турбины к выходному диаметру еще меньше, а высота направляющего аппарата больше. Лопатки рабочего колеса (в вертикальном разрезе через турбину) располагаются под значительным углом к вертикали «по диагонали», вследствие чего данный тип турбин носит иногда название «диагональных» турбин. Этому типу соответствует турбина, изображенная ниже на фиг. 58 и 59.

У сверхбыстроходных турбин величина угла α_1 увеличивается, а угол β_1 уменьшается еще больше. Например, для $n_s = 400$, угол $\alpha_1 = 67^\circ$, а угол $\beta_1 = 51^\circ$. Соответственно этому получаются следующие значения коэффициентов: $k_c = 0,64$; $k_n = 0,82$ и $k_Q = 0,484$. Сопоставление этих значений с приведенными выше позволяет судить о значительном влиянии степени реактивности на быстроходность и пропускную способность турбин k_Q .

Чем больше величины k_n и k_Q , тем лучше приспособлена турбина для использования малых напоров при больших мощностях в одном агрегате.

При желании еще больше увеличить быстроходность турбины необходимо изменить ее тип и перейти к пропеллерным турбинам и турбинам Каплана, описываемым в следующем параграфе.

Регулирование расхода воды, поступающего в турбину, а следовательно, и ее мощности, производится путем передвижения (поворота) лопаток направляющего аппарата. Лопатки помещены на вертикальных стержнях, вокруг которых они могут поворачиваться, и посредством специальных поводков — тяг — связаны с внешним поворотным кольцом направляющего аппарата.

Таким образом при повороте внешнего кольца, как схематически показано на фиг. 56, лопатки перемещаются и просвет между ними изменяется. Для полного закрытия доступа воды в турбину поворотное кольцо перемещается в свое крайнее положение и лопатки перекрывают друг друга.

Передвижение поворотного кольца, требующее применения определенной силы, осуществляется специальными тягами, идущими от поворотного кольца к поршню так называемого масляного сервомотора.

Последний представляет собой цилиндр, в котором может перемещаться поршень. В цилиндр с той или иной стороны поршня может подводиться масло под большим давлением (до 15—20 ат).

В зависимости от того, с какой стороны подводится масло, поршень получает соответствующее перемещение и осуществляет передвижение поворотного кольца.

При регулировании описанным способом расхода воды происходит, однако, изменение угла γ , т. е. гидравлический режим работы турбины изменяется, в связи с чем изменяется и к. п. д. турбины.

Наибольшее значение к. п. д. турбины, относящееся к ее расчетному оптимальному режиму, соответствует не полному открытию лопаток

* Кроме того увеличение k_Q происходит также за счет увеличения угла α_1 [формула (54)].

Направляющего аппарата, а открытию от 0,75 до 0,80 от полного. При увеличении или уменьшении открытия по сравнению с оптимальным к. п. д. турбины понижается¹.

Исходя из сохранения постоянной частоты электрического тока [формула (34)], необходимо поддерживать постоянное число оборотов турбины, установленной на гидростанции, при любых режимах ее работы, т. е. при любом напоре и расходе, входящих в эксплуатационный диапазон.

Это автоматически осуществляется специальными устройствами, называемыми регулятором турбины.

Регулятор, поддерживая постоянное число оборотов, автоматически приводит мощность турбины в соответствие с потребной мощностью — нагрузкой на генератор.

При увеличении электрической нагрузки на генератор число оборотов агрегата (генератор — турбина) уменьшается из-за перегрузки и регулятор производит дополнительное увеличение открытия турбины до достижения ею необходимой мощности и восстановления нормального числа оборотов.

Если нагрузка на генератор уменьшится, то число оборотов увеличивается (явление разгона), и регулятор, наоборот, уменьшает открытие турбины до тех пор, пока мощность турбины не будет соответствовать новой измененной нагрузке.

Для осуществления этих операций регулятор должен, с одной стороны, воспринимать изменения числа оборотов агрегата, а с другой, давать соответствующее перемещение поршню масляного сервомотора.

На фиг. 57 дана принципиальная схема регулятора. При увеличении числа оборотов агрегата (разгрузке генератора) шары маятника регулятора 1 отклоняются в стороны и поднимают «вверх» муфту А. В силу этого рычаг 6 поворачивается около точки В и конец рычага С передвигает тягу 2 вниз. Благодаря этому золотник масляного сервомотора перемещается и открывает доступ маслу под давлением в нижнюю часть цилиндра 3. Поршень 4 перемещается вверх и передвигает тягу 5, идущую к поворотному кольцу; вследствие этого турбина уменьшает свое открытие.

Одновременно с этим процессом благодаря рычагам 7 перемещается вверх и точка В.

Вследствие этого рычаг 6 поворачивается около точки А, точка С поднимается и переставляет золотник 2 в свое прежнее положение, прекращая таким образом дальнейшее поступление масла в цилиндр и останавливая перемещение поршня.

Это последнее устройство носит название выключателя и имеет целью избежать явления значительного «перерегулирования» турбины².

Нормальное время полного закрытия или открытия турбины колеблется от 3 до 8 сек. в зависимости от мощности масляного сервомотора. Время закрытия, обозначаемое T_z , обычно согласовывается проектной организацией с заводом — поставщиком турбин.

Помимо автоматического регулятора имеется также и ручное управление, служащее для пуска в ход или выключения турбины из работы.

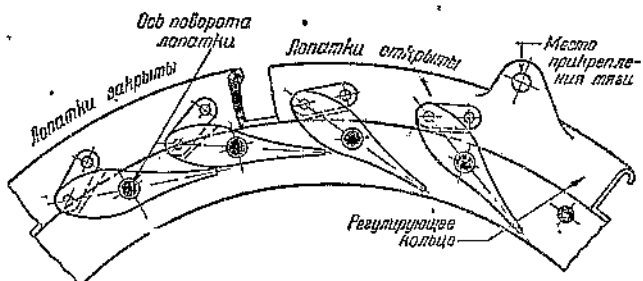
В настоящее время все более или менее мощные турбины Френсиса имеют установку с вертикальным валом, на котором выше турбины располагается генератор.

Таким образом направляющий аппарат располагается в горизонтальной плоскости и начало всасывающей трубы имеет вертикальную ось.

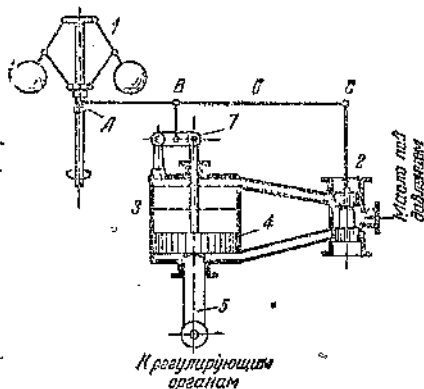
Для правильной работы турбины подвод воды к ней должен осуществляться равномерно по всему периметру направляющего аппарата. Выполнение этой задачи ложится на так называемую спиральную камеру, описываемую в § 19.

¹ Данный вопрос более подробно трактуется в § 20.

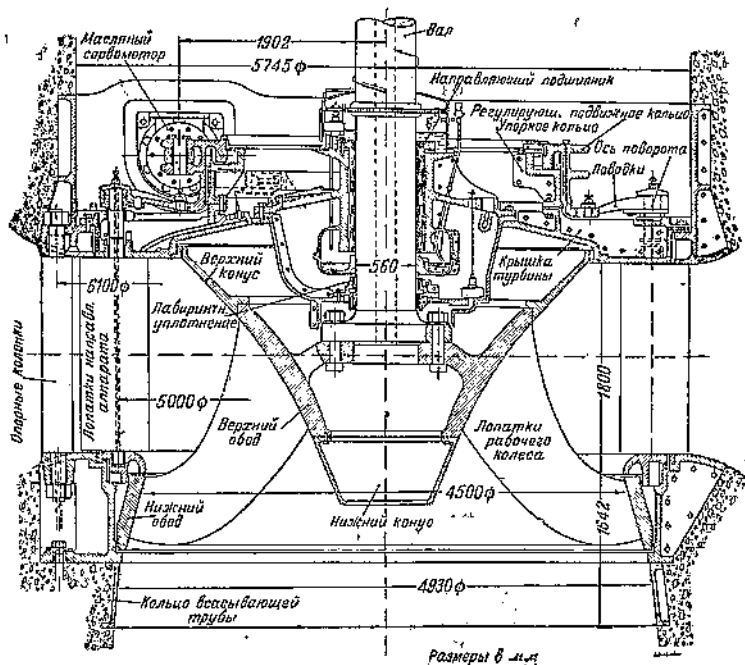
² Действительные регуляторы имеют значительно более сложную схему, главным образом в части выключателя.



Фиг. 56. Схема перемещения лопаток направляющего аппарата у реактивных турбин.

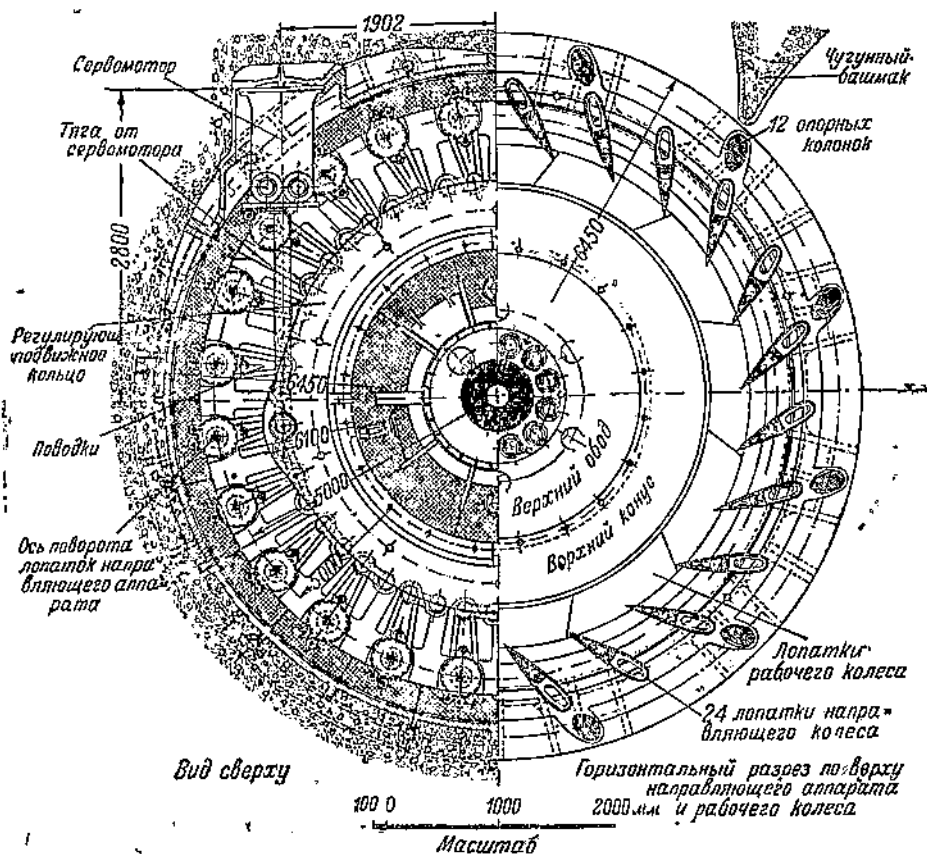


Фиг. 57. Схема (упрощенная) автоматического регулятора турбины.



Фиг. 58. Вертикальный разрез сверхбыстроходной турбины Френсиса, $n_s = 396$.

На фиг. 58 и 59 даны конструктивные чертежи турбины Френсиса с $n_s = 396$ с показанием наименования отдельных ее частей. Вал турбины поддерживается подпятником, расположенным выше генератора (см. § 19); подшипник же, расположенный непосредственно выше турбины, является лишь направляющим, т. е. не допускающим отклонений вала от вертикали. Несмотря на значительные размеры турбины, требуется весьма тщательное изготовле-



Фиг. 59. Горизонтальный разрез и план сверхбыстроходной турбины Френсиса, $n_s = 396$.

ние ее отдельных частей и весьма точная сборка и установка турбины. Турбина, показанная на фиг. 58 и 59, имеет мощность $N = 10\,000$ л. с. при напоре $H_k = 10,5$ м. Число оборотов $n = 75$ в минуту.

18. Пропеллерные турбины и турбины Каплана

Пропеллерные турбины представляют собой дальнейшее развитие конструкции турбин в направлении увеличения степени реактивности и коэффициента быстроходности. Как-было показано в предыдущем параграфе, увеличение быстроходности достигалось соответствующими изменениями углов α_1 и β_1 и уменьшением входного диаметра колеса.

Из фиг. 58 кроме того видно, что при сверхбыстроходных колесах пятый обод (внешний) рабочего колеса получает значительно больший диаметр

по сравнению с верхним ободом (верхним конусом) и имеет весьма малую высоту.

Если произвести соответствующие конструктивные изменения с целью увеличения быстроходности и далее, то вследствие большего наклона лопаток и значительного их удлинения нижний (внешний) обод рабочего колеса становится ненужным и рабочее колесо принимает формы, представленные на фиг. 60: на широкой втулке помещаются отдельные лопатки, наклоненные под значительным углом. В данном случае лопатки рабочего колеса значительно отодвинуты от направляющего аппарата, что в известной мере наблюдается и у быстроходных турбин Френсиса.

Такая конструкция соответствует так называемым пропеллерным турбинам.

При дальнейшем увеличении быстроходности конструкция рабочего колеса видоизменяется следующим образом: втулка колеса обращается в цилиндр, закрывающийся внизу нижним конусом, и лопатки, число которых уменьшается, располагаются на цилиндрической части втулки под значительным углом (к горизонтали).

Фотография пропеллерного колеса значительной быстроходности дана на фиг. 61.

Так как в данном типе турбин конструкция направляющего аппарата остается аналогичной турбинам Френсиса (увеличивается лишь относительная высота направляющего аппарата $\Delta = \frac{b}{D_1}$), то, следовательно, между лопатками направляющего аппарата и рабочего колеса имеется разрыв.

Вода входит в направляющий аппарат, имея радиальные составляющие скоростей, расположенные в горизонтальной плоскости; затем на пути от направляющего аппарата к рабочему колесу направление движения воды постепенно меняется, и к рабочему колесу вода подходит с вертикальными осевыми составляющими скоростей.

Таким образом в вертикальном разрезе направление течения воды в турбине изменяется на 90°, переходя из горизонтального в вертикальное. Для облегчения этого выше втулки рабочего колеса помещается неподвижный верхний направляющий конус (аналогично показанному на фиг. 62).

Сомнения в целесообразности отрыва лопаток рабочего колеса от направляющего аппарата, возникшие первоначально в процессе создания пропеллерных турбин, в дальнейшем отпали, так как непосредственный опыт показал, что поток, «закрученный» направляющим аппаратом при входе, сохраняет направление скоростей и далее и что, следовательно, и при данной конструкции вода подходит к лопаткам рабочего колеса под соответствующим углом.

Пропеллерные турбины получили свое название вследствие сходства их с паровыми винтами — пропеллерами.

Регулирование расхода воды, проходящего через пропеллерную турбину, совершается точно так же, как и у турбин Френсиса, т. е. поворотом лопаток направляющего аппарата, осуществляемого автоматическим регулятором.

Указанное для турбин Френсиса положение об изменении к. п. д. соответственно изменению открытия турбины остается в силе и для пропеллерных турбин. Однако у последних падение к. п. д. при изменении открытия по сравнению с оптимальным происходит гораздо более резко, чем у турбин Френсиса.

В силу этого пропеллерные турбины плохо приспособлены для работы при сильных колебаниях мощности, т. е. при значительных изменениях открытия направляющего аппарата.

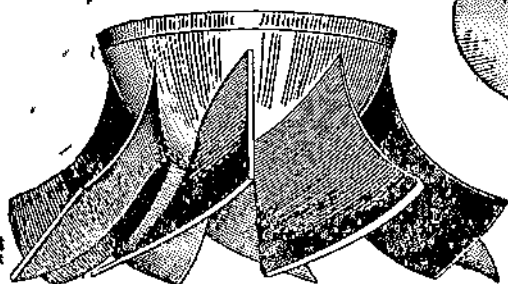
Для восполнения этого недостатка Каплан в 1913 г. предложил осуществлять пропеллерные турбины с поворотными лопатками не только направляющего аппарата, но и рабочего колеса. Разработка этого нового типа турбин продолжалась достаточно долго: первые турбины промышленного значения появились лишь в середине двадцатых годов.

Пропеллерные турбины с поворотными лопатками рабочего колеса (помимо поворотных лопаток направляющего аппарата) называются в настоящее время турбинами Каплана.

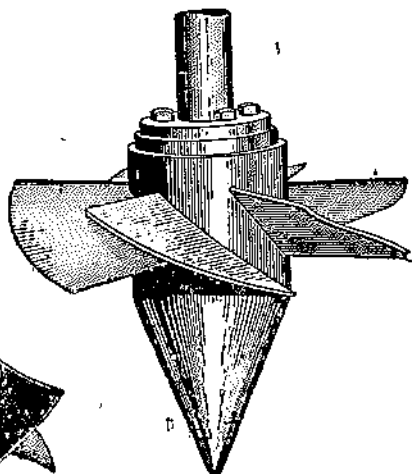
На фиг. 62 изображен разрез турбины Каплана, имеющей мощность $N = 37\,500$ л. с. при $H_n = 11$ м и число оборотов $n = 75$ об/мин.

Коэффициент быстроходности ее $n_s = 725$.

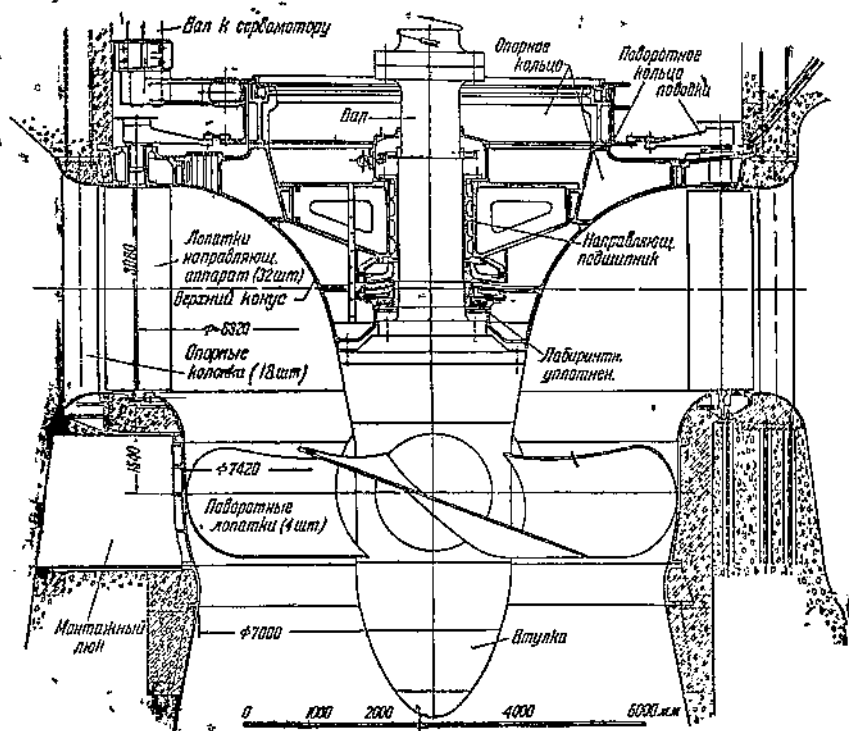
Каждая лопатка рабочего колеса глухо прикреплена к цилиндрической цапфе, которая вставлена в соответствующее гнездо во втулке рабо-



Фиг. 60. Рабочее колесо пропеллерной турбины Р-40 конструкции Ленинградского металлического завода им. Сталина, $n_s = 450$.



Фиг. 61. Рабочее колесо быстроходной пропеллерной турбины.



Фиг. 62. Вертикальный разрез турбины Каплана, $n_s = 725$.

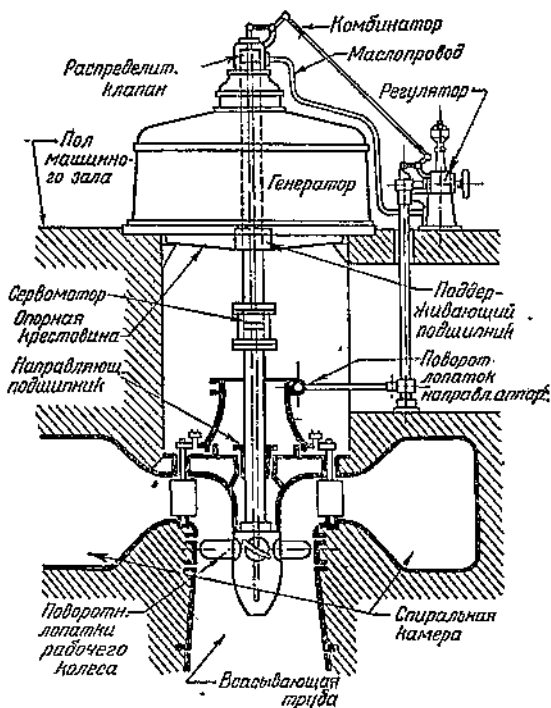
чего колеса. Поворотом цапфы осуществляется изменение угла наклона лопаток рабочего колеса.

Поворот лопаток рабочего колеса производится автоматически в соответствии с поворотом лопаток направляющего аппарата. Одна из конструкций, осуществляющих это, схематически показана на фиг. 63.

Одновременно с перемещением поворотного кольца направляющего аппарата (при отклонении числа оборотов турбины от нормального) регулятор посредством особой тяги—комбинатора—воздействует на специальный распределительный клапан, помещенный на верхнем конце вала турбины (над генератором). Вад осуществляется полым; по полости внутри вала подается масло под давлением. Перемещение распределительного клапана передвигает золотник цилиндра сервомотора, помещенного также внутри вала (фиг. 63) или внутри втулки рабочего колеса. Перемещающийся поршень цилиндра сервомотора путем ряда механических связей поворачивает цапфы с установленными на них лопатками рабочего колеса. Благодаря этому устройству турбины Каплана сложнее по конструкции, чем пропеллерные турбины, а следовательно, и дороже.

Усложнение конструкции турбин Каплана окупается, однако, более высоким к. п. д. при открытиях, отличающихся от оптимального.

В соответствии с описанной конструкцией гидравлический расчет разбираемого типа турбины уже не может быть произведен по формулам § 17 (турбины Френсиса). Действительные условия протекания воды через пропеллерные турбины значительно сложнее, и в данном случае требуется более уточненный и сложный путь расчета, изложение которого выходит за рамки данного курса.



Фиг. 63. Схема регулирования турбины Каплана (генератор зонтичного типа).

Помимо типов турбин, описанных в §§ 16, 17 и данном, имеются еще некоторые специфические типы, как, например, турбина Банки, турбина Тома, турбина Рейфеиштейна и др. На практике они не получили у нас распространения.

Возможность применения их имеется главным образом в мелких гидроустановках, где для удешевления стоимости и эксплуатации стремятся установить возможно простое оборудование.

Турбина Рейфеиштейна отличается от турбин Френсиса наличием лишь одной поворотной лопатки, находящейся в спиральной камере перед входом воды в турбину. Турбина Тома аналогична турбине Каплана, но имеет неподвижный направляющий аппарат при поворотных лопатках рабочего колеса.

Мобилизация всех внутренних ресурсов страны и стремление к экономии металла привели в период Отечественной войны к появлению упрощенных конструкций гидротурбин малых мощностей.

ух;
Вв
но
ст
вс

Эти конструкции отличаются с одной стороны отсутствием (или минимальным применением) дефицитных сортов металла, с другой — их частично изготовлено в механической мастерской, не обладающей сложным оборудованием, например, в машинно-тракторной станции.

Имеются даже конструкции турбин, выполняемых в основных частях целиком из дерева.

Указанное упрощение конструкции вместе с тем, естественно влечет за собой некоторое уменьшение к. п. д. турбины.

10. Установка турбин. Спиральная камера и всасывающая труба

Перейдем теперь к описанию установки турбин и способам подвода и отвода воды.

В больших промышленных значения гидроустановках генератор всегда помещается на одном валу с турбиной и, следовательно, число оборотов генератора и турбины одинаково.

Турбины Пельтона обычно имеют, как уже указывалось выше, горизонтальный вал. В последние годы, однако, заметна тенденция перехода к вертикальному расположению вала, дающему более экономичную компоновку всего машинного здания в целом, в котором размещаются турбины и генераторы.

В этом случае, однако, условия схода струи с рабочего колеса несколько ухудшаются, так как рабочее колесо размещается в горизонтальной плоскости, и вода, покидающая лопатки, пересекает плоскость колеса. В настоящее время уже имеются установки турбин Пельтона с вертикальным валом, где эти затруднения устранены и где к. п. д. турбины достаточно высок.

Реактивные турбины (Френсиса, пропеллерные и Каплана) в крупных гидростанциях, за исключением некоторых редких случаев, устанавливаются всегда с вертикальным валом, что является более рациональным также с точки зрения компактности машинного здания.

Еще 15—20 лет назад, до появления быстроходных турбин, иногда осуществлялись установки реактивных турбин с горизонтальным валом, причем на одном валу размещалось обычно несколько колес (большая часть — два, так называемые двойные турбины).

Такая схема применялась главным образом с целью увеличения числа оборотов агрегата; уменьшив в два раза мощность каждого колеса путем установки на одном валу двух колес, в соответствии с формулой (42) получаем число оборотов в $\sqrt{2}$ раза большее, чем в случае одного колеса.

В настоящее время подобные установки турбин за исключением мелких гидростанций уже не выполняются, так как увеличение числа оборотов в большинстве случаев может быть достигнуто за счет увеличения n_s , т. е. применения более быстроходных турбин.

Подвод воды к турбинам Пельтона легко осуществляется посредством напорного трубопровода, заканчивающегося соплом, причем путем соответствующего изгиба трубопровода можно обслужить любое расположение вала колеса.

В реактивных турбинах, располагаемых с вертикальным валом, подвод воды должен совершаться в горизонтальной плоскости, соответствующей положению направляющего аппарата, при этом для правильной работы турбины требуется равномерное поступление воды по всей длине окружности направляющего аппарата.

В зависимости от общей схемы гидроустановки имеются два случая подвода воды к турбине: 1) турбина располагается непосредственно у водного пространства верхнего бьефа и 2) вода из верхнего бьефа подводится к турбине (под напором) посредством трубопровода, называемого напорным трубопроводом.

В первом случае, казалось, можно было бы прямо поместить направляющий аппарат и турбину под уровнем верхнего бьефа (аналогично схеме фиг. 43) или в специальной прямоугольной камере, сообщаемой с верхним бьефом.

Однако, как показывает теория и опыт, при этом нельзя осуществить равномерного распределения воды по всему периметру направляющего аппарата, так как всегда имеется некоторое поступательное прямолинейное движение воды из верхнего бьефа по направлению к турбине.

Для улучшения работы турбины, очевидно, необходимо предусмотреть соответствующее устройство, постепенно переводящее прямолинейное поступательное

Ось турбины

5745

Место сервомоторов

Ось направляющего аппарата

Спиральная камера

4500

Спускная труба

Всасывающая труба

Горизонтальный разрез по спиральной камере

Железный баиник

12 лопаток

Ось лопаток направляющего аппарата (24 шт)

Радиальные сечения

14150

Размеры в мм

Вертикальные радиусы сечения спирально

1	3850
2	3950
3	4050
4	4150
5	4250
6	4350
7	4450
8	4550
9	4650
10	4750
11	4850
12	4950
13	5050
14	5150
15	5250
16	5350
17	5450
18	5550
19	5650
20	5750
21	5850
22	5950
23	6050
24	6150

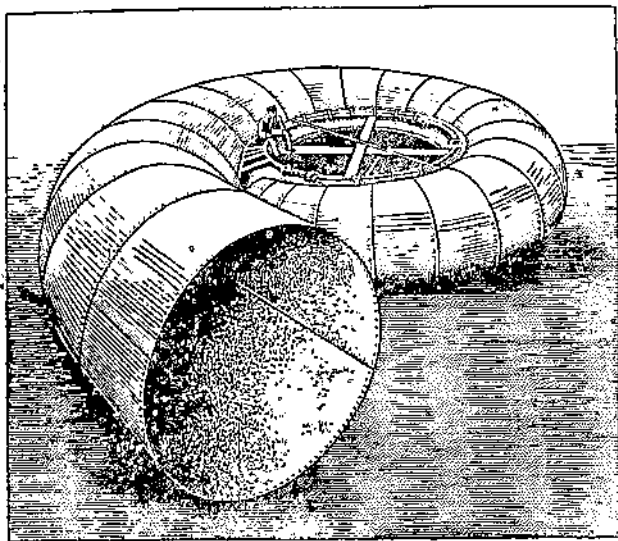
движение воды в криволинейное, охватывающее по всему периметру направляющий аппарат.

На фиг. 64 показаны план и вертикальный разрез спиральной камеры турбины, чертеж которой дан на фиг. 58 и 59. Стрелки, имеющиеся на чертеже, показывают направление движения воды, проходящей из верхнего бьефа; входное сечение (прямоугольное) спиральной камеры помещено под уровнем воды верхнего бьефа.

91

При малых напорах спиральные камеры выполняются в виде полостей в бетонном массиве или из железобетона.

Во втором случае — подвода воды к турбине трубопроводом — идея спиральной камеры остается в силе, несколько меняется лишь ее конструктивное оформление. Ввиду того что рассматриваемый случай соответствует большим напорам, спиральная камера выполняется из металла (отливка или склепанные или сваренные листы) и имеет круглые поперечные сечения. Конечное сечение трубопровода является начальным сечением спиральной камеры; трубопровод подводится по касательной к окружности направляющего аппарата, и спиральная камера обхватывает последний на 360° ¹ (фиг. 65).



Фиг. 65. Металлическая клепаная спиральная камера турбины.

Отвод воды совершается в турбинах Пельтона и реактивных по-разному.

В активных турбинах под рабочим колесом выполняется канал, в который и падает вода, сходящая с колеса. Этот канал в дальнейшем выводит воду из-под машинного здания в реку. Положение отводящего канала по высоте не имеет особого значения, так как используемый напор определяется отметкой сопла в конце напорного трубопровода.

В реактивных турбинах отвод воды, как уже было указано выше в §§ 15 и 17, совершается посредством всасывающей трубы; помимо этой задачи всасывающая труба улучшает также и степень использования напора.

При вертикальном расположении вала турбины начальная часть всасывающей трубы также расположена по вертикали.

Всасывающие трубы разделяются на прямые и изогнутые. Прямая труба имеет вертикальную ось и представляет собой расширяющийся книзу конус. Прямая всасывающая труба видна на фиг. 144.

Изогнутая всасывающая труба имеет поворот примерно на 90° в вертикальной плоскости и заканчивается выходным участком с горизонтальным или почти горизонтальным направлением движения воды (фиг. 64).

Выходное сечение всасывающей трубы определяется допустимыми скоростями с точки зрения степени использования напора; начальное сечение

¹ Необходимо отметить, что исторически сначала появилась спиральная металлическая камера. В дальнейшем же с использованием более низких напоров и желанием уменьшить размеры спиральной камеры в плане появились камеры, соответствующие первому случаю (фиг. 64).

зависит от размера рабочего колеса. У быстроходных турбин отношение выходного сечения всасывающей трубы к входному больше, чем у тихоходных турбин.

С точки зрения правильной гидравлической работы конусность всасывающей трубы не должна превышать определенных значений, ввиду этого длина всасывающей трубы возрастает вместе с увеличением быстроходности.

С целью иллюстрации сказанного весьма интересно сопоставить габариты всасывающих труб турбины с $n_s = 326$ — фиг. 64 и турбины с $n_s = 640$ — фиг. 79а.

Выходное сечение всасывающей трубы выполняется прямоугольным, тогда как входное — круглым. Выходные скорости обычно не превышают 1—2—2,5 м/сек; этому соответствуют недоиспользованные высоты напора от 5 до 30 см.

Всасывающая труба выполняется чаще всего из железобетона или же — при малых размерах — из металла.

Гидравлически всасывающая труба должна решать задачу преобразования кинетической энергии в потенциальную (см. § 15), что является, вообще говоря, сложной задачей, которая может быть удачно разрешена только при подборе рациональной формы.

В противном случае во всасывающей трубе будут наблюдаться значительные потери энергии, что отразится на полноте использования напора, т. е. на к. п. д. турбины.

Подбор формы всасывающей трубы производится не только аналитическими расчетами, но главным образом на основании соответствующих испытаний различных моделей всасывающей трубы в гидравлической лаборатории.

Коэффициент полезного действия турбины в конечном счете определяется не только конструкцией самой турбины, но также совершенством частей, подводящих и особенно отводящих воду от турбины, т. е. спиральной камеры и главным образом всасывающей трубы. Ввиду этого завод, поставляющий турбину и гарантирующий ее к. п. д., задает также и окончательные габариты спиральной камеры и всасывающей трубы, являющиеся обязательными для строительства.

В силу изменения величины площадей и формы поперечных сечений, а также вследствие криволинейности оси — всасывающая труба имеет сложную пространственную форму.

**

Остановимся кратко на основных особенностях установок мелких турбин, соответствующих малым гидростанциям, широкое развитие которых предусмотрено в плане третьей пятилетки¹.

Главным стремлением в данном случае является получение максимальной экономии в стоимости оборудования, что влечет за собой некоторое упрощение установки турбины, связанное с известной потерей в к. п. д.

В некоторых случаях отказываются от придания подводящей камере соответствующего сложного очертания и устанавливают турбину в прямоугольную полость, называемую открытой камерой.

Так как при малых мощностях установка турбин Френсиса и Каплана с вертикальным валом значительно усложняет и утяжеляет машинное здание и затрудняет обслуживание, во многих случаях (в отличие от мощных установок) прибегают к расположению турбины на горизонтальном валу. Пример такой установки турбины Френсиса дан на фиг. 143. Всасывающая труба здесь имеет наклон оси в 90° , подводящая камера отсутствует вовсе, вся турбина целиком размещена в верхнем бьефе.

Так как большинство мелких гидроустановок используют весьма небольшие напоры (от 2 до 5—6 м), то в этих случаях, даже при установке быстроходных турбин, как ясно из формулы (42), число оборотов получается весьма небольшим. Непосредственное соединение турбины с генератором привело бы в этом случае к значительному его удорожанию (из-за увеличения размера).

Ввиду этого часто применяют соединение валов турбины и генератора посредством конической зубчатой передачи, позволяющей увеличить число оборотов вала генератора в несколько раз по сравнению с турбиной. Такое устройство показано на фиг. 140, в, где валы генератора и турбины расположены

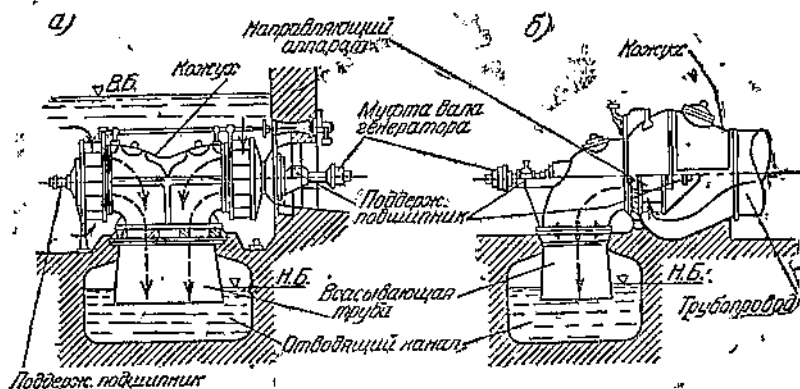
¹ См. § 41.

под прямым углом. Однако введение зубчатой передачи влечет за собой и некоторую потерю энергии.

Помимо этого в некоторых случаях с целью увеличения числа оборотов применяются сдвоенные турбины — два рабочих колеса, сидящие на одном валу. В этом случае подводная камера отсутствует и вся сдвоенная турбина расположена под уровнем верхнего бьефа. Такая установка изображена на фиг. 66, а.

Установка турбин, питаемых трубопроводами, встречается в мелких гидроустановках реже, так как это соответствует значительным используемым напорам.

Однако и в этом случае иногда вводится упрощение: спиральная металлическая камера, занимающая много места, заменяется кожухом, имеющим форму



Фиг. 66. Установки турбин малой мощности с горизонтальным валом. Московский машиностроительный завод им. Калинина.

а — сдвоенная турбина Френсиса в открытой камере; б — фронтальная турбина Френсиса кожухового типа (стрелками показано направление движения воды).

котла; отсюда подобная установка носит название котельной или кожуховой. Как видно из фиг. 66, б, где левая часть кожуха дана в разрезе, напорный трубопровод, непосредственно примыкает к кожуху, внутри которого размещен направляющий аппарат и рабочее колесо турбины.

20. Переменный режим работы турбины. Характеристики турбины

В § 4 было указано, что гидроустановки имеют переменный режим работы, т. е. работают в условиях изменяющихся расходов и напоров.

Как было упомянуто в § 17, отклонение от оптимального расчетного режима влечет за собой изменение (уменьшение) к. п. д. Остановимся кратко на данном вопросе. Рассмотрим сначала случай изменения лишь одного фактора — расхода воды, проходящего через турбину, при сохранении величины напора.

Представим себе работу реактивной турбины Френсиса при оптимальном расчетном режиме. Соответствующий ему треугольник скоростей при входе на рабочее колесо изображен на фиг. 67 (сплошными линиями).

Величина окружной скорости u и диаметр колеса определяют собой число оборотов турбины.

Последнее подобрано совместно с числом пар полюсов генератора, исходя из необходимости получения электрического тока с 50 периодами в секунду [формула (34)].

Таким образом установленное нормальное число оборотов турбины не может подвергаться изменениям, так как это вызвало бы изменение частоты тока и нарушение работы генератора в системе. В соответствии с этим число обо-

ротов турбины и поддерживается постоянным при помощи автоматического регулятора.

Отклонения числа оборотов от нормального имеют место лишь при изменениях нагрузки и имеют временный характер.

Из изложенного видно, что турбина при любых режимах должна иметь постоянную окружную скорость u .

Пусть вследствие уменьшения нагрузки регулятор изменяет режим работы турбины против оптимального, уменьшая открытие направляющего аппарата турбины (фиг. 67).

В этом случае угол α_1 (как следует из фиг. 51 и 56) станет меньше; вместе с тем изменится и скорость c_1 , которая станет равной c_1' ; вектор c_1' показан на фиг. 67 пунктиром. Однако скорость u остается прежней, так как регулятор установит как раз то открытие турбины¹, которое в новом режиме мощности дает нормальное число оборотов.

Как видно из чертежа, вектор c_1' при условии сохранения величины и направления вектора u дает составляющую относительной скорости движения воды по лопатке рабочего колеса w_1' , направленную под углом большим, чем β_1 ; таким образом вектор w_1' уже не совпадает с направлением лопаток рабочего колеса.

Указанное положение ведет к тому, что при входе воды в рабочее колесо турбины имеет место удар струи о лопатку; вследствие этого возникают дополнительные сопротивления, создающие вредные потери энергии. Аналогичное явление имеет место и при сходе воды с рабочего колеса. В связи с этим к. п. д. турбины, очевидно, должен уменьшиться.

Таким образом при режимах, отличных от оптимального, характеризуемого максимальным значением к. п. д., мы имеем так называемый «ударный» вход воды в турбины; оптимальный режим соответственно этому характеризуется безударным входом.

Произвести расчет гидравлических явлений в турбине в этом случае не представляется возможным, так как потери энергии не могут быть оценены в точности аналитически.

Между тем, для практических целей необходимо иметь представление о работе турбины при всех возможных режимах.

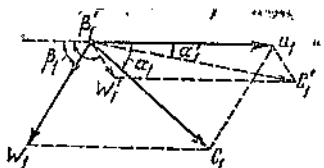
С указанной целью прибегают к испытаниям в лаборатории моделей гидравлических турбин и построению так называемых характеристик их работы.

Для этого готовится модель турбины с малым диаметром и испытывается под напором, возможным в лабораторных условиях. Испытание модели турбины проводится следующим образом. Посредством тормоза Пронни турбина загружается, причем замеряются число оборотов и расход воды, поглощаемый турбиной. По числу оборотов и крутящему моменту определяется отдаваемая турбиной мощность; подводимая мощность определяется напором и расходом, поглощаемым турбиной. На основании этих данных может быть определен и к. п. д.

Меняя нагрузку тормозом Пронни, можем испытать все гидравлические режимы турбины, соответствующие изменению числа оборотов от максимального (холостой ход) до нуля (максимальный крутящий момент). Указанный ряд испытаний должен быть сделан для ряда открытий направляющего аппарата, в пределах от нуля до полного. Совокупность полученных результатов позволяет получить так называемую главную характеристику модели, определяющую все интересующие нас гидравлические свойства турбины.

Полученную характеристику модели турбины можно легко аналитически пересчитать в характеристику действительной турбины, работающей под другим постоянным напором H_n и имеющей другой диаметр.

¹ При употреблении термина «открытие турбины» необходимо помнить, что у реактивных турбин последнее определяется открытием направляющего аппарата.



Фиг. 67. Видоизменение треугольника скоростей при входе на рабочее колесо турбины Френсиса при повороте лопаток направляющего аппарата.

Основой подобного пересчета является принцип гидравлического подобия турбин.

Зная число оборотов, мощность и расход турбины диаметром D' , работающей под напором H'_H , по формулам (35)—(40) можно вычислить соответствующие показатели для турбины, имеющей любой другой диаметр D'' и работающей под другим напором H''_H .

Коэффициент полезного действия турбины теоретически должен оставаться неизменным при переходе от модели к действительной турбине. Однако практика показала, что он возрастает весьма незначительно с увеличением абсолютных размеров турбины. Ввиду этого к. п. д. действительной турбины определяется по к. п. д. модели с некоторой поправкой, вычисляемой по специальной формуле.

Так как в действительных условиях турбина работает с постоянным числом оборотов, но с переменным открытием в зависимости от мощности, то из указанной главной характеристики необходимо получить так называемую рабочую характеристику при постоянном (установленном) числе оборотов и при $H_H = \text{const}$, показывающую, как изменится мощность и к. п. д. турбины при увеличении открытия от нулевого до максимального.

Рабочую характеристику турбины при постоянном напоре $H_H = \text{const}$ чаще всего строят, откладывая к. п. д. по оси ординат и мощность на валу турбины по оси абсцисс, не показывая величины открытия турбины.

При этом мощность выражается не в абсолютных значениях, а в процентах от полной мощности. Такие рабочие характеристики выражают собой общие свойства турбин рассматриваемого типа.

На фиг. 68 даны рабочие характеристики при постоянном напоре для нескольких основных типов турбин.

Как видно из диаграммы, максимальные значения к. п. д. для турбин Френсиса имеют место при мощности, соответствующей от 0,7 до 0,85 от максимальной.

При увеличении мощности (открытия) турбины сверх указанного понижение к. п. д. сравнительно незначительно. Зато при малых открытиях турбины к. п. д. сильно уменьшаются. Кроме того из фиг. 68 видно, что указанное падение к. п. д. тем сильнее, чем больше быстроходность турбины.

Отсюда следует, что работа турбин с мощностью, значительно меньшей оптимальной мощности, является невыгодной; указанное положение тем более ощутительно, чем больше быстроходность турбины.

Из фиг. 68 видно, что рабочая характеристика пропеллерной турбины имеет наиболее неблагоприятную форму. Хорошие значения к. п. д. соответствуют весьма узкому интервалу изменения мощности, т. е. вполне определенным открытиям турбины.

Ввиду этого применение пропеллерной турбины возможно лишь в случаях малого колебания мощности.

Рабочая характеристика турбины Каплана имеет весьма благоприятную очень пологую форму: хорошие значения к. п. д. сохраняются на значительном интервале изменения мощности.

Указанное обстоятельство есть следствие того, что помимо лопаток направляющего аппарата поворотными являются также и лопатки рабочего колеса.

В самом деле, как видно из фиг. 69, благодаря изменению угла β_1 (перестановка лопаток рабочего колеса) в соответствии с изменением угла α_1 (поворот лопаток направляющего аппарата) при любых открытиях (мощностях турбины) можно получить правильные соотношения между векторами скоростей при входе и выходе из рабочего колеса, сохраняя все время постоянное число оборотов n (окружную скорость u).

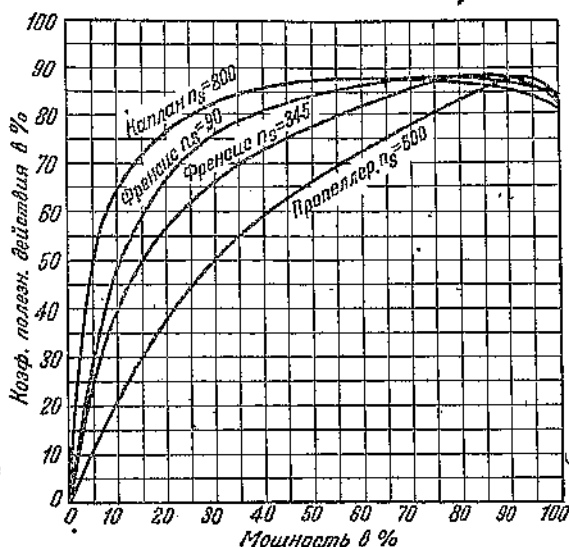
**

Более сложным является случай изменения условий работы турбины не только в отношении открытия (расхода), но и напора.

В условиях переменных расходов и напора оптимальный режим, соответствующий максимальному к. п. д. и безударному входу (сплошные векторы фиг. 67), будет наблюдаться при определенном открытии турбины (около 75—80%) и лишь при одном вполне определенном напоре. Во всех остальных случаях, даже при сохранении оптимального открытия турбины, но при изменен-

ном напоре, будут наблюдаться вредные потери, уменьшающие к. п. д. турбины. В этих случаях диаграмма скоростей будет аналогична пунктирным векторам фиг. 67.

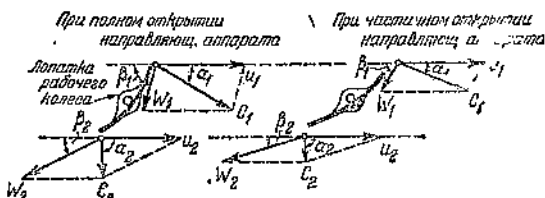
Характеристику работы турбины в указанных условиях (переменные напоры и мощности), так называемую универсальную характеристику, можно также получить пересчетом с характеристики модели, определенной лабораторными исследованиями.



Фиг. 68. Рабочие характеристики основных типов реактивных турбин при постоянном напоре.

В данном случае универсальная рабочая характеристика строится для конкретной турбины и для соответствующего диапазона изменения напоров нетто.

На фиг. 70 дана такая универсальная характеристика. Здесь по оси абсцисс отложены значения напоров, а по оси ординат соответствующие мощности. Линии разных открытий турбины на характеристике представляли наклонными



Фиг. 69. Видоизменение треугольников скоростей при входе и выходе из рабочего колеса турбины Капитана при регулировании.

лучами. Кроме того на характеристике нанесены изолинии равных значений к. п. д.

Имея такую характеристику, можно установить, как во будет значение к. п. д. турбины при любом сочетании напора и мощности. Линия полного открытия дает представление о том, как изменяется максимальная возможная мощность турбины в связи с изменением напора. Из фиг. 70 видно, что максимальный к. п. д., равный 0,87, достигается при открытии 0,8 и при напоре $H_n = 60 \div 63$ м.

Установимся еще на одном вопросе — на разгонном числе оборотов турбины. Представим себе, что нагрузка с генератора снята и что турбина не передает генератору никакой мощности; вместе с тем предположим, что открытие турбины сохраняет свою прежнюю величину.

В этом случае, очевидно, вся полезная мощность турбины, получаемая от воды, идет на ускорение вращения турбины, т. е. ее число оборотов должно возрастать. Спрашивается, будет ли число оборотов турбины возрастать (теоретически) беспрестанно или же оно лимитировано определенным значением?

Наиболее просто можно разрешить этот вопрос в отношении турбин Пельтона.

В самом деле, из § 15 видно, что мощность, получаемая в турбине, связана с разностью скоростей c (скорость вытекания из сопла) и u (окружная скорость вращения).

Если в результате увеличения числа оборотов при снятии нагрузки (разгон турбины) окружная скорость u увеличится и сравняется с c , то никакой мощности от воды турбина получать не будет.

Так как при оптимальном режиме $u = \frac{c}{2}$, то

можно заключить, что для турбины Пельтона разгонным максимальным числом оборотов будет удвоенное нормальное число оборотов.

Аналогичное явление имеет место и при разгонном режиме реактивных тур-

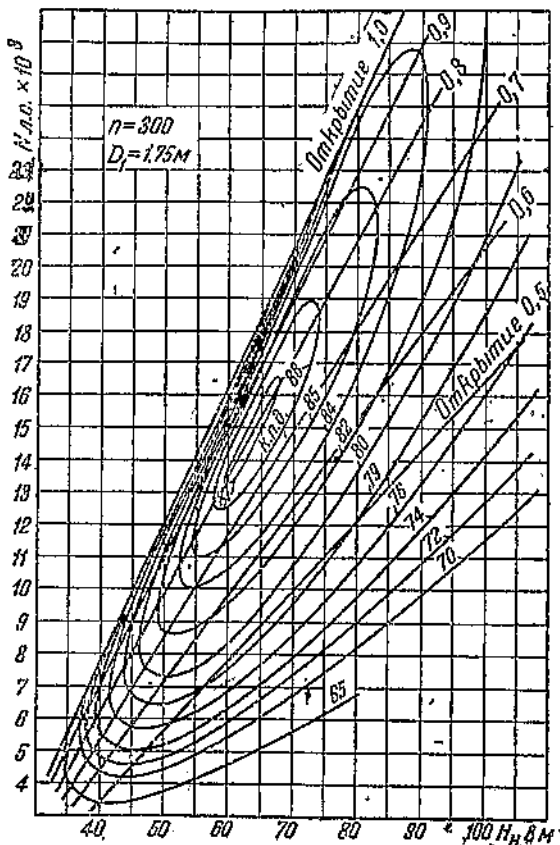
Фиг. 70. Универсальная характеристика реактивной турбины Френсиса при переменном напоре.

бин. Для турбин Френсиса ввиду наличия ряда дополнительных обстоятельств разгонное число оборотов несколько меньше и для разных типов турбин превышает нормальное число оборотов в $1,8 \div 2$ раза. Для турбин Каплана, наоборот, разгонное число превышает 2.

21. Принципы выбора типа и числа турбин. Явление кавитации

Основные параметры гидроустановки — напор и используемый расход — устанавливаются в соответствии с местными природными условиями при назначении самой схемы гидроустановки.

Так как расход водотока переменен, то необходимо ограничить используемые расходы на гидростанции и установить так называемый максимально используемый расход, пропускаемый сооружениями гидроустановки и турбинами. Максимально используемый расход вместе с напором определяет



собой и максимальную мощность гидростанции, называемую установленной мощностью.

Выбор максимально используемого расхода и установленной мощности гидроустановки производится на основании соответствующих технико-экономических соображений, основные принципы которых излагаются в гл. VI.

В данном параграфе остановимся кратко на принципах выбора типа турбин и определения числа агрегатов при заданной мощности гидроустановки.

С точки зрения электрического оборудования — генераторов — желательно иметь максимальное число оборотов, так как при увеличении последнего размеры генератора (диаметр) уменьшаются, и для размещения оборудования требуется меньший размер машинного здания; оба указанных обстоятельства сказываются на удешевлении гидроустановки. ¹

С точки зрения электротехники оптимальным числом оборотов (для машин средней мощности) является $n = 750 + 1500$ об/мин.

Отсюда можно прийти к выводу, что изысканным решением является установка турбин максимальной возможной быстроходности, так как при этом мы получим наибольшее число оборотов и наименьший размер агрегатов.

Уменьшение размеров турбин в соответствии с увеличением быстроходности ясно вытекает из фиг. 71, где в одном и том же масштабе изображены турбины различной быстроходности, дающие под напором $H_N = 1$ м мощность $N = 1$ л. с. (конструкции ЛМЗ). В зависимости от быстроходности различные типы турбин имеют и различные размеры; число оборотов приведенных на чертеже турбин в силу определения коэффициента быстроходности n_s в данных условиях будет как раз численно равно коэффициенту быстроходности. Необходимо добавить, что при этом расход воды, поглощаемый различными турбинами, будет одинаковым ¹.

Однако применение весьма быстроходных турбин допустимо не при всех условиях, так как оно лимитируется явлением так называемой кавитации.

Если в какой-либо точке водного потока в силу тех или иных гидравлических условий образуется значительное разрежение, то происходит выделение из воды водяных паров и растворенных в воде газов и образование мельчайших пузырьков. Для этого необходимо, чтобы абсолютное давление в водном потоке было бы меньше упругости водяных паров при данной температуре. Так, например, для температуры $t = 10^\circ$ упругость водяных паров измеряется давлением водяного столба в 0,12 м. Если абсолютное давление при $t = 10^\circ$ в какой-либо точке потока будет меньше 0,12 м, то наступит указанное явление. Пузырьки, продвигаясь с потоком и попадая в зоны с большим давлением, благодаря конденсации паров немедленно исчезают, и вода быстро восстанавливает свою сплошность. При этом явления развиваются мгновенные местные резкие повышения давления, могущие доходить до нескольких десятков и даже сотен атмосфер, и имеет место усиленная химическая активность в отношении воздействия на металлы.

Совокупность указанных явлений и носит название кавитации.

Появление кавитации в водном потоке влияет на характер движения воды и воздействует на стенки, омываемые потоком.

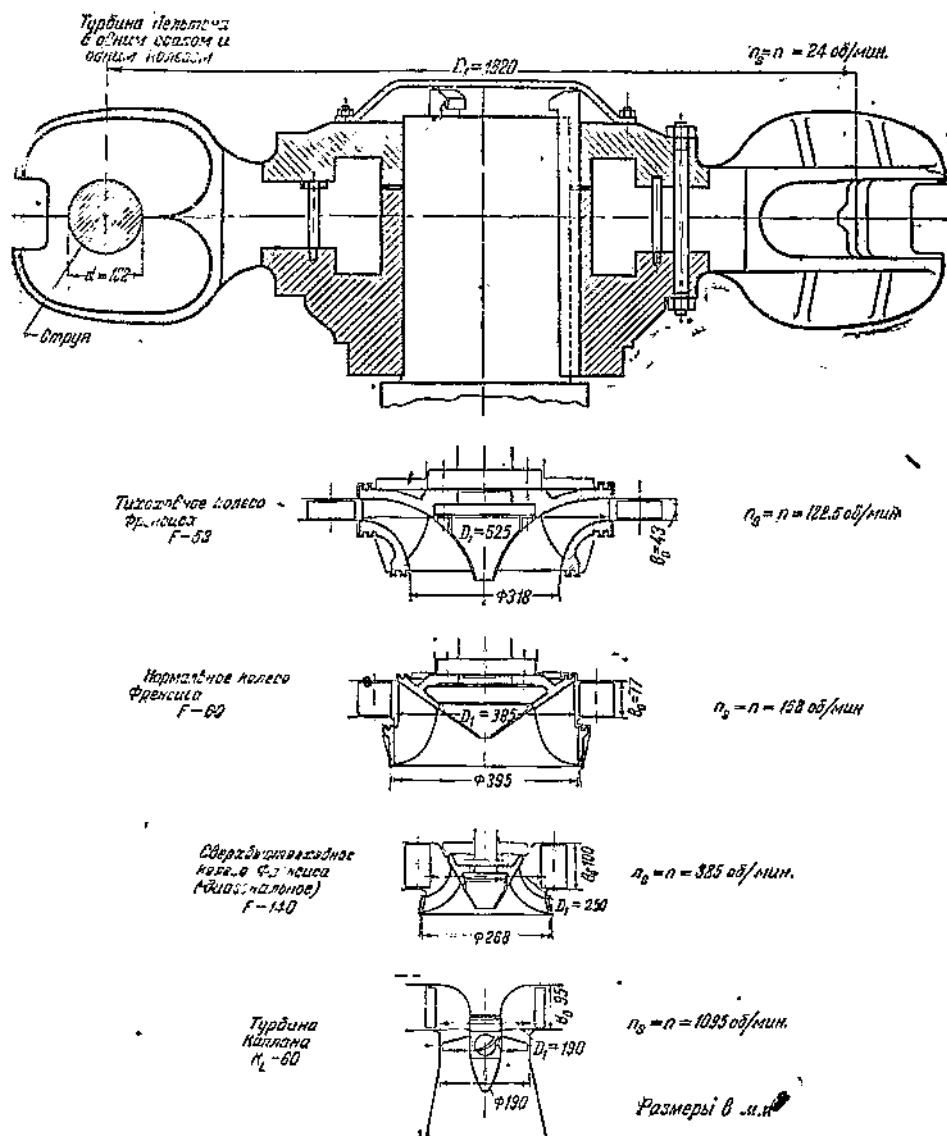
В водном потоке вследствие явления кавитации появляются вибрации и увеличиваются вредные потери энергии. Стенки же проводящего воду сосуда подвергаются в местах кавитации (в результате описанных выше явлений) механическому и химическому разрушению — разведанию, называемому коррозией. Явление коррозии в зависимости от своей интенсивности оказывает разрушающее воздействие на металлы, даже на сталь.

Поскольку, как было установлено § 15, в начале всасывающей трубы и при выходе из рабочего колеса на самой схеме работы турбины имеется разрежение, естественно ожидать появления кавитации в первую очередь в этих местах.

Практика эксплуатации турбин подтверждает это положение, так как наблюдались случаи весьма быстрого разведания турбин в начале всасывающей трубы и в выходной части рабочего колеса вплоть до полного вывода турбины из строя.

¹ Разница в поглощаемых расходах будет обусловлена лишь разницей в к. п. д. у турбин различного типа, чем в данном сопоставлении можно пренебречь.

Помимо этого было обнаружено, что явление кавитации может проявляться также и в других местах турбины, главным образом там, где имеют место весьма большие скорости и местные недровности течения. Так, например,



Фиг. 71. Сравнение размеров турбин различных типов при условии получения с. ш. ст. $N=1$ л. с. при и поге $H_H=1$ м.

явления коррозии в результате кавитации были обнаружены в соплах и даже на лопатках турбин Нельсона.

Для надежной и долговечной работы турбины необходимо полностью устранить возможность возникновения кавитации в турбине. Борьба с последним может идти по двум линиям: путем устранения, или смягчения, явления

кавитации или же применением для соответствующих частей турбины антикоррозийных сортов металла.

Необходимо отметить, что в настоящее время, несмотря на значительный прогресс в металлургии, все же главным средством борьбы с коррозионной является устранение возможности появления кавитации.

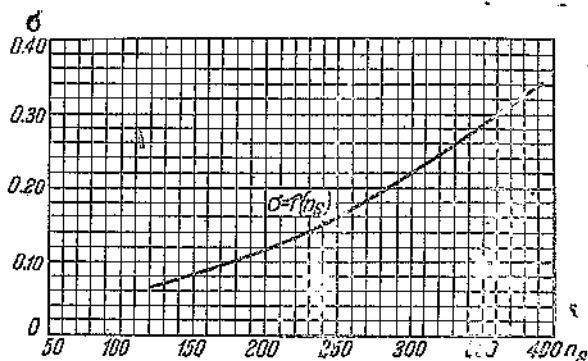
Выбирая тип турбины для гидроустановки, необходимо проверить отсутствие кавитации; данная проверка относится всегда (для реактивных турбин) к началу всасывающей трубы и к выходной стороне лопаток рабочего колеса.

**

Для устранения явлений кавитации, очевидно, необходимо, чтобы было выполнено условие:

$$\frac{P_a}{\gamma} > \frac{P_{с.п}}{\gamma}, \quad (53)$$

где $\frac{P_a}{\gamma}$ — абсолютное давление в начале всасывающей трубы, а $\frac{P_{с.п}}{\gamma}$ — упругость водяных паров при данной температуре в м. вод. ст.



Фиг. 72. Зависимость коэффициента кавитации σ от коэффициента быстроходности n_s для турбин различных типов (по данным Ленинградского гидроинститута, см. табл. 1).

Из § 15 известно (форм. 27), что абсолютное давление $\frac{P_a}{\gamma}$ в начале всасывающей трубы равно атмосферному давлению $\frac{P_a}{\gamma}$ (в данной местности) минус высота всасывания H_s и реактивная высота от конфигурации всасывающей трубы. Последнюю же высоту можно из возможных отдельных местных потерь высоты zH_n вычесть. В практике, можно выразить через напор H_n и коэффициент кавитации σ коэффициент кавитации σ .

Таким образом получается следующее уравнение:

$$\frac{P_a}{\gamma} = \frac{P_a}{\gamma} - H_s - zH_n. \quad (56)$$

Значение коэффициента кавитации σ определяется исключительно конструкцией и типом турбины, т. е. быстроходностью n_s (фиг. 72).

Как видно из графика, с увеличением n_s значительно увеличивается σ .

Атмосферное давление меняется в зависимости от высоты расположения над уровнем моря.

Если теперь подставить (56) в (55), то получим уравнение, определяющее отсутствие кавитации, в следующем виде:

$$\frac{p_a}{\gamma} - h_s - \sigma H_n - \frac{p_a \cdot n}{\gamma} \geq 0$$

или приближенно ¹:

$$10 - h_s - \sigma H_n \geq 0. \quad (57)$$

Отсюда видно, что при заданном напоре H_n для выбора типа турбины можно варьировать величинами h_s и σ . Принимая для h_s минимальную величину или даже положив $h_s = 0$, получим из уравнения (57) величину σ и по ней — предельно-допустимую величину быстроходности турбины для данного напора H_n . Чем напор больше, тем меньше допустимая быстроходность турбины.

**
*

С учетом явления кавитации турбины Каплана и пропеллерные могут применяться в диапазоне напоров от 25 ÷ 30 м и ниже, причем наибольшее быстроходности (выше 700 ÷ 800) допустимо применять лишь при напорах ниже 7 ÷ 6 м.

Турбины Френсиса имеют область применения, соответствующую напорам от 25 до 300 м, причем опять-таки с увеличением напора допустимая быстроходность уменьшается.

При напорах выше 300 ÷ 350 м почти исключительное применение находят себе турбины Пельтона.

Таким образом следует, что, несмотря на стремление иметь наибольшее число оборотов, все описанные выше типы турбин, вплоть до самых тихоходных, имеют свои области применения.

Для применения при данном напоре H_n более быстроходных турбин, чем это определяется уравнением (57), очевидно, нужно сделать h_s отрицательным, т. е. расположить турбину ниже горизонта нижнего бьефа².

Установив на основании изложенных соображений тип турбин, необходимо разрешить вопрос о числе агрегатов и, следовательно (при заданной мощности станции), и о мощности отдельного агрегата.

Как видно из формулы (42), при заданном h_s и H_n число оборотов n будет зависеть от мощности отдельного агрегата N : чем большее число агрегатов будет установлено, тем больше будет число оборотов n .

Таким образом, исходя из желания увеличить число оборотов, необходимо дробить мощность гидроустановки на несколько агрегатов.

К этому же выводу приводит и рассмотрение условий переменного режима работы гидроустановки.

В самом деле, если по условиям режима водотока или графика нагрузки гидроустановка должна работать с переменной мощностью, то при установке лишь одного или двух агрегатов к. п. д. будет сильно снижаться при малой нагрузке гидроустановки. Это положение усматривается из фиг. 68.

Установка нескольких агрегатов желательна также, исходя из условий резервирования агрегатов.

В пользу обратного решения — укрупнения мощности агрегатов и установления минимального числа турбин — говорят обстоятельства экономического порядка: чем меньше будет число агрегатов (даже более крупных по мощности и размеру), тем меньше будет и стоимость электромеханического оборудования и необходимый объем машинного здания; последнее обстоятельство также уменьшает стоимость гидроустановки.

В действительных условиях взвешивают все указанные выше моменты и определяют путем ряда сравнительных подсчетов наиболее рациональный вариант как с точки зрения эксплуатации гидроустановки, так и с точки зрения ее капитальной стоимости.

¹ При более точном решении необходимо учесть барометрическое давление в данной местности в зависимости от высоты над уровнем моря.

² Необходимо упомянуть, что глубокое заложение турбин под уровень нижнего бьефа ведет к значительному заглублению фундамента машинного здания и, следовательно, к увеличению общей высоты сго, что увеличивает стоимость гидроустановки.

Обычно в современных условиях число агрегатов принимается равным 3—4 и лишь в отдельных случаях больше.

К последним принадлежат или очень мощные гидроустановки-гиганты, например, Куйбышевская ГЭС, где по проекту предполагено установить 17 агрегатов, или гидроустановки, мощность которых, предполагено развивать постепенно дополнительной постановкой турбин.

При весьма мощных гидростанциях при назначении числа агрегатов необходимо считаться с предельной мощностью и размерами турбин из соображений заводской возможности изготовления.

До последнего времени предельным диаметром рабочего колеса (из указанного соображения) даже для передовых зарубежных заводов считался диаметр, равный 8 м. В самое последнее время, однако, ЛМЗ им. Сталина перешагнул этот «предел», изготовив для наших гидроустановок турбину Каплана с диаметром $\varnothing$ 9,5 м. Нет сомнений, что в ближайшее время и этот последний размер сможет быть превзойден.

Как видно из фиг. 70, мощность турбины значительно изменяется при изменении напора; при увеличении напора увеличивается пропускная способность турбины, т. е. расход воды Q , и поэтому в формуле мощности (6) и (7) изменятся оба основных компонента.

На практике часто имеется требование поддержания мощности даже при уменьшенном напоре¹. Для этого необходимо пропускать большие расходы при уменьшенных напорах и наоборот.

В этом случае, очевидно, размеры турбин определяются, исходя из условия пропуска больших расходов при малых напорах. При увеличенных же напорах турбина будет работать с неполным открытием, пропуская расход воды меньше, чем она могла бы дать при полном открытии.

Выбор типа, числа и размеров турбин в этих условиях, очевидно, необходимо производить, исходя из характеристики турбин при переменном напоре (фиг. 70), с тем чтобы при практически встречающихся режимах работы к. п. д. не падал низко.

ГЛАВА IV

ГИДРОТЕХНИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ ГИДРОУСТАНОВКИ

II ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЕЕ РАБОТЫ

А. Общие вопросы

22. Классификация гидроустановок по составу сооружений

Как было указано в гл. 1, задачами гидротехнических сооружений являются: концентрация напора и подвод воды к гидравлическим турбинам. В зависимости от принятой схемы концентрации напора и от местных природных условий состав гидротехнических сооружений и их типы весьма сильно различаются в отдельных гидроустановках. Если к этому прибавить, что сочетание напора и расхода отдельных гидроустановок также весьма разнообразны, то можно прийти к выводу, что идентичных гидроустановок встретить нельзя. Состав сооружений гидроустановки, компоновка, типы и конструкции их определяются в зависимости от местных природных факторов и технико-экономических условий, соответствующих именно данной гидроустановке.

Несмотря на указанное положение, гидроустановки все же можно классифицировать. При этом в основу классификации могут быть положены различные признаки. Возможность различного подхода к классификации гидроустановок вполне оправдывается многогранностью самой гидроустановки, представляющей собой не только совокупность инженерных сооружений, но также и машин, генерирующих энергию, причем количество энергии и характер ее отдачи являются следствием свойств используемого водотока.

¹ Это соответствует случаю, регулированию на постоянство мощности, освещаемому в гл. V.

Таким образом гидроустановки можно классифицировать по мощности (большие, средние, малые), по величине используемого напора, по характеру их энергетической работы и роли их в энергетической системе¹, по конструкции и типам их основных сооружений, по составу сооружений и компоновке их, по способу концентрации напора, по типу установленного электротехнического оборудования и т. д.

Ни одной из этих классификаций нельзя отдать предпочтения, если не установить дальнейшего ее применения. Поэтому в отношении тех или иных практических приложений наиболее рациональными будут различные классификации.

В отношении стоящих перед данной главой задач наиболее рациональной классификацией гидроустановок будет, очевидно, классификация их по составу сооружений и компоновке этих сооружений. Данная классификация связывается со схемой концентрации напора, а также в известной степени с типами и конструкциями гидротехнических сооружений и главное с гидравлическими условиями их работы.

С указанной точки зрения можно наметить всего четыре основных типа гидроустановок, характеристики которых приведены в табл. 4, не считая особые, редко встречающиеся типы и специальные гидроустановки.

Таблица 4

№ по	Обозначение типа гидроустановки	Необходимый состав сооружений	Характерные особенности	Схема, по которой осуществляется концентрация напора
1	2	3	4	5
I	Речная низконапорная	Плотина и машинное здание	Машинное здание разделяет собой верхний и нижний бьефы	Плотинная
II	Приплотинная	Плотина (с водосбросом), водоприемник, напорный трубопровод, машинное здание	Машинное здание расположено за плотиной и примыкает к нижнему бьефу	Плотинная
III	С безнапорной деривацией	Плотина, водоприемник, безнапорная деривация, напорный бассейн, напорный трубопровод, машинное здание (с отводящим каналом)	Наличие безнапорной деривации	Деривационная или смешанная
IV	С напорной деривацией	Плотина (с водосбросом), водоприемник, напорная деривация, уравнительный резервуар, напорный трубопровод, машинное здание (с отводящим каналом)	Наличие напорной деривации	Деривационная или смешанная

¹ Этому вопросу посвящена гл. V.

Основным признаком приведенной классификации является необходимый состав сооружений гидроустановки, перечисленный в столбце 3. В столбце 4 даны наиболее характерные особенности, соответствующие каждому типу. Наконец, в столбце 5 указаны те схемы концентрации напора, которые являются характерными для приведенных типов.

Необходимо заметить, что приведенные в столбце 2 обозначения (или названия) схем гидроустановок являются в известной мере условными; вполне установившейся терминологии в отношении сооружений гидроустановок (как и в отношении вообще гидротехнических сооружений) пока не выработано.

Расположение типов гидроустановок в табл. 4 соответствует постепенному усложнению как всей компоновки гидроустановки, так и увеличению числа сооружений.

Необходимо иметь в виду, что в действительности можно найти ряд гидроустановок, отнесение которых к тому или иному типу будет затруднительно, так как они будут заключать в себе отдельные особенности, свойственные двум смежным типам.

Указанное положение отражает собой всю многообразность и сложность природных и технико-экономических условий, соответствующих гидроустановкам.

Особые типы гидроустановок имеют более сложный состав сооружений или же заключают в себе типы и конструкции сооружений, встречающиеся редко.

К первому случаю, например, подходят гидроустановки, которые в силу ряда условий имеют последовательно безнапорную, а затем напорную деривацию, две параллельных деривации, машинное здание речного типа, расположенное в конце деривационного канала, и т. д.

Так как гидравлические и энергетические условия работы данных гидроустановок не имеют каких-либо особенностей по сравнению с обычными четырьмя типами, то ниже они не рассматриваются.

Ко второму случаю относятся, например, гидроустановки, имеющие отводящую деривацию значительной длины, осуществленную в виде тоннеля, и машинное помещение, расположенное под земной поверхностью в скальной выработке.

В силу особого значения данного вида гидроустановок с точки зрения противовоздушной обороны в конце данной главы рассмотрен соответствующий пример.

Специальными типами гидроустановок можно назвать те гидросиловые электрические станции, которые используют водную энергию особого вида. К данному типу можно, например, отнести так называемые насосно-аккумулирующие гидроустановки, представляющие собой не генерирующие энергию электростанции, а лишь аккумуляторы электрической энергии для системы; рассмотрение такого вида гидростанций произведено в гл. V. К специальным же типам гидроустановок можно, например, отнести также станции, использующие энергию морских приливов и отливов.

Ввиду того, что последние гидроустановки имеют ряд специфических особенностей и пока не получили широкого распространения, они ниже не рассматриваются.

**

Изложение данной главы имеет своей целью провести рассмотрение: а) состава сооружений (гидротехнических) гидроустановок и б) гидравлических условий работы гидроустановки.

Ввиду того, что четыре указанных в табл. 4 типа гидроустановок имеют не только различный состав сооружений, но и отличаются друг от друга условиями своей гидравлической работы, в нижеследующем все рассмотрение проведено по типам гидроустановок. При этом в каждом типе гидроустановок сначала рассматривается состав сооружений и их компоновка, а затем описываются особенности гидравлической работы данного типа.

Как видно из табл. 4, во всех типах гидроустановок необходимым гидротехническим сооружением является плотина. Последняя во всех типах гидроустановок выполняет одинаковые функции — осуществление подпора воды. Значительное разнообразие имеется лишь в отношении типа, конструкции и высоты плотины. Ввиду изложенного рассмотрение основных особенностей плотин,

как гидротехнических сооружений, вынесено отдельно и произведено ранее рассмотрение гидроустановок по типам.

Точно так же вынесено вперед и рассмотрение основных вопросов гидравлического режима работы гидроустановок в той части, которая является общей для всех типов гидроустановок. В дальнейших разделах данной главы рассматриваются уже специфические особенности гидравлического режима работы отдельных типов гидроустановок.

23. Основные понятия о плотинах и их расчете

Плотины являются одним из наиболее важных и ответственных сооружений гидроустановок, высота и возможность возведения которых определяются имеющимися природными условиями. Ввиду этого необходимо хотя бы весьма кратко остановиться на основных понятиях о плотинах, их соотношениях с природными условиями и способах их расчета.

Плотинами, вообще говоря, называются гидротехнические сооружения, назначением которых является создание подпора воды. В соответствии с этим плотина подвергается воздействию ряда сил, из которых главной является сила, определяемая как разность гидростатических давлений воды с верхнего и нижнего бьефов.

Для выполнения своих функций плотина должна быть устойчивой (на сдвиг) и прочной в отношении всех действующих на нее сил.

Кроме того в большинстве случаев (но не всегда, как будет видно из нижеследующего) на плотину возлагается задача пропуска излишних паводковых расходов. В связи с этим должна быть проверена также и гидравлическая работа плотины в условиях пропуска катастрофического расчетного расхода (наибольшего).

В общем случае разность отметок воды H создает напор, под влиянием которого некоторое количество воды просачивается через грунт основания плотины и выходит в нижний бьеф, двигаясь в промежутках между частицами грунта или по трещинам, если плотина основана на скале (фиг. 73).

Это явление, имеющее чрезвычайно большое значение в гидротехнике, носит название *фильтрации*.

Явление фильтрации обуславливается в основном свойствами грунта, на котором основана плотина, а также напором и конструкцией плотины, и в зависимости от сочетания указанных факторов может проявляться различным образом.

Основные неблагоприятные явления, связанные с фильтрацией, следующие:

а) имеет место определенная утечка воды в нижний бьеф — потеря воды, вызывающая недониспользование стока в сооружениях;

б) возможен вымыв частиц грунта под основанием плотины и нарушение ее устойчивости;

в) фильтрационный поток оказывает давление на подошву плотины и тем самым уменьшает устойчивость плотины.

Ввиду этого проектирование и сооружение плотины невозможны без детального изучения природных условий места постройки, в частности, инженерно-геологических особенностей грунта или скалы, на которых располагается подошва плотины.

Необходимо указать, что природные геологические условия не только влияют решающим образом на конструкцию плотины (а следовательно, и на ее стоимость), но в ряде случаев предопределяют возможную высоту подпора и даже самую возможность постройки плотины.

Всякая плотина при ее конструировании должна быть соответствующим образом проверена и рассчитана с принятием необходимых коэффициентов запаса.

**
*

Основными расчетами в отношении плотин являются следующие: гидравлические, фильтрационные (называемые также гидротехническими), расчеты устойчивости и расчеты прочности.

Гидравлические расчеты в основном сводятся к определению размеров отверстий или величины переливающегося слоя, необходимого для пропуска катастрофического расхода через плотину при принятом горизонте воды в верхнем бьефе.

Кроме того производятся гидравлические расчеты явлений, имеющих место в нижнем бьефе при нападении в него сбрасываемой с плотины массы воды; эти явления сопровождаются проявлением весьма значительного количества энергии, связанного с падением массы воды с высоты, соответствующей подпору.

Конечной целью таких расчетов является надлежащее конструирование сливной части плотины, обеспечивающее безопасный сброс паводка и отсутствие вредных размывов как русла реки непосредственно за плотиной, так и невозможность разрушения самого тела плотины.

Фильтрационные расчеты заключаются главным образом в определении эпюры давления фильтрационного потока на подошву плотины, называемого противодавлением, в установлении соответствующих условий невозможности вымыва частиц грунта и в определении общей потери воды на фильтрацию.

Решающими являются расчеты устойчивости плотины. В основном вся совокупность сил, действующих на плотину, может быть сведена к следующим главным силам (фиг. 73): 1) силе W , направленной в сторону нижнего бьефа, обусловленной разностью давлений воды на плотину с верхнего и нижнего бьефа; 2) силе P , соответствующей весу плотины и переливающегося слоя воды (при наличии его) и 3) силе N , являющейся равнодействующей противодавления фильтрационного потока.

Под влиянием указанных сил плотина (при недостаточной массивности) может либо опрокинуться, либо сдвинуться по основанию в сторону нижнего бьефа. Как показывает опыт проектирования, проверка на опрокидывание является всегда излишней, так как размеры плотины, определенные из других условий, дают размеры, безопасные на опрокидывание.

При значительных напряжениях, передаваемых от подошвы плотины на грунт, могут проявиться осадки грунта, а следовательно, и плотины, опасные с точки зрения надежности ее; при этом осадка в отдельных точках основания бывает обычно неодинаковой, так как эпюра напряжений на грунт всегда неравномерна. Ввиду этого необходимо проверять также и допустимость полученных по расчету напряжений на грунт соответственно его свойствам.

Так как из всех перечисленных проверок определяющей является проверка на сдвиг, остановимся на ее принципе.

Наиболее простым является рассмотрение сдвига плотины по грунту.

Если через f обозначить коэффициент трения материала тела плотины по грунту, то условие предельного равновесия на сдвиг напишется следующим образом:

$$(P - N)f = W. \quad (58)$$

В действительных условиях необходимо, чтобы коэффициент K , именуемый коэффициентом устойчивости на сдвиг и определяющий собой соотношение удерживающих и сдвигающих сил, был бы больше единицы, т. е. чтобы было выдержано условие:

$$K = \frac{(P - N)f}{W} > 1. \quad (59)$$

Если величина подпора задана, то тем самым определена (в основном) и сила W . Таким образом для выполнения условия (59) необходима тем большая величина $(P - N)$, чем меньше f .

Вместе с тем видно, что чем больше величина противоавдавления N , тем больше должна быть и величина P , т. е. тем больше должна быть и масса плотин, а следовательно, и ее стоимость.

Величина коэффициента f может колебаться от 0,75—0,80 (для бетонной плотины и хорошего безупречного скального основания) до 0,20—0,25 (для сильно глинистых грунтов и глин).

Отсюда видно, какое большое значение имеет характер грунтов на конструкции плотин. Сопоставим фиг. 85 с фиг. 83. Оба плотины осуществляют почти одинаковый подпор около 10 м. Между тем, из сопоставления указанных чертежей видно, что «массивность» первой плотины (фиг. 85), гораздо значительнее и что объем бетона в ней намного превышает объем бетона второй плотины (фиг. 83). Причиной этого является то обстоятельство, что первая плотина сооружена на так называемой девонской глее, что обусловило собой принятие коэффициента трения $f=0,20$, тогда как основанием второй плотины являются слои известняка — породы в основном скальной, имеющей более значительный коэффициент трения.

Вместе с тем из анализа формулы (59) вытекает, что всякое уменьшение противоавдавления, которое может быть осуществлено теми или иными конструктивными мероприятиями, является весьма полезным и приводит к некоторому уменьшению объема плотины¹.

После проверки плотины на устойчивость производятся расчеты прочности отдельных ее частей.

**
*

Устройство плотин значительной высоты возможно (по техническим соображениям) лишь при наличии хорошего скального основания. Кроме того для удешевления стоимости плотины необходимо наличие сравнительно узкого ущелья — каньона или глубокой речной долины; в противном случае (при наличии пологих склонов долины) длина плотины, а следовательно, и ее объем получаются значительными, что отразится и на стоимости плотины.

Обратимся теперь к рассмотрению отдельных типов плотин.

Точно так же, как и для схем гидростановок в отношении плотин не имеется общепризнанной и строгой классификации. Причине этого вполне понятно, так как имеется крайнее многообразие как местных условий, так и конструкций плотин при самых разнообразных высотах подпора. Рассмотрим некоторые основные типы плотин с точки зрения их материала и конструкций.

По роду материала, из которого осуществлено тело плотины, последние могут быть разделены на: 1) бетонные и железобетонные, 2) деревянные, 3) из каменной наброски, 4) земляные. Плотины, состоящие целиком из металла, не получили распространения. По гидравлическому признаку плотины могут быть подразделены на: 1) глухие, через которые перелив воды неуступит, и 2) водооливные, через которые или поверх которых может быть осуществлен пропуск излишних расходов. Плотины из каменной наброски в подавляющем своем большинстве, а земляные без исключения являются глухими плотинами. Что же касается бетонных, железобетонных и деревянных плотин, то они могут быть как водостивными, так и глухими.

Наиболее распространенными являются бетонные плотины, с которых мы и начнем рассмотрение. Основное тело их состоит из бетона с закладкой в необходимых местах металлической арматуры.

Конструкция бетонных плотин в значительной степени определяется в дальнейшем тем, в какой мере необходим пропуск паводков через плотину, а также и высотой подпора.

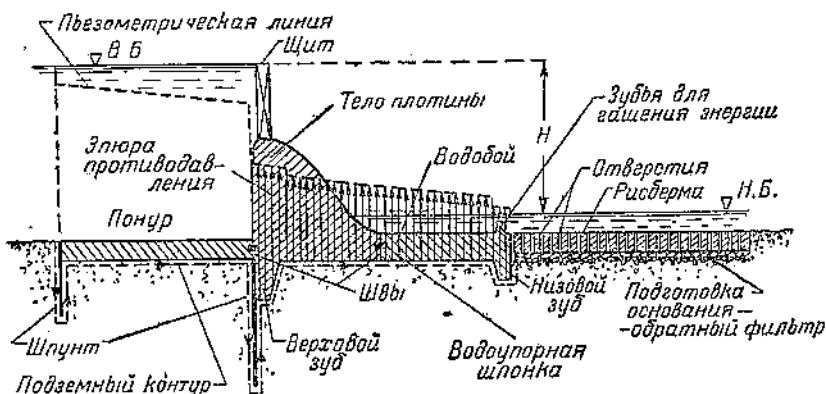
Плотины, пропускающие через себя значительные расходы и имеющие сравнительно малый подпор, называются часто водоподъемными плотинами.

Крайним типом водоподъемной плотины в отношении характера пропуска расходов является так называемая плотина с глубокими отверстиями или пониженным порогом (фиг. 77, а). Основу конструкции плотины составляют горизонтальная плита, накрывающая дно реки — флюбет и быч-

¹ С указанной целью под плотинной фиг. 85 осуществлен дренажный песчаный слой, а также глубокие песчаные колодцы, отводящие фильтрационные воды в специальные дренажные галлерей для выпуска в нижний бьеф.

к и; образующиеся водопропускные отверстия перекрываются щитами, высота которых примерно соответствует высоте подпора. Таким образом в направлении ширины реки плотина состоит из ряда пролетов, разграниченных бычками и двумя береговыми устоями.

Если по местным условиям для пропуска паводков не требуется столь значительных отверстий, высота щитов уменьшается, высота же флотбета увеличивается и тело плотины очерчивается по профилю водослива. Такая конструкция плотины носит название водосливной плотины со щитами на



Фиг. 74. Подземный контур водоподъемной плотины на проницаемом основании и зона противодавления (схема).

гребне. Так как высота щитов обуславливается толщиной переливающегося слоя (т. е. величиной паводка), а полная высота плотины — величиной подпора, то возможны различные соотношения между высотой щитов и высотой всей плотины. Иллюстрацией этого может служить сопоставление фиг. 84, 85, 86 и 93, 6.

Наконец, в некоторых редких случаях плотины устраиваются в виде одного лишь бетонного водослива и щиты отсутствуют вовсе. Такие плотины называются водосливными без щитов. Пример такой плотины дан на фиг. 83.

Щиты или затворы, перекрывающие пролеты плотины, в основном изготовляются из металла; в зависимости от величины перекрываемого пролета и высоты подпора имеются самые разнообразные конструкции щитов.

Для возможности подъема или опускания щитов или затворов на плотине должны быть предусмотрены соответствующие подъемные приспособления.

В большинстве случаев водоподъемные плотины имеют незначительную высоту подпора (до 10—20 м) и могут строиться как на скальных, так и на мягких проницаемых грунтах.

В первом случае конструкция плотины является несложной, во втором же случае необходимо принимать специальные меры как для борьбы с фильтрацией, так и для защиты русла реки ниже плотины от размыва, что оказывает решающее влияние на конструкцию плотины. В этом отношении практика гидротехники выработала некоторые типовые решения и конструкции.

В теории фильтрации установлено, что скорость фильтрации v определяется следующим уравнением:

$$v = ki = h \frac{H}{L}, \quad (60)$$

где k — так называемый коэффициент фильтрации, характеризующий свойства грунта основания, а i — пьезометрический уклон, определяемый соотношением разности отметок воды в верхнем и нижнем бьефе (подпора) к длине фильтрационного пути.

Если при заданном подпоре H желательно уменьшить скорость фильтрации и тем самым и количество профильтровавшейся воды, то единственным имею-

щимся средством является увеличение пути фильтрации L , который должна пройти вода, чтобы попасть из верхнего бьефа в нижний. Величина k обуславливается свойствами грунта и поэтому должна рассматриваться как заданная.

В действительности линии токов фильтрации пронизают все основание плотины, как показано на фиг. 73. Однако при приближенном рассмотрении в гидротехнике часто ограничиваются лишь той струйкой фильтрации, которая проходит непосредственно под подошвой плотины (способ Бляя). Увеличение пути фильтрации L в этом случае означает развитие подземного контура плотины. В реальных условиях (фиг. 74) развитие длины подземного контура L достигается введением простирающегося в верхний бьеф непроницаемого для воды понура, устройством зуба, а также забивкой в грунт шпунта. Шпунт состоит из отдельных брусьев с пазами (деревянный шпунт) или отдельных металлических балок, имеющих по боковым частям соответствующие выемки и выступы для сопряжения друг с другом и образования непроницаемой для воды вертикальной завесы.

Благодаря указанным мероприятиям, как показано на фиг. 74 жирными пунктиром, путь фильтрации удлиняется, а скорость фильтрации уменьшается.

Это мероприятие отражается благоприятным образом также и на величине эпоры противодействия. Если считать (приближенно), что потери напора по всей длине пути фильтрации равномерны, то, рассматривая струйку фильтрации, проходящую непосредственно под непроницаемым контуром плотины, можно получить эпору противодействия, действующую на подошву плотины. На фиг. 74 изображена подобная эпора. Как видно из чертежа, наличие понура и особенно шпунта резко снижает величину противодействия.

После водобойной части плотины необходимо соорудить специальную бетонную плиту, предохраняющую грунт от размыва при сбросе расходов через плтину. Эта часть плотины, простирающаяся в нижнем бьефе, носит название рисбермы. В ней в большинстве случаев делаются специальные отверстия для выпуска фильтрационных вод из грунта в нижний бьеф. Конструкция отверстий должна быть такой, чтобы выходящая фильтрационная вода не могла вымыть и увлечь с собой частиц грунта. Для этого перед отверстиями устраивают специальный так называемый обратный фильтр. Последний состоит из слоев песка, гравия и щебня; крупность частиц в слоях фильтра постепенно возрастает по направлению движения фильтрационной воды, вследствие чего вынос водой мелких частиц из грунта основания плотины исключается.

При наличии хороших скальных условий и благоприятного рельефа бетонные плотины могут быть сооружены на большую высоту.

При этом в большинстве случаев пропуск паводка совершается уже не поверх тела плотины, а путем устройства рядом с плотинной специальных сооружений — водосбросов. Основными частями водосброса являются: головная часть, в которой обычно располагаются шиты, проводящая часть и конечная часть.

Проводящая часть осуществляется в виде открытого лотка или тоннеля, имеющего падение, равное величине подпора. Благодаря значительной величине последнего в конечной части лотка, или тоннеля, развиваются весьма большие скорости, достигающие до 20, 30 м/сек и более.

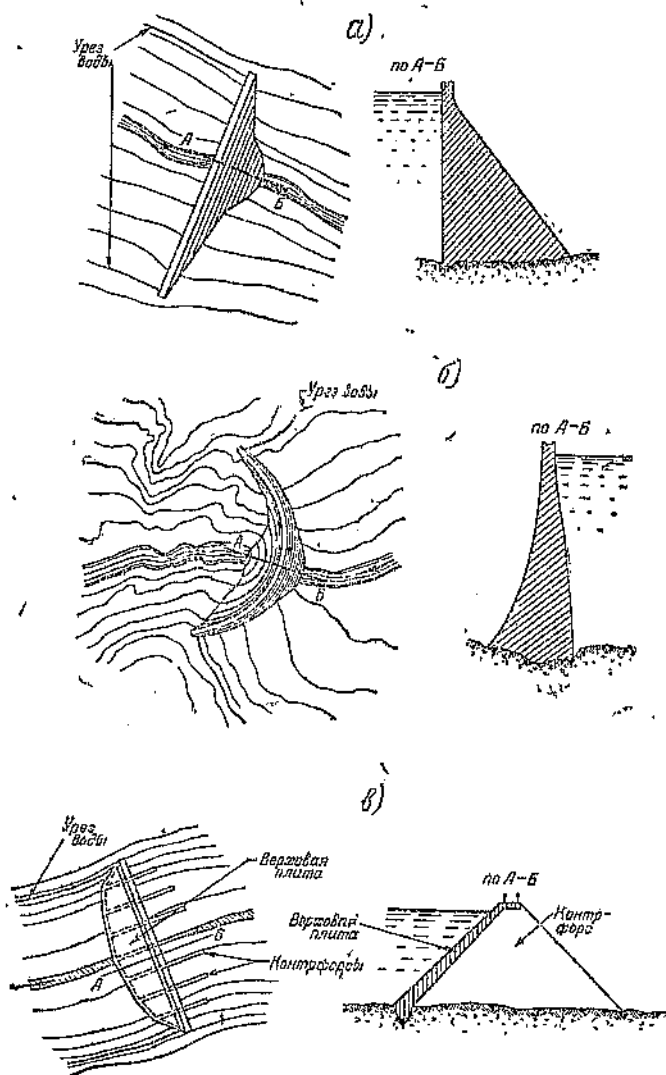
Ввиду этого для безопасности сооружений в конце водосброса требуется устройство специальных «гасителей энергии».

Высокие глухие плотины носят название вододержательных или водохранилищных плотин.

Типовой профиль возведенной на скальном грунте бетонной глухой вододержательной плотины (называемой также гравитационной) показан на фиг. 75,а.

В случае обоснования плотины на скале фильтрационные явления менее опасны: вода может проходить лишь по трещинам в скале. Для уменьшения противодействия в этих условиях нет необходимости развивать подземный контур плотины. Обычно ограничиваются лишь так называемой цементацией скалы в верхней части подошвы плотины и дренажем.

Цементация скалы производится путем напекания цементного раствора в пробуренные в скале скважины, вследствие чего трещины в скале заполняются цементом и не пропускают воду.



Фиг. 75. Типы водохранилищных плотин.
а — гравитационная; б — арочная; в — контрфорсная.

Дренаж, которым служат пробуренные в скале скважины, имеет своей целью отвести из-под основания фильтрационные воды, просочившиеся через завесу цементации. Пример цементации и дренажа основания плотины, возведенной на скале, дан на фиг. 93,а и 93,б.

Вопросы устойчивости плотин гравитационного типа разрешаются также несколько легче. Помимо большей величины коэффициента трения f в данном случае имеет место также и схватывание бетона со скалой основания.

Для облегчения профиля плотины, в тех случаях, когда это позволяют местные условия, располагают плотину в плане не прямолинейно, а по дуге круга. В этом случае плотина работает под давлением воды не только как подпорная стенка, но также и как арка, передавая часть давления воды на борта ущелья.

Этот тип плотины изображен на фиг. 96, и называется арочно-гравитационным.

Если ширина ущелья мала по сравнению с подпором, то плотину можно рассчитать целиком как свод, опирающийся на борта ущелья. Такой тип плотины носит название арочного; при этом ширина плотины по основанию значительно уменьшается и объем бетона сокращается (фиг. 75,б).

С целью экономии объема бетона применяются также так называемые контрфорсные типы плотин, один из которых схематически показан на фиг. 75,в.

В этом случае значительно уменьшается объем бетона, но зато он получается значительно более напряженным. В силу этого в большинстве случаев такие плотины выполняются не из бетона, а из железобетона.

Деревянные плотины обычно строят лишь для незначительных подпоров и осуществляют по типу водоподъемных плотин.

Плотины из каменной наброски и земляные строят из местных материалов: грунта и камня, находящихся рядом с местом постройки.

Конструкция таких плотин значительно отличается от описанных выше и характеризуется весьма значительным объемом тела плотины. В поперечном сечении тело плотины представляет собой трапецию, верховой откос которой прикрыт со стороны воды водонепроницаемым экраном той или иной конструкции. Уклон откосов плотины зависит от свойств материала, употребленного для насыпки тела, и определяется на основании специальных расчетов устойчивости откосов против оползания.

На фиг. 93,в изображена земляная плотина с водонепроницаемым ядром в виде бетонной стенки, расположенной по оси плотины. На фиг. 130 дан поперечный разрез плотины из каменной наброски (кладки насухо) с железобетонным экраном на верховой грани.

Расчеты устойчивости и фильтрации при данных типах плотин в корне отличаются от описанных выше для бетонных плотин, так как здесь не может иметь место сдвиг всего тела плотины по основанию. В земляных плотинах само тело плотины пронизывается фильтрационными токами, в силу чего появляется опасность размыва грунта тела плотины. Имевшиеся на практике катастрофы земляных плотин были вызваны или размывом низового откоса (фильтрационной водой или сползанием откосов плотины с частью грунта основания).

24. Возможные гидравлические режимы работы гидроустановки и причины, вызывающие их

Еще в § 4 было указано, что мощность гидроустановки меняется во времени. Изменение расхода, а следовательно, и мощности, в работе гидроустановки может быть следствием как изменения расхода воды в реке, так и переменности потребляемой от гидроустановки мощности.

Представим себе, что на какой-либо реке работает гидроустановка, использующая весь расход, имеющийся в реке. В период осенне-зимней межени, когда расходы воды в реке падают до минимума, расход воды, потребляемый турбинами и проходящий через всю систему водоподводящих сооружений, будет минимальным, будет минимальной и мощность гидроустановки.

С другой стороны, если в течение какого-либо периода времени потребная мощность меньше, чем та мощность, которую гидроустановка может развить по условиям расхода реки, то гидроустановка также должна уменьшить свою мощность, пропуская через водопроводящие сооружения и турбины не весь наличный в реке расход, а лишь некоторую часть его.

Таким образом, вообще говоря, гидроустановка в разрезе времени может работать с различными мощностями, вплоть до максимальной установленной на ней мощности; при этом через гидроустановку (водоподводящие сооружения и турбины) будут проходить различные расходы, колеблющиеся в пределах от нуля до так называемого максимального используемого расхода. Последний определяется размерами водопроводящих сооружений и турбин.

Целью последующего рассмотрения гидравлического режима работы гидроэлектростанций является установление связи между изменением расхода, проходящего через гидростанцию, и изменениями других гидравлических факторов, в первую очередь напора нетто на турбинах.

Указанная связь даст нам сопоставление гидравлических факторов работы гидроэлектростанции при различных расходах, т. е. сопоставление, относящееся к различным моментам времени.

Данное рассмотрение относится таким образом к сопоставлению ряда так называемых установившихся гидравлических режимов.

Помимо различных установившихся режимов, отличающихся между собой величиной пропускаемого через гидроэлектростанцию расхода Q , гидроэлектростанция может работать еще и в не установившемся режиме, к пояснению которого мы и переходим.

Как известно, в гидравлике различаются два основных режима: установившийся и не установившийся. Первый из них характеризуется тем, что элементы движения не зависят от времени. Второй же — не установившийся — отличается тем, что в нем отдельные элементы потока: скорости, давления, расход и другие зависят от времени, т. е. определяются как функции не только координат (x, y, z), но и времени (t). Таким образом в условиях не установившегося режима напоры, расходы и скорости будут изменяться как по длине водопроводящих сооружений гидроэлектростанции, так и во времени, если рассматривать какое-либо одно определенное сечение водовода. В связи с этим в рассмотрение не установившегося режима должен входить еще и фактор времени.

В области использования водной энергии вопросы не установившегося режима играют большую роль, особенно в деривационных гидроэлектростанциях, определяя собой не только отдельные элементы сооружений, но часто и самые размеры их и конструкции.

Ввиду этого необходимо остановиться хотя бы на принципиальных положениях, не затрагивая теории этих явлений.

Причиной возникновения не установившегося режима в гидроэлектростанциях является изменение расхода воды, пропускаемого через турбину. Первоначальный установившийся режим переходит в последующий установившийся режим через посредство некоторого не установившегося режима, имеющего определенную длительность.

В период проявления не установившегося режима величины скоростей, направления скоростей, давления, расходы и т. д. могут принимать значения, выходящие за пределы, определяемые как предыдущим, так и последующим установившимися режимами.

Теория по опыту показывает, что не установившийся режим проявляется тем сильнее и тем длительнее, чем быстрее и резче происходит изменение расхода на турбинах. Таким образом для расчета не установившегося режима (с целью проверки работы сооружений гидроэлектростанции) необходимо взять такое изменение расхода воды, потребляемого турбинами, которое было бы максимальным и происходило бы в течение самого минимального отрезка времени.

Изменение расхода воды, потребляемого гидроэлектростанцией, как следствие изменения расхода воды в реке, является сменой одного установившегося режима другим; однако это изменение никогда не бывает резким, и поэтому переход с одного расхода на другой в этом случае почти не вызывает появления не установившегося режима.

Указанная в начале данного параграфа возможность изменения расхода вследствие колебания потребляемой от гидроэлектростанции мощности также не является причиной появления не установившегося режима максимальной интенсивности, так как изменения нагрузки в нормальных случаях происходят плавно.

Турбина, находящаяся в работе, при генераторе, присоединенном к сети, благодаря наличию автоматического регулятора изменяет свое открытие¹ соответственно изменению электрической нагрузки на генераторе.

¹ Как следует из гл. III, в реактивных турбинах происходит изменение положения лопаток направляющего аппарата (а в турбинах Каплана и лопаток рабочего колеса), а в активных — изменение положения игольчатого затвора в сопле.

Изменение же расхода, проходящего через турбину, обусловлено изменением открытия турбины, поэтому при плавных изменениях нагрузки и изменения расходов будут плавными, а не резкими.

Точно так же не могут служить причинами появления резко выраженного неустойчивого режима и пуск и остановка турбин эксплуатационным персоналом, так как это требует проведения целого ряда последовательных операций.

При необходимости пуска какой-либо турбины в работу все водоводы перед турбиной должны быть заполнены водой и должны быть произведены следующие операции: открытием направляющего аппарата ручным приводом турбина пускается на холостой ход, производится синхронизация генератора; в момент синхронности генератор включается в сеть, а турбина переводится с ручного на автоматическое регулирование с последующим постепенным увеличением нагрузки.

Выключение турбины из работы производится в обратном порядке: нагрузка с данного генератора электрически постепенно снимается или переводится на другие генераторы; направляющий аппарат (вследствие этого) автоматически прикрывается до степени открытия, соответствующего холостому ходу турбины (открытие от 15—20%). В дальнейшем ручным управлением направляющий аппарат постепенно закрывается полностью.

Из изложенного вытекает, что в процессе нормальной эксплуатации гидроустановки не могут возникнуть явления неустойчивого режима наибольшей эффективности.

Как показывает опыт, последние возникают на гидроустановках при аварийных явлениях в эксплуатации, поэтому гидравлический расчет неустойчивого режима связан с явлениями аварийного порядка.

К таким явлениям, как показывает опыт эксплуатации гидроустановок, относятся: а) мгновенный сброс электрической нагрузки и б) мгновенное включение электрической нагрузки.

Первое явление имеет место при коротких замыканиях в линии электропередачи или на шинах генератора. В результате этого явления автоматические выключатели разъединяют линию или отключают генератор от системы и нагрузка (электрическая) с генератора мгновенно снимается.

Описанное явление, поскольку оно имеет случайный характер, может проявиться при работе турбины или гидростанции с любой мощностью, в том числе и с максимальной.

Ввиду этого в качестве расчетного случая, очевидно, должен быть взят случай полного мгновенного сброса максимальной мощности турбины и всей мощности гидроустановки.

Явление мгновенного увеличения мощности генератора или рассматриваемой гидроустановки может быть обусловлено аварийным отключением от сети какой-либо другой электростанции или какого-либо генератора на ней. В этом случае даже при сохранении постоянства нагрузки у потребителей оставшиеся в системе электростанции, в том числе и рассматриваемая гидроустановка, получат мгновенное приращение нагрузки, равное вышедшей мощности.

На рассматриваемую гидроустановку при этом придется лишь какая-то часть нагрузки, зависящая от соотношения ряда параметров (главным образом электрических), работающих в сеть электростанций.

В связи с изложенным за расчетный случай включения мощности на гидроустановку принимают мгновенное увеличение мощности от N_a до $N_{макс}$, т. е. до максимальной мощности. Величина $(N_{макс} - N_a)$, соответствующая величине наброса нагрузки, принимается в зависимости от отдельных обстоятельств в пределах от 50 до 250% от $N_{макс}$. В отдельных исключительных случаях величина наброса нагрузки может увеличиться до 60 и даже 85% (специальные «пиковые» гидроустановки см. гл. V). Сказанным установлены так называемые «энергетические задания» неустойчивого режима в работе гидроустановок.

Проявление неустойчивого режима в гидроустановках будет протекать различным образом, в зависимости от состава сооружений, гидроустановки. Ввиду этого подбор гидравлических явлений, сопутствующих неустойчивому режиму, должен быть сделан в отношении каждого типа гидроустановок в отдельности.

Таким образом в нижеприведенный разбор отдельных типов гидроустановок помимо описания и характеристики гидротехнических сооружений включено также и рассмотрение гидравлических явлений как при установившемся, так и при неустановившемся режимах.

В. „Речные“ низконапорные гидроустановки

25. Состав сооружений, их назначение и общая компоновка

Данный разбираемый тип гидроустановки является по сравнению с остальными типами наиболее простым и включает в себе наименьшее число основных сооружений.

Основная идея компоновки данного типа гидроустановок заключается в следующем.

Концентрация напора производится при помощи плотины соответственно схеме фиг. 3, при этом, однако, машинное здание, в котором размещаются гидравлические турбины, является продолжением плотины и также осуществляет подпор. Вся ширина подпертого верхнего бьефа реки перекрывается суммарной длиной плотины и машинного здания. Таким образом с одной стороны к машинному зданию примыкает верхний бьеф, а с другой—нижний бьеф.

Спиральные подводящие камеры турбин в части своих входных сечений закладываются под уровнем верхнего бьефа, выходные же сечения всасывающих труб погружены под уровень нижнего бьефа.

Разность отметок уровней верхнего и нижнего бьефов H является действующим напором на турбинах, и какие-либо подводящие или отводящие водозоды отсутствуют (кроме спиральной камеры и всасывающей трубы).

Таким образом основными и необходимыми сооружениями описываемого типа гидроустановок являются лишь два: плотина и машинное здание. Ввиду этого данный тип гидроустановок и является самым простейшим.

Основными задачами плотины являются: создание и поддержание необходимого подпора и сброс излишних расходов воды из верхнего бьефа в нижний.

Как было указано в § 11, определение катастрофического (расчетного) паводкового расхода должно быть произведено с большой осторожностью. Сброс его в нижний бьеф, сопровождающийся появлением значительного количества энергии, должен быть произведен безопасным образом как в отношении самой плотины, так и в отношении ее основания и русла реки в нижнем бьефе.

Для возможности сброса паводков плотина должна быть снабжена водосбросными отверстиями, перекрываемыми металлическими щитами. Открывая соответствующее количество пролетов путем подъема щитов, можно пропустить через плотину необходимый расход, сохраняя нужный подпор. Последнее обстоятельство является обязательным, так как в противном случае (при спущенном подпоре) гидростанция работать уже не сможет.

Основным фактором, определяющим число и размер пролетов, а также тип щитов, является пропуск через плотину максимального расчетного паводка.

Машинное здание речных ГЭС служит для размещения в нем гидромеханического и электротехнического оборудования, а также для поддержания подпора.

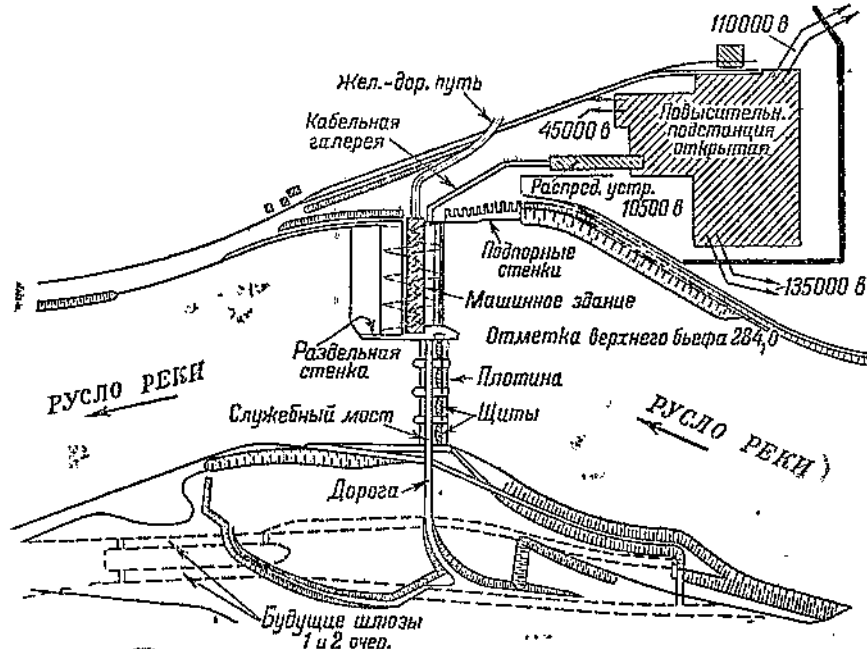
Для того чтобы плотина и машинное здание могли поддерживать подпор, необходимо придать им соответствующую конструкцию, так как вследствие разности горизонтов они должны противостоять определенным силам (§ 23).

В зависимости от местных условий к двум перечисленным основным сооружениям—плотине и машинному зданию—во многих случаях добавляют еще судоходные сооружения, так как после создания подпора сквозное судоходство становится невозможным без устройства специальных сооружений, позволяющих судам преодолевать разность отметок верхнего и нижнего бьефа. В подавляющем числе случаев такими сооружениями являются так называемые судоходные шлюзы.

Шлюз представляет собой камеру необходимых размеров, имеющую шлюзовые заграждения с верхового и низового конца (ворота), а также водопроводные устройства, позволяющие соединять камеру с верхним или нижним бьефом. Судно, которое должно преодолеть разность уровней, вводится в шлюз, и в за-

зависимости от направления движения судна камера посредством водопроводных устройств (при закрытых шитах-воротах) соединяется с верхним или нижним бьефом. Уровень в камере соответственно или повышается или понижается и сравнивается с требуемым бьефом. После открытия ворот судно выходит в своем направлении из шлюза.

Необходимо отметить, что во многих случаях, например, при наличии в реке порогов, именно сооружение гидроустановки позволяет либо открыть судоходство на используемой реке вновь, либо увеличить грузоподъемность и осадку



Фиг. 76. План расположения сооружений речной низконапорной гидроустановки простейшего типа.

судов. Причина этого лежит в том, что благодаря созданию подпора глубина воды в верхнем бьефе увеличивается, а скорости течения воды уменьшаются, т. е. условия для судоходства улучшаются. В некоторых случаях благодаря осуществлению так называемого регулирования стока (гл. V) судоходные условия улучшаются и в нижнем бьефе.

Кроме того при гидроустановках во многих случаях устраивают и другое специальное сооружение — рыбоход, служащий для пропуска рыбы из одного бьефа в другой.

Особенности местных условий могут повлечь за собой также устройство и других специальных сооружений: например, аванкамеры с ледозащитной стенкой, основной задачей которых является предохранение машинного здания от навала льда во время ледохода.

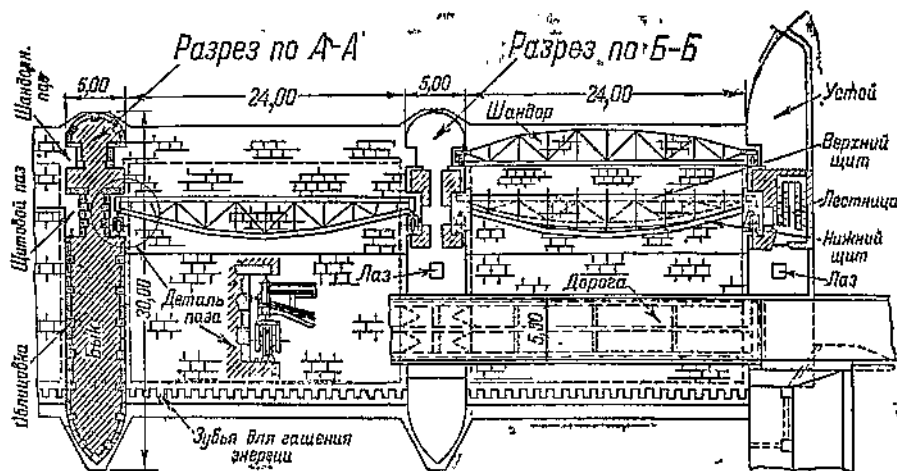
В качестве примера разберем состав сооружений гидроустановки простейшего типа, осуществленной на равнинной реке в достаточно благоприятных геологических условиях (фиг. 76). Данная гидроустановка включает в себе всего лишь два основных гидротехнических сооружения: плотину и машинное здание.

Как видно из фиг. 76, судоходных шлюзов не возведено, так как в настоящее время судоходства на реке в достаточных масштабах не имеется. Для

Машинное здание и плотина разделены массивным бычком, простирающимся в сторону нижнего бьефа на значительное расстояние. Это осуществлено с целью оградить выход воды из всасывающих труб от бурных явлений, имеющих место при сливе воды через плотину. Плотина (фиг. 77, а и б) является водоподъемной и осуществлена по типу с понижением порога: высота последнего над дном реки не превышает 0,5 м.

Как видно из фиг. 77, а, подземный контур плотины развит весьма слабо; это объясняется наличием скального основания (известняк). Фильтрация предотвращается двумя бетонными зубьями (верховым и низовым), заложеными в известняк.

Отверстия плотины закрываются двойными плоскими щитами, размером 6×24 м (фиг. 78), представляющими собой весьма рациональную конструкцию.



Фиг. 77, б. Плотина гидроустановки, изображенной на фиг. 76.
План.

При желании спустить из верхнего бьефа лишь поверхностный слой воды, что может иметь место, например, при сбросе поверхностного льда, верхний щит может быть опущен вниз.

Подъем нижнего щита (при неподвижном верхнем) дает возможность спускать глубинные слои.

При необходимости полностью освободить пролет (сброс катастрофического паводка) оба щита поднимаются вверх; так как в поднятом положении они располагаются рядом, то при данной конструкции высота расположения подъемных устройств над подпорным горизонтом уменьшается.

Последние состоят из стационарных лебедок с электромоторами: каждый щит (верхний и нижний) имеет свое подъемное устройство, действующее независимо. Лебедки с моторами размещены в закрытом помещении, расположенном над всей плотиной.

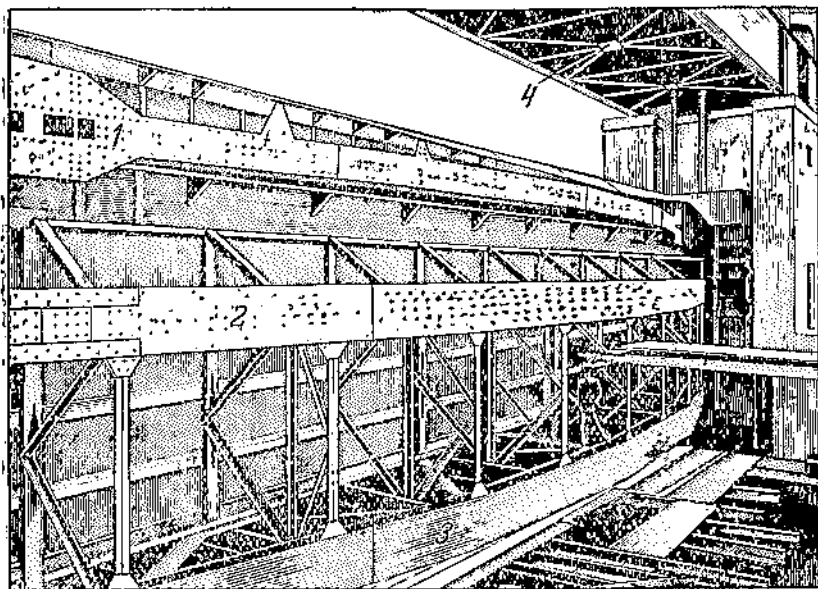
При полностью опущенных верхних щитах и при нормальном подпорном горизонте через четыре отверстия в нижний бьеф может быть сброшен расход в 1700 м³/сек. Если нужно пропустить через плотину большие расходы, то необходимо поднять щиты вверх. Как видно из фиг. 77, а, порог плотины и сливная часть облицованы гранитным камнем (для предотвращения истирания бетона). Кроме того плотина в конце флютбета снабжена особыми зубьями для лучшего гашения энергии.

Помимо щитов в плотине предусмотрена закладка так называемого шандорного заграждения. Последние применяются в случае, когда необходимо осмотреть или отремонтировать щиты (в опущенном состоянии) или уплотнения в пазах щита. Шандорное заграждение состоит из комплекса ша-

дор (4 шт.), каждый из которых представляет собой металлическую балку высотой 3,2 м и длиной, равной пролету плотины. Установка шандор производится специальным порталным краном, перемещающимся вдоль всей плотины над помещением подъемных устройств. Опускание шандор осуществляется в специальные шандорные пазы, находящиеся перед линией затворов.

На все четыре пролета имеется лишь четыре шандора, т. е. одновременно шандорами можно закрыть лишь один пролет.

Машинное здание включает в себе четыре турбины Каплана мощностью по 28 400 квт при напоре $H=11,8$ м. Максимальная пропускная способность каждой турбины 300 м³/сек; число оборотов $n=75$; максимальный к. п. д. 0,927;



Фиг. 78. Плотина гидроустановки, изображенной на фиг. 76.

Вид на щит со стороны нижнего бьефа.

1 — несущий ригель верхнего щита; 2 — верхний ригель нижнего щита;
3 — нижний ригель нижнего щита; 4 — металлические фермы моста.

коэффициент быстроходности $n_s=640$. На одном валу с турбинами расположены трехфазные синхронные генераторы подвешенного типа.

Расположение агрегатов в машинном здании (фиг. 79, а, б, в и фиг. 80) принято с вертикальным валом.

Машинное здание по длине разрезано на четыре совершенно одинаковых блока, из которых каждый включает в себе один агрегат.

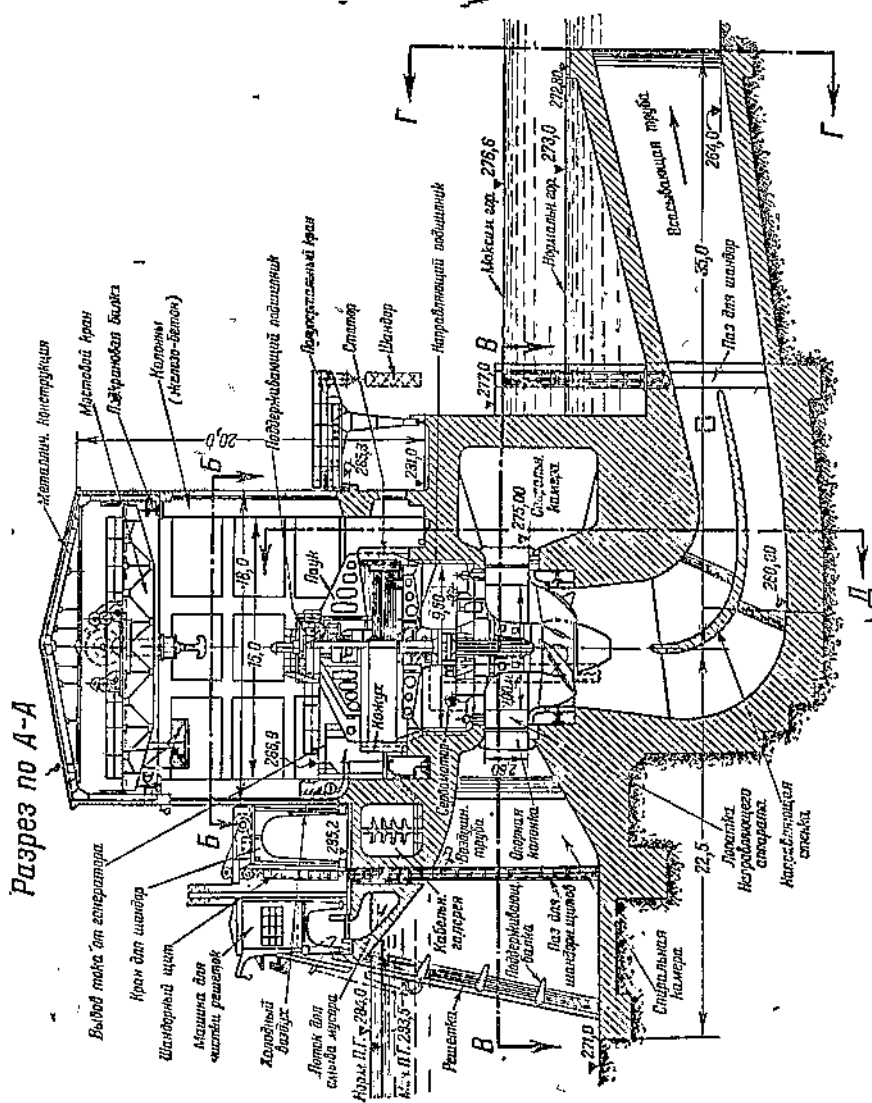
Все помещения электротехнического и вспомогательного назначения вынесены на берег и размещены отдельно от машинного здания.

В поперечном разрезе (фиг. 79, а) машинное здание может быть разделено на нижнюю массивную, так называемую подводную, часть, расположенную ниже уровня верхнего и нижнего бьефов, и на надводную часть, имеющую в основном конструкцию, соответствующую промышленным зданиям. Подводная же часть представляет собой бетонный и железобетонный блок с целым рядом полостей и камер. В подводной части машинного здания заключены спиральная камера, турбина, всасывающая труба и некоторые вспомогательные помещения.

Для предохранения турбины от попадания в нее каких-либо предметов (предупреждения поломки турбины) перед входом в спиральные камеры установлены сороудерживающие решетки, состоящие из стержней, рас-

положенных в вертикальной плоскости. Просвет между стержнями составляет 15 см.

Для очистки решеток предусмотрена специальная машина на рельсовом ходу, передвигающаяся вдоль всей верховой стороны машинного здания. Собранный мусор сваливается в особый лоток для смыва мусора, по которому он с водой сбрасывается в нижний бьеф.



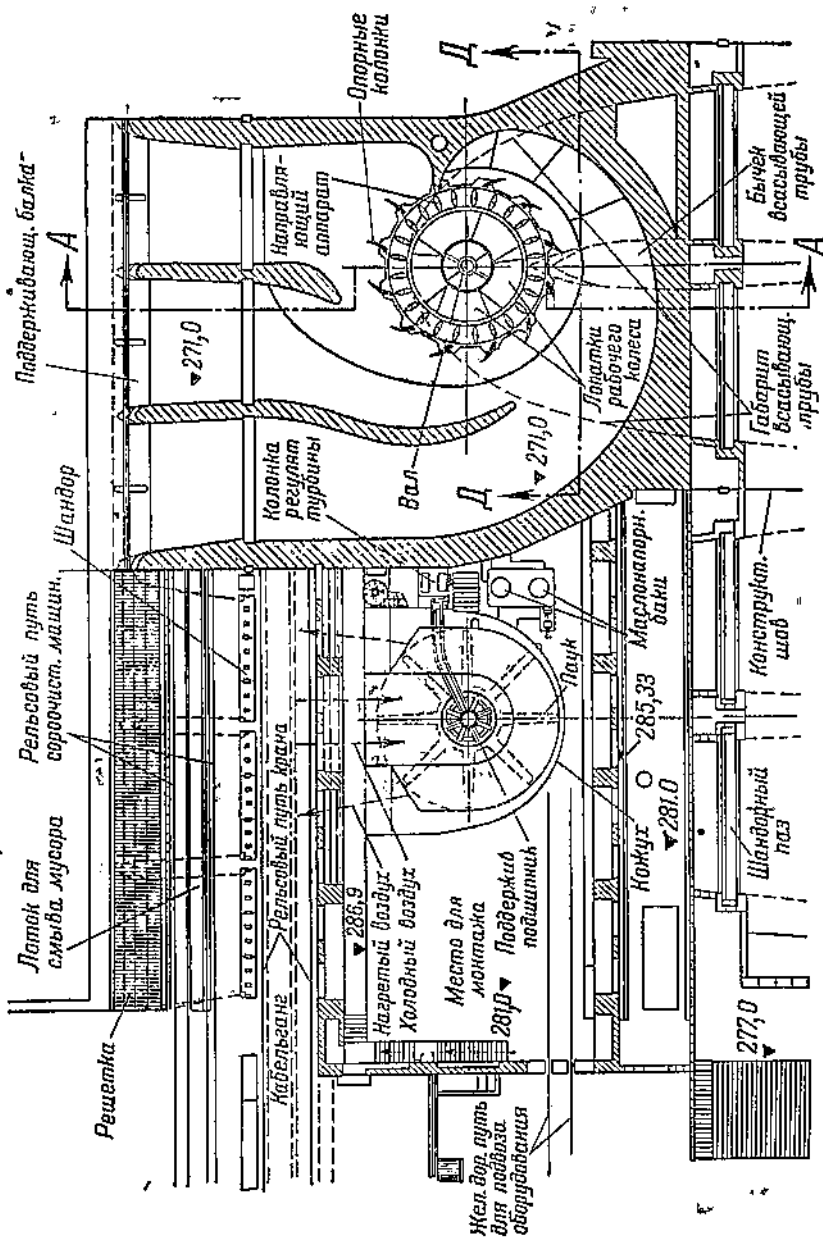
Фиг. 79, а. Машинное здание гидроустановки, изображенной на фиг. 76. Поперечный разрез.

Для возможности осмотра турбины и спиральной камеры перед входом в последнюю обычно устанавливаются щитовые заграждения с дополнительными пазами для шандора.

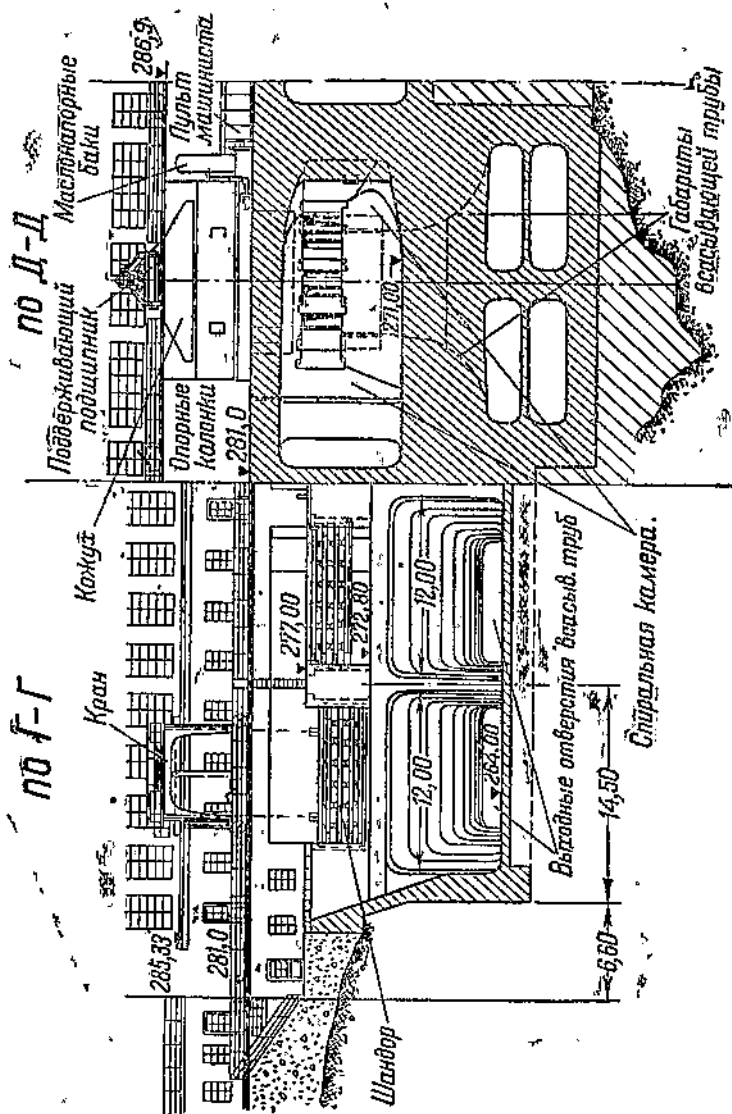
В данном случае пошли на возможное упрощение и удешевление гидроустановки и ограничились лишь шандорными закрытиями спиральных камер. Каждое отверстие по высоте закрывается всего лишь двумя шандорами; закладка и

Разрез по Б-Б

Разрез по В-В



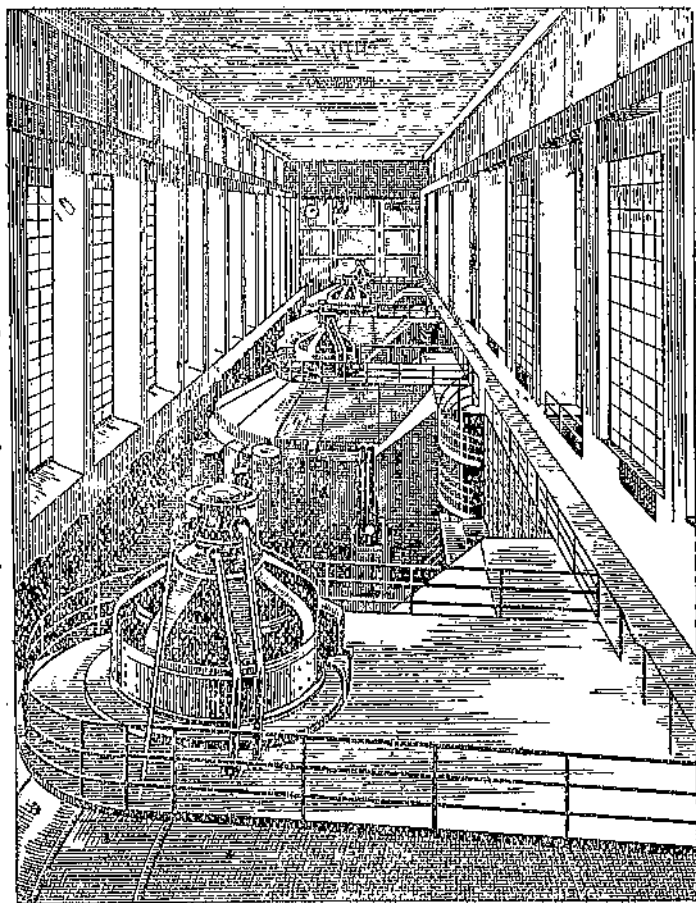
Фиг. 79, б. Машинное здание гидроустановки, изображенной на фиг. 76. Горизонтальные разрезы.



Фиг. 79, а. Машинное здание гидроустановки, изобращенной на фиг. 76. Продольные разрезы.

подъем шандор производится порталным краном, передвигающимся по рельсовому пути на служебном мостике вдоль всей верхней стороны машинного здания. Необходимо отметить, что закладка шандор во входном сечении имеет место лишь в том случае, когда необходимо освободить от воды (с целью осмотра) турбину или спиральную камеру.

Для уменьшения пролета шандор, а следовательно, и их веса и габаритов храни, входное сечение в каждую турбину разбито двумя бычками на три про-



Фиг. 80. Внутренний вид машинного зала гидроустановки фиг. 76.
Верхний служебный проход и вид на генераторы.

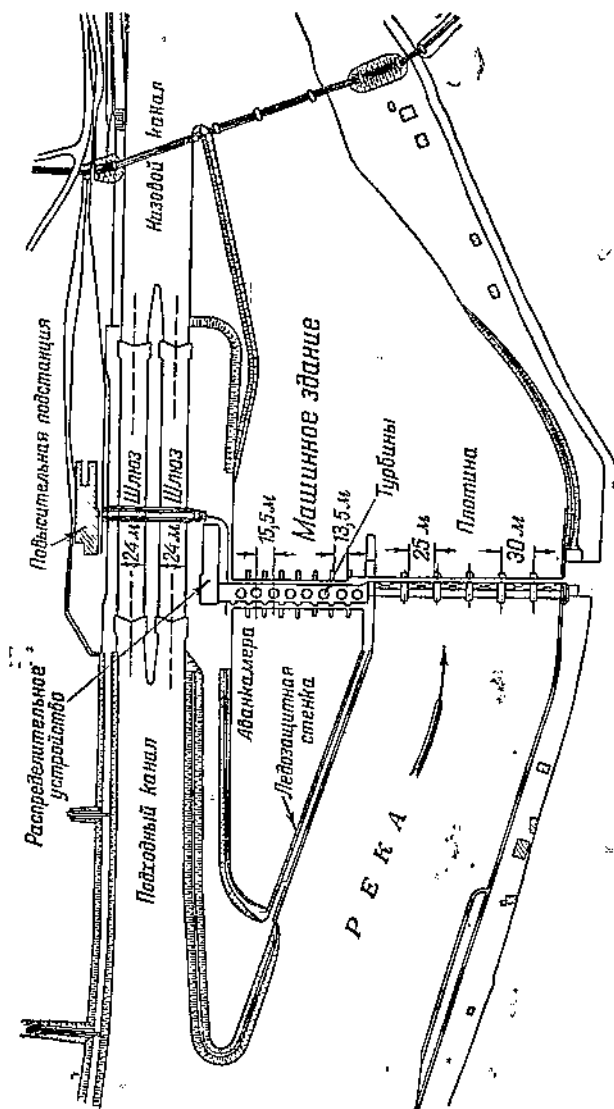
лета (фиг. 79, б). Таким образом для закрытия входа в одну турбину нужно иметь комплект из шести шандор.

Вследствие применения быстрходного типа турбин габариты всасывающей трубы получились весьма значительными; особенно велика ее длина.

Для упорядочения течения в колене всасывающей трубы размещена изогнутая диафрагма (фиг. 79, а); кроме того в выходной части всасывающей трубы размещен вертикальный бычок.

Для осмотра всасывающей трубы должно быть установлено заграждение со стороны нижнего бьефа и должна быть отсечена вода из полости трубы.

Закрытие всасывающей трубы производится опусканием шандор в специаль-



Фиг. 81. План расположения сооружений речной гидроэлектростанции при наличии судовых шлюзов, ледозащитной стенки и аванкамеры.

ные плазы, имеющиеся на середине длины всасывающей трубы, посредством подпортового крана, передвигающегося с низовой стороны машинного здания.

В подводной части размещена также насосная установка, служащая для откачки воды из полости всасывающей трубы после закрытия шандор.

Надводная часть машинного здания обычно включает в себя помещение подъемных приспособлений для шитов, решеток и шандор, собственно машинный зал, где установлены генераторы, и ряд помещений для размещения электротехнического оборудования.

В данном случае, как было указано выше, стационарных подъемных приспособлений не имеется, поэтому не требуется и специального помещения; вспомогательные помещения для электрооборудования размещены в отдельном здании на берегу.

Остовом машинного зала служат железобетонные колонны и подкрановые бабки. Перекрытие крыши выполнено металлическими фермами. Между колоннами осуществлена кирпичная кладка стен здания, окна размещены с верховой и низовой сторон.

На подкрановых балках вдоль всего машинного зала могут передвигаться два мостовых крана грузоподъемностью по 150 т, служащих для монтажа и демонтажа основных агрегатов.

Высота и ширина машинного зала определены из расчета, чтобы можно было произвести монтаж и демонтаж одного агрегата при смонтированных остальных агрегатах.

Вращающиеся части агрегата подвешены на так называемом опорном (сегментном) подпятнике, который располагается выше статора генератора на так называемом шатке. Через последний вес вращающихся частей передается на статор генератора.

Статор генератора размещен на железобетонном опорном цилиндре, который через опорные колонки направляющего аппарата передает все давление на массив подводной части машинного здания.

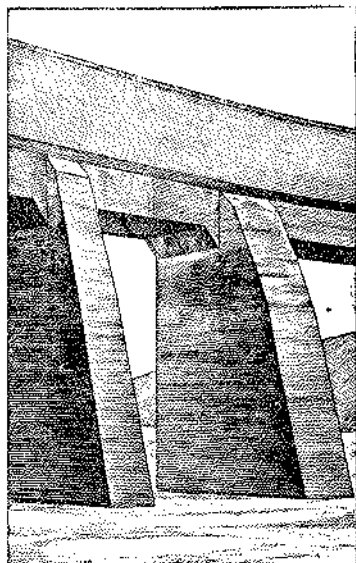
Данная система опирания соответствует так называемому подвесному типу.

В отличие от описанного в так называемом зонтичном генераторе опорный подпятник (подшипник), которым поддерживается вес вращающихся частей агрегата, располагается ниже ротора и передает давление на специальную крестовину, заделанную в опорный цилиндр — фиг. 63, 87 и 94.

Вентиляция генератора, необходимая для нормальной работы¹, происходит следующим образом. Холодный воздух подводится снаружи через специальные жалюзи со стороны верхнего бьефа. Теплый нагретый воздух покидает генератор по окружности, попадает в кожух и отводится им либо в машинный зал (для отопления последнего), либо наружу; снизу со стороны турбины генератор закрыт.

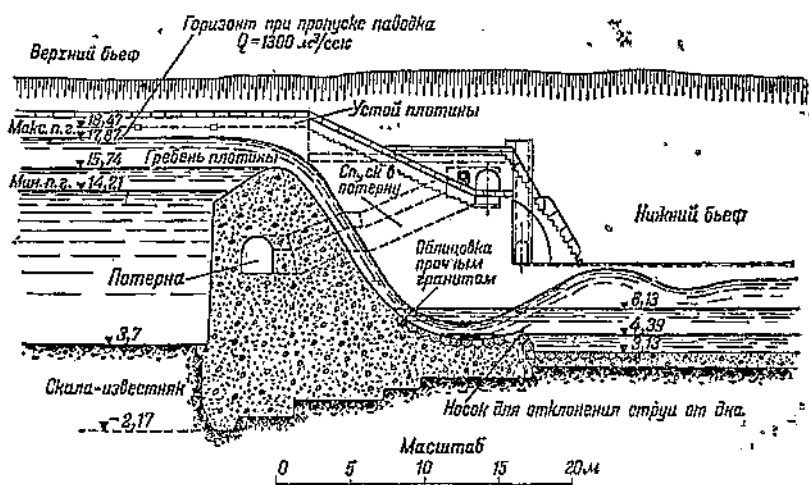
Помимо данной системы вентиляции, называемой разомкнутой, имеется также еще и замкнутая система, при которой один и тот же объем воздуха проходит последовательно через генератор, где нагревается, и далее через холодильник, где происходит охлаждение воздуха в водяных калориферах.

¹ Задача вентиляции заключается в отводе тепла, выделяющегося в генераторе вследствие электрических потерь; необходимо, чтобы температура не превышала известный предел.

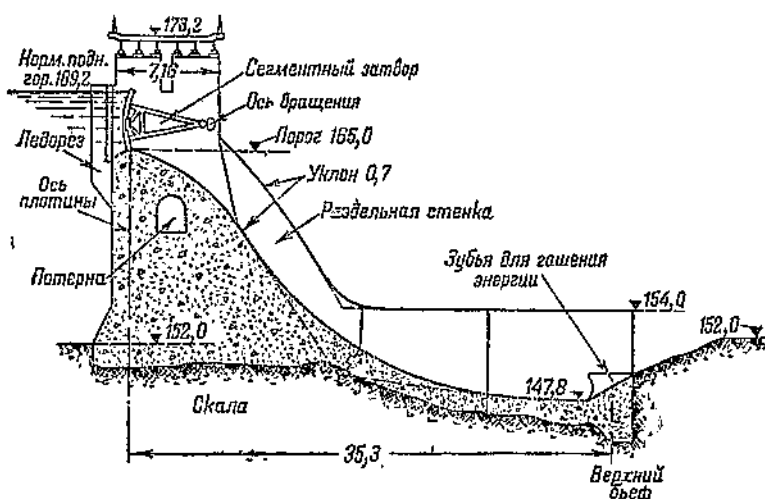


Фиг. 82. Ледозащитная стенка. Вид со стороны машинного здания в период производства работ.

Выходы от зажимов генераторов ведут к шинам 10,5 кВ, расположенным в кабельганге, находящемся в машинном здании со стороны верхнего бьефа. Далее кабельганг проложен на правом берегу в виде тоннеля и заканчивается в здании распределительного устройства местных нужд (на напряжении в 10,5 кВ) и пульта управления.



Фиг. 83. Водоподъемная водосливная плотина без щитов.



Фиг. 84. Водоподъемная водосливная плотина с сегментными щитами на гребне.

Рядом с зданием расположены открытая повышающая подстанция (на 45, 110 и 135 кВ) и распределительное устройство на стороне высокого напряжения. Разделение машинного здания и пульта управления (с распределительным устройством низкого напряжения) осуществлено с целью экономии кубатуры машинного здания, располагаемого в реке, и следовательно, более дорогого.

В качестве примера более сложной компоновки речной гидроустановки приведена фиг. 81. На данной гидроустановке одновременно с другими сооружениями осуществлены два судоходных шлюза с подходными и вывозными каналами.

Кроме того из-за устройства ледозащитной стенки перед машинным зданием имеется аванкамера; вследствие этого машинное здание предохранено от навала поверхностного льда. Ледозащитная стенка (фиг. 82) состоит из ряда бычков, перекрытых на уровне воды так называемой забрадной балкой, препятствующей поступлению льда в аванкамеру.

Машинное здание помимо восьми блоков основных агрегатов включает еще один дополнительный блок — монтажную площадку, служащую для складывания и сборки частей агрегатов.

В противоположность гидроустановке фиг. 76 на данной гидроустановке здание распределительного устройства низкого напряжения и пункта управления непосредственно примыкает к машинному зданию. Повысительная подстанция закрытого типа размещена на левом берегу за шлюзами.

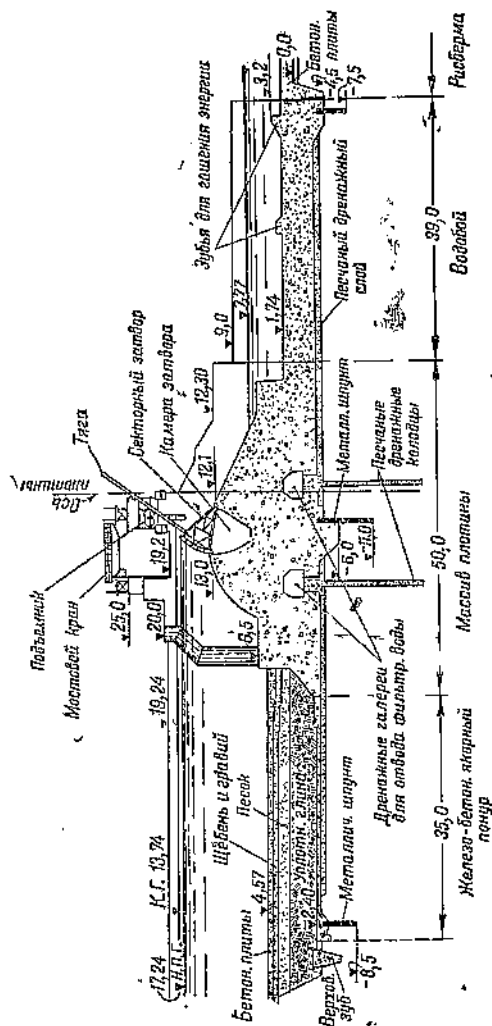
Помимо плотины с пониженным порогом, приведенной на фиг. 77, в гидроустановках рассматриваемого типа применяются также и другие виды плотин.

Так, например, самым простым и дешевым типом плотины является водосливная плотина без щитов (фиг. 83). Однако этот тип плотины вызывает некоторые неудобства, освещенные в § 26, в силу чего за последнее время применение его становится более редким.

На фиг. 84 изображена водосливная плотина со щитами на ребре, имеющими незначительную высоту. Применение этого типа плотины имеет место при наличии достаточно длинного водосливного фронта, при котором получается малая высота переливающегося слоя.

Плотина фиг. 85 отличается, во-первых, своей массивностью, связанной с геологическими условиями основания, и, во-вторых, применением секторного щита, опускающегося в нишу и позволяющего сбрасывать поверхностные слои воды.

Более сложную конструкцию имеет плотина фиг. 86, где при возможности ограничиться малой высотой переливающегося слоя было поставлено условие

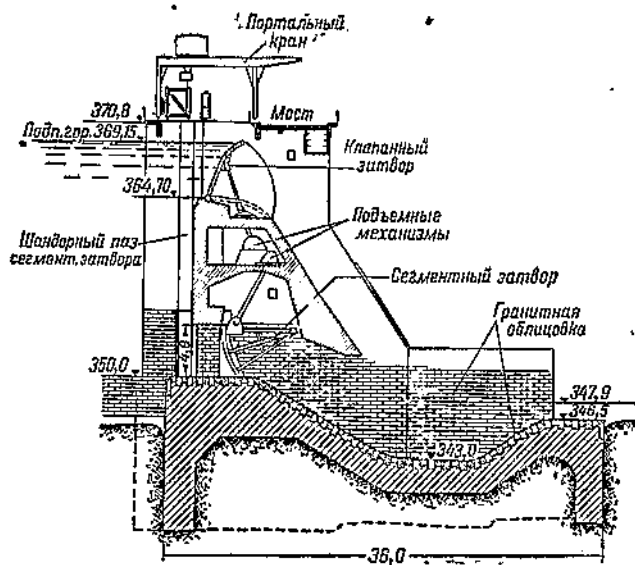


Фиг. 85. Водоподъемная плотина с секторным опускаемым затвором (на слабых грунтах).

спуска в нижний бьеф как поверхностных, так и донных слоев; в связи с этим в плотине имеются два вида затворов: донные и поверхностные.

Стремление максимально удешевить стоимость машинного здания приводит в некоторых случаях к так называемому открытому типу — фиг. 87. В данном случае верхняя (надводная) часть здания — каркас отсутствует полностью, агрегаты же сверху закрыты специальными крышками. Обслуживание монтажа и демонтажа турбин, а также и снятие крышки совершаются подъемными кранами, которые в данном случае получают конструкцию порталных кранов. Применение открытого машинного здания оправдывается чаще всего в условиях теплого климата.

Описанный тип гидроустановки находит себе применение на реках равнинного типа, обладающих значительными расходами и имеющих малые уклоны.



Фиг. 86. Водоподъемная плотина с клапанным затвором и донными отверстиями.

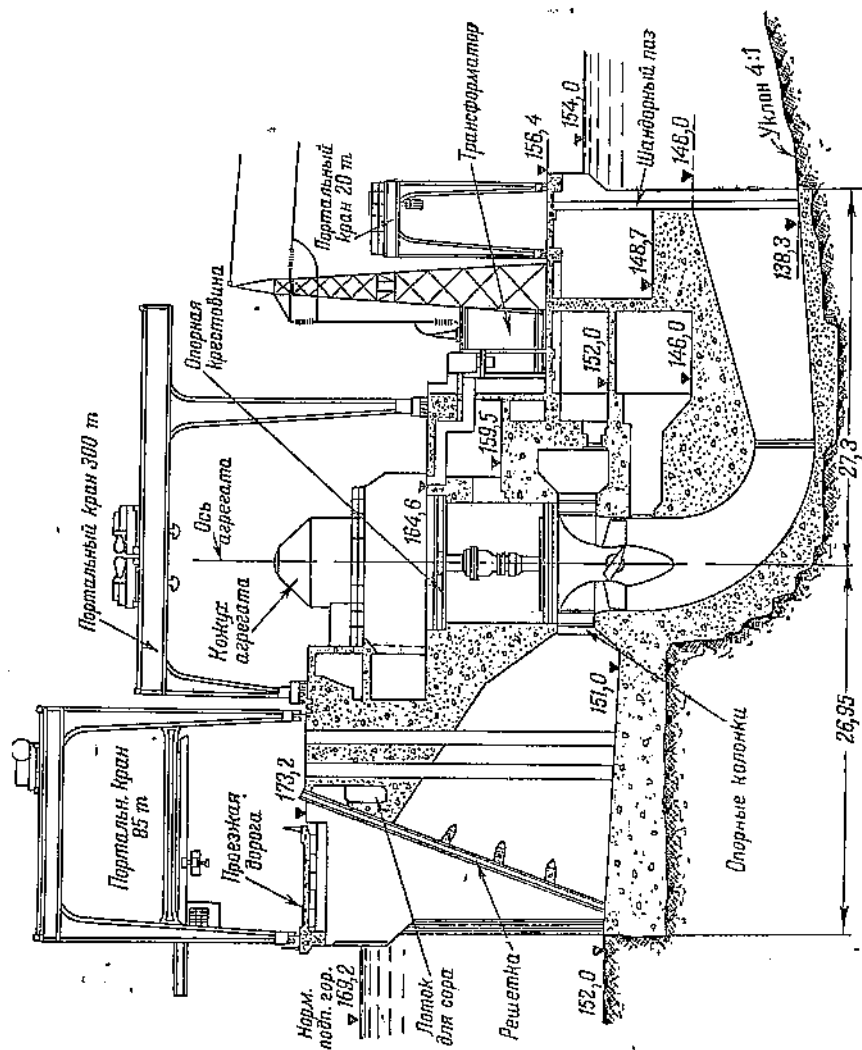
Вследствие равнинного характера рельефа осуществление значительного подпора является невозможным (из-за затопления).

Поэтому значительные мощности гидроустановок данного типа связаны в первую очередь с большими используемыми расходами.

Рациональность применения речного типа гидроустановки связана с использованием небольшого напора и значительных расходов; машинное здание перекрывает собой часть подпорной линии, сокращая длину плотины; отсутствуют специальные водоводы для подвода воды к турбинам, которые при больших используемых расходах представляли бы собой весьма значительные и дорогие сооружения.

Гидроустановки описываемого типа сооружались ранее обычно до напора в 15—18 м. В последнее время, однако, имеется тенденция повысить предельный напор до 20—23 м. Например, проект гидроустановки на ф. Оке предусматривает описанный тип гидроустановки при максимальном напоре 23—25 м.

Наконец, одна из намеченных ГЭС на ф. Волге в отношении машинного здания, размещенного в русле р. Волги, сохраняет описываемый тип гидроустановки при напоре 32 м (максимальное значение).



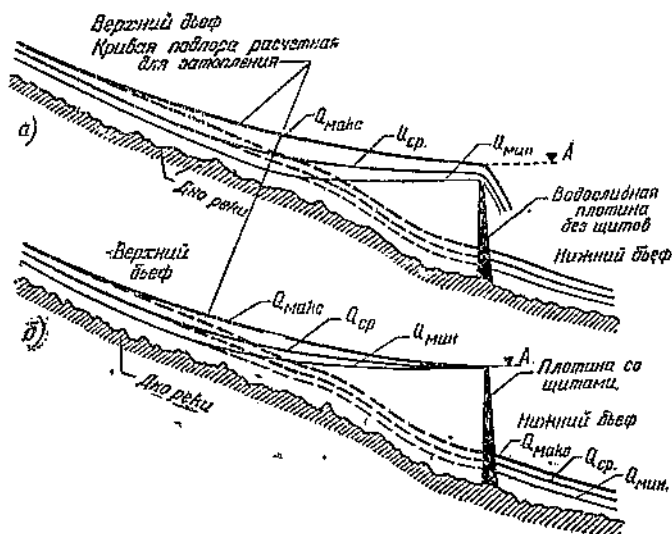
Фиг. 87. Машинное здание, открытого типа (без внешней "коробки" надводной части).

26. Гидравлические условия работы речной гидроустановки

В описываемом типе гидроустановки, как было указано в § 25, какие-либо специальные сооружения, подводящие и отводящие воду от турбины, отсутствуют: имеются лишь спиральная камера и всасывающая труба, непосредственно соединенные с верхним и нижним бьефом.

Потери на трение в этих устройствах ввиду их малой длины незначительны; кроме того характеристика турбины в отношении к. п. д. дается заводом с учетом формы и длины всасывающей трубы и спиральной камеры. Ввиду этого можно считать, что разность отметок воды в верхнем и нижнем бьефе H_0 является действующим на турбину напором нетто H_n .

Таким образом рассмотрение гидравлических условий работы гидроустановки сводится к выяснению вопроса о зависимости $H_n = f(Q)$ и, следовательно и отметок верхнего и нижнего бьефов от расхода.



Фиг. 88. Кривые подпора в верхнем бьефе при максимальном среднем и минимальном расходе.

а — для водосливной плотины (без щитов); б — для щитовой плотины при поддержании уровня воды перед ней на постоянной отметке.

Отметка воды в верхнем бьефе определяется по расходу и высоте плотины также способом пропуска наводка через плотину.

В основном можно наметить две схемы пропуска излишних количеств воды через плотину.

В первом случае плотина не имеет щитов на гребне и, следовательно, уровень воды перед плотинной определяется высотой переливающегося слоя, который в свою очередь при данных размерах плотины является функцией обрасываемого расхода. Этой схеме соответствует фиг. 88, а.

Во втором случае благодаря наличию на плотине щитов пропуск любого расхода через плотину (вплоть до максимального катастрофического) может быть произведен с сохранением постоянной подпорной отметки (фиг. 88, б).

На фиг. 88, а и б пунктирными линиями различной толщины показаны естественные горизонты в реке (наблюдавшиеся до устройства плотины), соответствующие трем различным расходам.

После сооружения плотины уровень воды перед ней поднимается, и образуются соответствующие кривые подпора, выклинивающиеся на известном расстоянии вверх от плотины и сходящиеся к естественным уровням.

Вследствие подъема горизонта воды (подпора) часть земель, прилегающих к реке, затопляется, а связи с чем при постройке гидроустановки необходимо

произвести ряд работ по переселению жителей и переносу промышленных предприятий в незаатпливаемую зону. Стоимость этих мероприятий входит в капиталоложения по гидроустановке и тем самым влияет и на стоимость вырабатываемой энергии.

Расчетной кривой подпора в отношении затопления является кривая, соответствующая максимальному расходу, сбрасываемому через плотину.

С точки зрения экономики гидроэлектростанций схема, данная на фиг. 88, а, является менее выгодной, чем схема фиг. 88, б.

В самом деле, произведенные затраты по затоплению позволяют держать уровень воды, соответствующий «расчетной кривой», т. е. кривой подпора при переливе через плотину максимального расхода. Между тем, в течение большей части года не имеется значительных избыточных расходов (по сравнению с пропускной способностью гидротурбин); в связи с этим уровень воды, перед плотинной автоматически понижается и получается «недо-Опметки. М. А.

использование подпора», несмотря на произведенные затраты по затоплению. В силу сказанного в реальных условиях, широкое распространение получила схема фиг. 88, б, где указанного недоиспользования напора не имеется¹. При этой схеме отметку верхнего бьефа надо считать постоянной или почти постоянной: в зависимости от величины имеющегося излишнего расхода, не пропускаемого машинным зданием (турбинами), необходимо держать открытым то или иное количество щитов. Манипуляции со щитами должны производиться при этом таким образом, чтобы сохранить заданную отметку.

Обратимся теперь к отметке нижнего бьефа. Горизонт воды в нижнем бьефе зависит только от величины расхода, проходящего по руслу реки ниже плотины; последний же равен сумме расходов: сбрасываемого через плотину и пропускаемого через машинное здание.

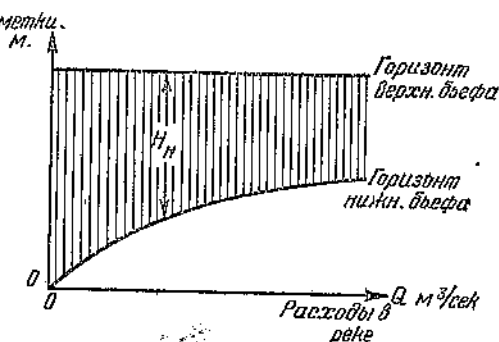
Определение отметки воды в нижнем бьефе можно произвести в зависимости от суммарного общего расхода по кривой связи расходов и горизонтов (фиг. 15), установленной в естественных условиях при изучении реки.

В силу сказанного используемый напор нетто H_n в данном типе гидроустановки является функцией расхода воды в реке, а не только расхода, проходящего через турбины (фиг. 89).

При прохождении паводков уровень воды в нижнем бьефе повышается и напор нетто падает. Значимость явления падения напора на гидроустановке при проходе паводка определяется соотношением величины подпора к амплитуде колебания уровня воды в нижнем бьефе.

В условиях сильного поднятия уровня в нижнем бьефе на период паводка и малого подпора величина напора нетто может упасть весьма значительно. Известны примеры гидроустановок, которые, на период паводка необходимо останавливать ввиду резкого (в несколько раз) уменьшения напора H_n .

С другой стороны, в установках, имеющих весьма значительный напор, амплитуда колебания уровня нижнего бьефа мала по сравнению с напором, и последний колеблется в узких пределах.



Фиг. 89. Зависимость напора, используемого на речной гидроустановке, от расхода воды в реке.

¹ Необходимо упомянуть, что на одной гидроустановке, имеющей плотину без щитов по типу фиг. 83, в дальнейшем, уже после ряда лет эксплуатации, на зимний период, когда не приходится ожидать сброса паводков, на гребне плотины стали устанавливать временные деревянные щиты. Наличие этих щитов позволяет увеличить напор на ГЭС в зимнее время, а следовательно, и зимнюю выработку.

С точки зрения падения напора при паводках выгоднее использовать падение какого-либо участка реки в меньшем числе ступеней, но с большими напорами, чем в большем числе гидроустановок и с малыми подпорами в каждой.

Интересно заметить, что с точки зрения минимального денежного убытка от затопления выгодно как раз обратное положение.

В заключение отметим, что в гидроустановках данного типа расход воды, проходящей через машинное здание (спиральную камеру — турбину — всасывающую трубу), определяется открытием направляющего аппарата турбины. Так как положение последнего автоматически приспособляется к нагрузке (регулятор турбины), то, следовательно, и расход, пропускаемый через гидростанцию, автоматически изменяется вместе с изменением нагрузки. Само собой разумеется, что все щиты или шандоры перед спиральной камерой и при выходе всасывающей трубы должны быть подняты, и отверстия полностью открыты. Опускание щитов или шандор и закрытие отверстий могут быть произведены лишь в неподвижную воду, т. е. после полного закрытия направляющего аппарата турбины.

27. Неуставившийся режим в речной гидроустановке

В данном типе гидроустановок благодаря отсутствию водоводов, подводящих и отводящих воду к турбинам, явления неуставившегося режима проявляются в работе самих турбин и в меньшей мере — в верхнем и нижнем бьефах.

Рассмотрим вначале последнее обстоятельство. Перед сбросом нагрузки гидроустановка работала полной мощностью¹ и, следовательно, из верхнего бьефа в нижний (через турбины) поступал расход $Q_{\max}$.

После сброса нагрузки и закрытия турбин поступление расхода воды $Q_{\max}$ из верхнего бьефа в нижний прекращается впрямь до перелива воды через плотину или открытия щитовых отверстий на плотине. Следствием этого является некоторое наполнение верхнего бьефа за счет расхода, поступающего по реке, и «опорожнение» нижнего бьефа за счет оттока воды вниз по течению реки.

Таким образом горизонты (и другие элементы) в верхнем и нижнем бьефах меняются, и мы имеем здесь дело с явлениями неуставившегося режима.

Повышение горизонта воды в верхнем бьефе обуславливается в данном случае «положительной волной», или волной наполнения. Явления в нижнем бьефе соответствуют появлению в нем отрицательной волны.

При включении мощности на гидроустановке с резким увеличением расхода по сравнению с расходом в реке мы имеем картину, обратную разобранный: расход воды, поступающий в нижний бьеф, сразу увеличивается. Это сопровождается появлением в верхнем бьефе отрицательной волны излива (понижение горизонта), а в нижнем — положительной (повышение горизонта).

Высота волны при прочих равных условиях тем меньше, чем больше ширина и глубина реки или водного бьефа.

В силу сказанного данные особенности более резко проявляются в искусственных каналах — деривациях гидроустановок при сбросе и включении мощности².

Явления неуставившегося режима в верхнем и нижнем бьефах речных гидроустановок могут оказать неблагоприятное влияние на судоходство.

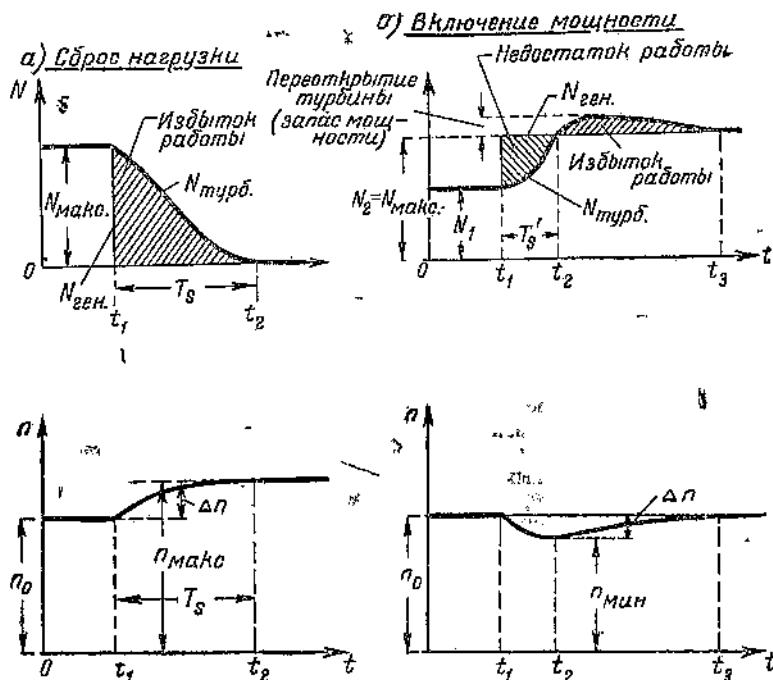
Разберем теперь явления неуставившегося режима в работе турбин. Начнем с явления сброса нагрузки. Представим себе (фиг. 90, а), что турбина

¹ См. энергетические предпосылки к расчету неуставившегося режима — § 24.

² См. § 36, где этот вопрос разобран несколько более подробно.

работает с полной мощностью $N_{\text{макс}}$. До сброса нагрузки мощность, получаемая турбиной от воды, и мощность генератора, отдаваемая в сеть, совпадают¹.

Пусть в момент t_1 произошел сброс нагрузки. Вследствие этого мощность генератора сразу падает до нуля, и турбина начинает увеличивать число оборотов. Регулятор вступает в действие и закрывает турбину полностью в течение T_s секунд. Таким образом турбина перестает получать от воды мощность лишь через T_s секунд после снятия нагрузки с генератора, и заштрихованная на чертеже площадь является избытком работы, которая получена турбиной от воды, но не отдана в сеть.



Фиг. 90. Работа турбины в неустановившемся режиме при сбросе и набросе нагрузки: изменение мощности N и числа оборотов n во времени (напорный трубопровод отсутствует).

Эта работа может быть израсходована лишь на увеличение числа оборотов турбины; поэтому, начиная с момента t_1 и до момента t_2 , турбина будет непрерывно увеличивать свое число оборотов, которое в момент t_2 достигнет своего максимума $n_{\text{макс}}$.

Так как все механическое оборудование турбины рассчитано на вполне определенное, нормальное, число оборотов n_0 , значительное превышение последнего является недопустимым. На практике в случае полного сброса обычно не допускается повышение числа оборотов больше чем на 30—40%.

Для уменьшения этого повышения числа оборотов необходимо либо уменьшить время закрытия T_s (что уменьшает полученный турбиной избыток работы), либо увеличить вращающиеся на оси турбины массы. В последнем случае, очевидно, даже при сохранении того же избытка работы, что и раньше, повышение числа оборотов будет меньшим.

¹ В данном рассмотрении оставляем без внимания величину к. п. д. турбины и генератора.

² В дальнейшем число оборотов турбины будет уменьшаться либо при помощи искусственного электрического торможения, либо ввиду рассеивания энергии вращающихся масс на трение.

В речных гидроустановках при обычном времени закрытия турбины удается выполнить поставленные условия в отношении увеличения числа оборотов, и какие-либо специальные меры являются излишними.

Случай включения мощности изображен на фиг. 90, б. До момента t_1 турбина работает с неподной мощностью N_1 , соответствующей мощности, отдаваемой генератором в сеть. В момент t_1 происходит наброс нагрузки на генератор, доводящий его мощность до максимальной — $N_2 = N_{\text{макс}}$. Благодаря этому происходит некоторое уменьшение числа оборотов, и регулятор турбины производит открытие ее до полного, что требует известного времени $T_{\text{с'}}$. На всем протяжении этого периода имеется недостаток мощности, суммирующийся в заштрихованную на чертеже площадь недостатка работы. Вследствие этого на всем промежутке времени от t_1 до t_2 число оборотов турбины будет понижаться (турбина тормозится) и минимальное число оборотов $n_{\text{мин}}$ будет соответствовать моменту t_2 .

Начиная с этого момента, наступает равновесие в отношении энергии, получаемой турбиной от воды и отдаваемой генератором в сеть; однако число оборотов в момент t_2 ниже нормального n_0 на величину Δn .

Восстановление нормального числа оборотов происходит за счет несколько большего открытия турбины, т. е. «переоткрытия» регулятором направляющего аппарата. Вследствие пониженного числа оборотов в момент t_2 регулятор не прекращает своего действия и переоткрывает турбину, в результате чего, начиная с момента t_2 , в турбине появится избыток мощности, который пойдет на восстановление числа оборотов до нормального. Лишь начиная с момента t_3 , к которому площади эпюр избытка и недостатка работы сравняются, установится новый режим равновесия — работа с мощностью $N_{\text{макс}}$ и с нормальным числом оборотов n_0 .

Для осуществления разобранного необходимо, чтобы турбина имела некоторый запас мощности сверх номинальной эксплуатационной мощности. Обычно запас мощности составляет от 2 до 5%.

Если понижение числа оборотов, полученное в результате наброса мощности, превзойдет допустимый предел, генератор может выпасть из синхронизма и отключиться от системы, т. е. в системе вместо увеличения генерирующей мощности произойдет ее уменьшение.

Для удержания временного понижения числа оборотов в допустимых пределах в речных гидроустановках нужно выбрать достаточно малое время открытия турбины.

В гидроустановках, снабженных подводящими водоводами или деривациями, явления неустановившегося режима проходят значительно сложнее.

В. Приплотинные гидроустановки

28. Состав сооружений, их назначение и общая компоновка

Данный тип гидроустановки по составу сооружений является более сложным, чем разобранный в § 25. Основой описываемого типа гидроустановки, как и в предыдущем случае, является концентрация напора при помощи плотины. Однако вследствие более значительного подпора, являющегося характерным для гидроустановок данного типа, машинное здание уже не может выполнять функции плотины, так как его масса и высота, обусловленные необходимостью размещения оборудования, являются недостаточными.

Таким образом вся напорная линия в гидроустановках описываемого типа должна осуществляться плотной; машинное же здание может располагаться или непосредственно за плотной, примыкая к ее низовой грани, или в нижнем бьефе у берега.

В связи с этим данному типу гидроустановок может быть дано название «приплотинная гидроустановка».

Вследствие размещения за плотной машинное здание оторвано от верхнего бьефа, в связи с чем требуется устройство специального сооружения для подвода воды к турбинам. Таким сооружением и является напорный трубопровод, заканчивающийся у спиральной камеры турбины.

Начальная же часть напорного трубопровода представляет собой особое сооружение — водоприемник, расположенный в верхнем бьефе.

Задачами водоприемника являются: освобождение воды от плавающих тел,

и льда и закрытие напорного трубопровода в случае его ремонта и опорожнения. Все посторонние предметы, прошедшие с водой через водоприемник, пройдут в напорный трубопровод и далее в турбину, так как на этом пути никаких устройств, препятствующих их прохождению, не имеется.

Ввиду этого вся очистка воды от сора, льда и плавающих предметов должна быть сосредоточена в водоприемнике.

Конструктивное оформление напорного трубопровода и водоприемника в зависимости от местных условий, а также и высоты подпора, может быть весьма разнообразным. Некоторые конструкции этих сооружений будут освещены ниже.

Функции плотины и машинного здания остаются прежними, как описано в § 25.

Необходимо лишь отметить, что в некоторых случаях в связи с значительным подпором и, следовательно, большой высотой плотины, сброс излишней воды осуществляют не через плотину, а через специально устраиваемые водосбросы.

Машинное здание, к которому вода подается напорными трубопроводами, может располагаться как непосредственно у уреза воды нижнего бьефа, так и отступя от него. В первом случае всасывающие трубы, как и в речном типе гидроустановки, непосредственно выходят в нижний бьеф, во втором же — от машинного здания к нижнему бьефу прокладывается специальный канал, называемый отводящим каналом.

Если на используемой реке имелось или будет иметься судоходство, необходимо устройство также и специальных судоходных устройств.

В отдельных случаях в качестве дополнительных сооружений гидроустановки могут иметься ледозащитные стенки и аванкамеры, а также рыболовы. Однако необходимо отметить, что ледозащитные стенки устраивают в описываемом типе гидроустановок сравнительно редко, так как при значительной высоте подпора отверстия водоприемника закладываются глубоко под уровень воды, и возможность попадания поверхностного льда в напорные трубопроводы в значительной степени отпадает.

**

В качестве примера разберем гидроустановку, сооруженную на скальном основании, с машинным зданием, расположенным непосредственно за плотинной — фиг. 91 и 92. Как видно из фиг. 91, напорная линия в плане образована: левобережной земляной дамбой, бетонной глухой плотинной, водосливной частью плотины и глухой правобережной плотинной.

Как видно из фиг. 94, машинное здание стоит за плотинной и не воспринимает на себя давления воды. Нижний же бьеф непосредственно примыкает к машинному зданию, причем для возможности вывода всасывающих труб в нижнем бьефе сделана соответствующая расчистка дна.

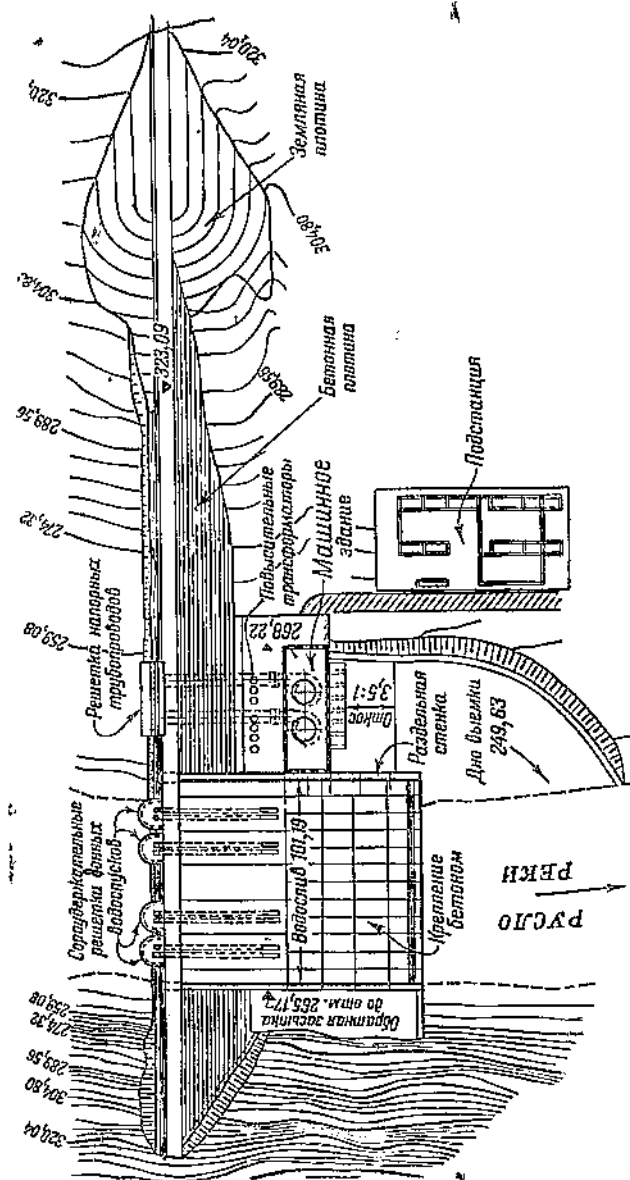
Судоходные сооружения отсутствуют, так как до постройки плотины судоходства не имелось и его развития после создания плотины не предусмотрено.

Геологические условия являются благоприятными: под руслом реки залегает известняк и доломитизированный известняк, сравнительно мало трещиноватый, но с отдельными кавернами.

Наличие скального основания позволило соорудить плотину значительной высоты (максимальная высота ~ 77 м) и осуществить подпор над бытовым горизонтом воды ~ в 61 м.

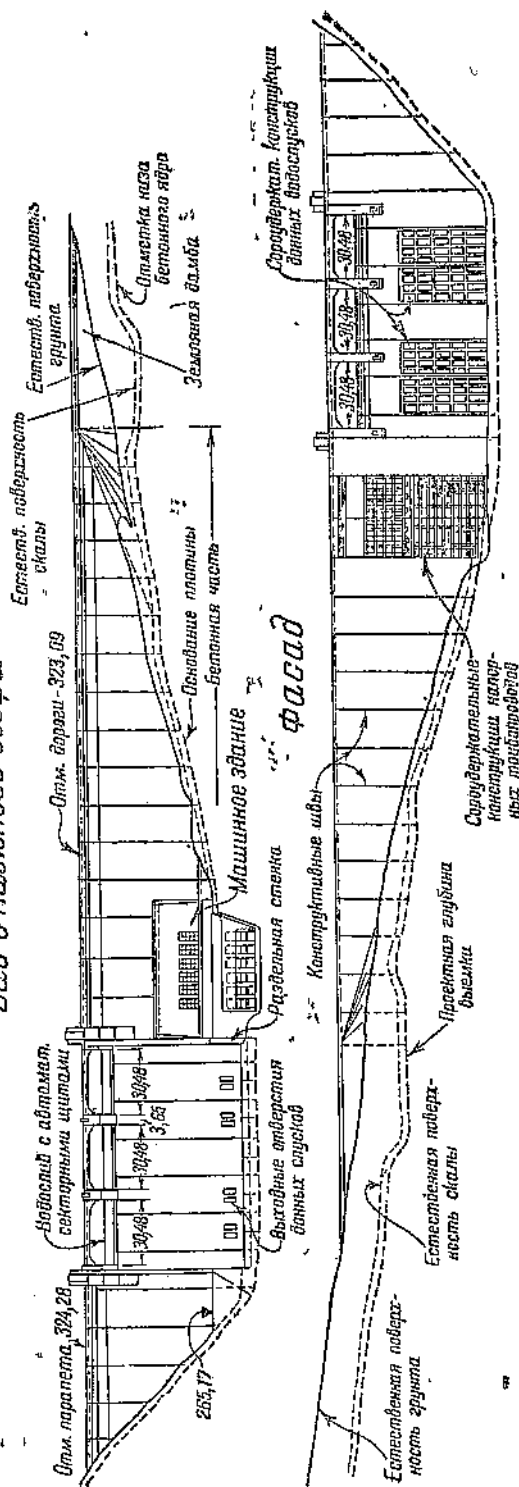
Уровень в верхнем бьефе является переменным, так как осуществляется регулирование. Горизонт воды в нижнем бьефе колеблется в зависимости от расхода воды. В соответствии с этим напор H_g на гидроустановке колеблется от 36,6 до 63 м; средняя величина напора составляет ~ 55 м.

Нормальная подпорная отметка — 315,5 м. Гребень плотины, однако, поднят значительно выше и имеет отметку 323,09. Этот запас обусловлен пропуском катастрофического паводка, при котором вследствие весьма значительного переливающегося слоя на водосливе уровень воды в верхнем бьефе поднимается до отметки 321,0. Величина катастрофического паводка исчислена в 5 800 м³/сек. При пропуске расчетного паводка в 4 300 м³/сек отметка верхнего бьефа равна 319,2. Интересно отметить, что по фактическим наблюдениям экстремальные значения расхода составляли максимум 3 120 и минимум 9,5 м³/сек.



Фиг. 91. Приплотинная гидроустановка с расположением машинного здания непосредственно за плотиной. Общий план расположения сооружений.

Вид с нижнего бьефа



Фиг. 92. Фасад и вид с нижнего бьефа гидроустановки, изображенной на фиг. 91

Бетонная плотина имеет полную длину в 480 м и разделяется на две части: глухую и водосливную.

Глухая плотина (фиг. 93, а) представляет собой типичную плотину гравитационного типа с треугольным профилем. Наверху по гребню плотины проложена проезжая дорога.

Водосливная часть плотины (фиг. 93, б) имеет три пролета по 30,48 м с отметкой порога 311,2. Эти отверстия перекрываются секторными затворами типа «друм-гейт» высотой 4,3 м. Затвор представляет собой призматическое полое тело с поперечным сечением, показанным на чертеже. Затвор прикреплен к порогу шарнирно с верхней стороны и при опускании уходит в специальную нишу (камеру).

Подъем и опускание этих затворов помимо механического привода производится гидравлически — путем соединения камеры затвора с верхним или нижним бьефом. В большинстве случаев управление затвором автоматизируется, так что затвор сам поддерживает постоянный уровень в верхнем бьефе, опускаясь в нишу настолько, чтобы и при переливе уровень воды в верхнем бьефе оставался на заданной отметке. Приборы управления размещены в бычках и устоях.

Для возможности опорожнения водохранилища при низком горизонте воды (хотя бы частичного) в водосливной части плотины заложены восемь донных спусков (фиг. 91 и 93, б) на отметке 264,0. Входное сечение донного спуска $3,05 \times 2,57$ м. Донный спуск для надежности оборудован двумя последовательно помещенными плоскими задвижками, которые перемещаются посредством штока и поршня масляного сервомотора (аналогично имеющимся у турбин).

Такое жесткое соединение задвижки с подъемным механизмом необходимо для возможности закрытия (опускания) затвора в текущую воду, так как оно вызывает значительные нарушения режима потока и сопровождается сильными вибрациями. Водосливные трубопроводы на протяжении 14,6 м за затворами имеют чугунную облицовку. Для уменьшения вакуума, образующегося за затворами при закрытии их в текущую воду, в каждый сбросный трубопровод предусмотрена подача воздуха трубой $d = 0,3$ м.

Для предохранения донных спусков от засорения или поломки перед входом устроены сороудерживающие решетки так называемого корзиночного типа. В верхний бьеф выдается железобетонная стержневая конструкция; панели, образованные железобетонными элементами, перекрыты металлической решеткой.

Дно реки за водосливной частью плотины имеет специальное покрытие — защиту от размыва.

Для ликвидации фильтрации в скальном основании с верхней стороны плотины осуществлена цементация скалы под давлением.

С целью уменьшения противодействия на подошву плотины в скале основания пробурены дренажные скважины, по которым фильтрационной воде предоставлен выход в дренажную галерею и далее по трубе в нижний бьеф.

На левом берегу реки вместо бетонной глухой плотины с целью экономии бетона осуществлена земляная плотина. Водонепроницаемость ее достигается устройством центрального бетонного ядра, доходящего до скалы основания. Ядро непосредственно соединено с бетонной гравитационной плотиной, таким образом имеется одна сплошная завеса, непроницаемая для воды, идущая от одного берега к другому.

Машинное здание (фиг. 94) размещено непосредственно за плотиной; вода подается к турбинам напорными трубопроводами, заложенными в теле плотины.

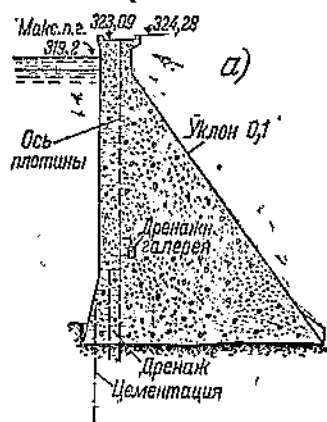
Та часть плотины, в которой заложены напорные трубопроводы, иногда называется «щитовой стенкой». Этот термин употребляется чаще всего в тех случаях, когда высота плотины незначительна и водоприемные устройства — щиты — занимают значительное место.

Отметка заложения оголовков трубопровода — водоприемных отверстий — установлена таким образом, чтобы и при минимальном горизонте воды в верхнем бьефе над входом в трубы имелся соответствующий запас, т. е. чтобы всегда был обеспечен водоприем под уровнем воды.

Напорный трубопровод имеет длину 54 м (до спиральной камеры турбины) и внутренний диаметр — 6,09 м. Он изготовлен из металла и имеет толщину

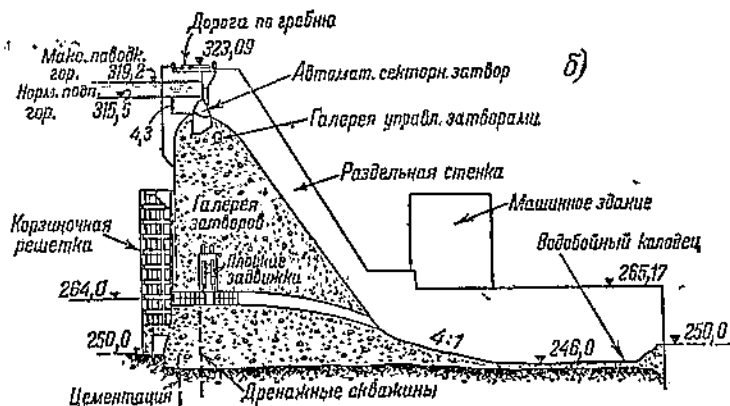
стенки от 29 до 35 мм (в конце). Трубопровод рассчитан на внутреннее давление воды без учета свесей заделки в бетон. Эта предпосылка увеличивает прочность как трубопровода, так и плотины.

На пути от верхнего бьефа до рабочего колеса турбины имеется три устройства, служащие для прекращения доступа воды: а) направляющий аппарат турбины; б) дроссельный затвор, размещенный в конце трубо-



Фиг. 93. Поперечные разрезы по плотине гидроустановки, изображенной на фиг. 91.

а — глухая гравитационная часть; — водосливная часть с донными спусками; в — земляная дамба.

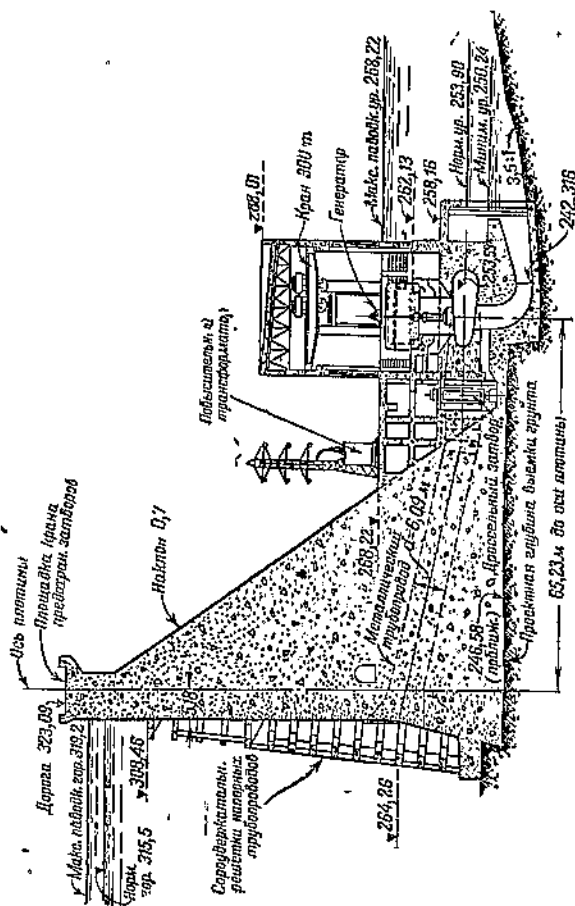


провода, перед спиральной камерой турбины и в) плоский предохранительный щит, закрывающий оголовок трубопровода (на фиг. 94 не показан).

Регулирование расхода воды, поступающего в турбину, а следовательно, и мощности совершается автоматически направляющим аппаратом, поэтому и плоский щит и дроссельный затвор при работе турбины хотя бы на частичный расход должны быть полностью открыты.

Закрывание этих затворов должно осуществляться лишь с целью осмотра или ремонта оборудования.

Закрывание дросселия осуществляется или при длительной остановке турбины для предотвращения утечки воды через неплотности направляющего аппарата турбины или при необходимости осмотра турбины. В последнем случае после закрытия затвора должна быть спущена вода из турбины.



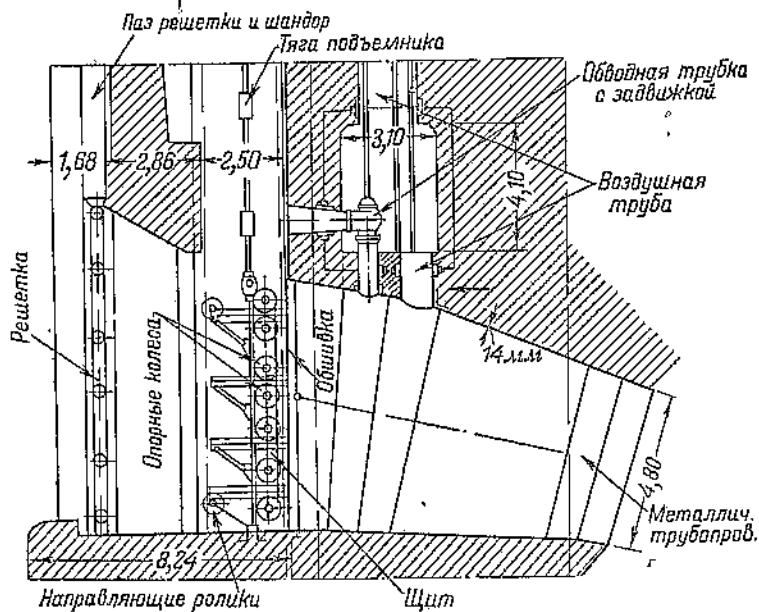
Фиг. 94. Поперечный разрез через плотину, напорный трубопровод и машинное здание гидростановки, изображенной на фиг. 91.

Дроссельный затвор, конструкция которого ясна из фиг. 110, приводится в движение также от масляного сервомотора. Помимо этого он снабжен и ручным механическим приводом.

Опускание щита производится 60-т консольным краном, перемещающимся на специальном служебном мостике, расположенном со стороны верхнего бьефа непосредственно под гребнем плотины (консольный кран на фиг. 94 не показан).

Перед оголовками напорных трубопроводов расположены решетки корзиночного типа с несущей железобетонной конструкцией и металлическими стержнями, составляющими собственно сороудерживающую решетку. Всего имеется два напорных трубопровода, по числу установленных в машинном здании агрегатов.

Турбины имеют вертикальный вал с расположенным на нем генератором и принадлежат по типу к турбинам Френсиса. При напоре в 50,2 м и полном открытии турбина имеет мощность $N = 48\,500$ кет. Наибольший к. п. д.



Фиг. 95. Водоприемник, заложенный в теле бетонной плотины: детали оборудования.

турбины, равный 0,91, достигается при работе с неполным открытием ($N = 44\,100$ кет) под напором в 55 м. Спиральная камера турбины металлическая, склепанная из листов и заделанная в бетон.

Генератор принят зонтичного типа (фиг. 63). Вращающиеся части поддерживаются подшипником, размещенным в опорной крестовине. Последняя опирается на бетонные опоры и размещена ниже генератора.

Остальные части машинного здания по своему назначению и конструкции соответствуют описанному выше.

Вентиляция генератора принята по замкнутому типу. Преимуществом этого типа является то, что циркулирует один и тот же объем очищенного от пыли воздуха, тогда как при разомкнутой системе необходима постоянная очистка непрерывно забираемого воздуха.

Для размещения повысительных трансформаторов использовано место между низовой гранью плотины и машинным зданием.

В некоторых случаях на линии напорного трубопровода можно ограничиться лишь двумя загораживаниями для воды: направляющим аппаратом турбины и затвором в начале трубопровода — в водоприемнике. При этом, однако, затвор играет более важную роль, в связи с чем необходимо обеспечить его возможностью осмотра и ремонта. С этой целью водоприемник снабжается шандорами.

Пример водоприемника в теле плотины указанной конструкции приведен на фиг. 95. Затвор здесь принят плоский, опирающийся в пазах на ролики. Для

лучшего уплотнения обшивка сделана не с верхней стороны щита, а с нижней. Щит снабжен подъемной тягой и поднимается вверх в специальную полость. Ввиду того что подъемная тяга не является жесткой, щит поднимается и опускается при выравненном давлении с обеих сторон.

При необходимости опорожнения трубопровода закрывается направляющий аппарат турбины и в остающуюся воду опускается щит. Затем напорный трубопровод опорожняется (через нижний конец), при этом в трубопровод через воздушную трубку поступает воздух и щит давлением воды плотно прижимается к пазам.

Для наполнения трубопровода поступают следующим образом: при закрытом направляющем аппарате турбины открывают задвижку на обводной трубке (фиг. 95) и начинают наполнение трубопровода небольшим расходом.

Уровень воды в трубопроводе постепенно поднимается, и воздух удаляется через воздушную трубу. Когда уровень воды в последней сравняется с верхним бьефом, давление воды на щит с двух сторон уравнивается и он может быть поднят, а обводная трубка закрыта.

Как видно из фиг. 95, перед щитом размещена обычного вида решетка. Для осмотра щита в опущенном положении решетка вынимается из пазов подъемным краном и в них вставляются шандоры.

**
*

При наличии особо больших напоров пропуск напорных трубопроводов сквозь плотину (по условиям ее прочности) нежелателен. Помимо этого ряд местных условий также может вызвать некоторые изменения и усложнения по сравнению с типичной компоновкой гидроустановки. Эти изменения в основном заключаются в том, что проведение напорных трубопроводов осуществляется не через тело плотины, а в береговом склоне. В связи с этим машинное здание может быть отодвинуто от плотины и размещено на некотором расстоянии от нее.

С целью иллюстрации такой более сложной схемы компоновки приплотинной гидроустановки рассмотрим сооружения гидроустановки, использующей весьма значительный напор, с размещением напорных трубопроводов в береговых склонах (фиг. 96 и 97), представляющей значительный интерес также и по масштабу своих сооружений.

В месте расположения гидроустановки река прорезает горный массив и образует в нем узкий и глубокий каньон (фиг. 97). Наличие указанных топографических условий, а также исключительно хорошее качество скальных пород позволили осуществить при помощи плотины рекордно большой напор. При сбросе в нижний бьеф паводков (при высоком уровне воды в нижнем бьефе) подпор составляет 169,3 м, при нормальных же расходах он увеличивается до 181,2 м. Указанные напоры отнесены к наполненному водохранилищу, т. е. к расположению уровня верхнего бьефа на отметке подпора. Колебания уровня воды в нижнем бьефе превосходят 11 м.

Как видно из фиг. 96, напорная линия образована исключительно одной плотиной, причем последняя расположена в плане по дуге круга. Таким образом данная плотина должна быть отнесена к типу водохранилищных плотин: она вместе с тем является бетонной тухлой арочно-гравитационной плотиной¹.

Машинное здание ввиду своего значительного размера и узости каньона не могло быть расположено непосредственно вдоль плотины: оно разделено на две части, размещенные у подножья береговых склонов за плотиной.

В связи с этим напорные трубопроводы, подводящие воду к турбинам, проложены в скальном массиве.

Так как ни по условиям компоновки, ни по условиям высоты подпора не представлялось возможным сбрасывать паводки через плотину, стало необходимым устройство специальных водосбросных сооружений.

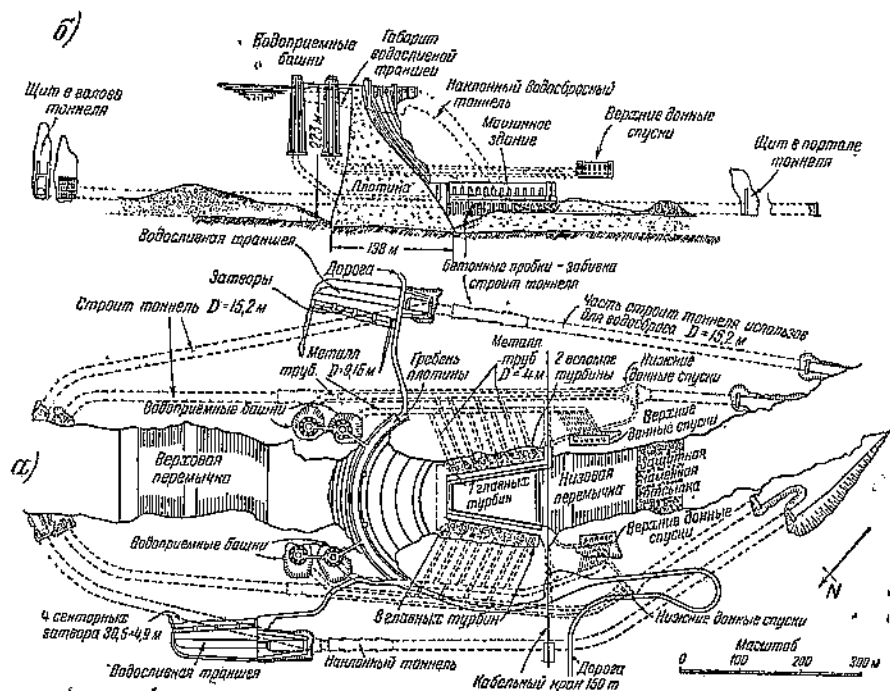
Для возможности возведения плотины и остальных сооружений в первую очередь были пробиты четыре строительных тоннеля диаметром в 15,2 м

¹ Необходимо указать, что профиль плотины установлен в запас прочности, исходя из расчета работы ее лишь в качестве подпорной стенки, как гравитационной плотины, т. е. без учета упора в берега ущелья.

(фиг. 96, а). В дальнейшем были насыпаны верхняя и низовая перемычки, и вода, проходящая в реке, была направлена через указанные тоннели. После придания перемычкам водонепроницаемости и откачки воды между ними была получена возможность возведения насухо всех сооружений узла.

Указанные четыре строительных тоннеля в дальнейшем были приспособлены для работы в качестве постоянных сооружений.

Два внешних тоннеля использованы для отвода воды от двух водосборов, расположенных на обоих берегах.



Фиг. 96. Высоконапорная приплотинная гидроустановка с напорными трубопроводами, заложенными в береговых склонах.

а — план сооружений; б — продольный разрез по реке.

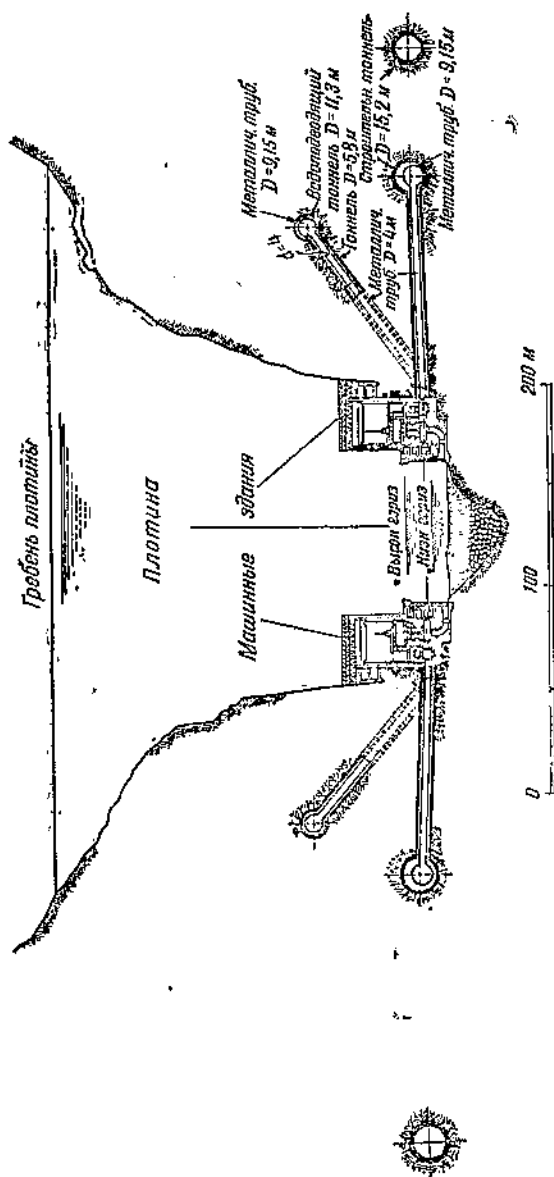
Каждый водосбор состоит из водосливной траншеи, имеющей на гребне автоматические секторные затворы, наклонного тоннеля и горизонтального тоннеля, выводящего воду в нижний бьеф. Секторные затворы опускаясь в специальные ниши, открывают водосливные отверстия, и вода сбрасывается в траншею. Расчетный расход водосборов принят равным $11\,300 \text{ м}^3/\text{сек}$.

Ввиду значительных расходов, поглощаемых турбинами (суммарный расход достигает $950 \text{ м}^3/\text{сек}$), и невозможности расположения водоприемных отверстий в одной плоскости (как на фиг. 94 и 91) в данном случае применен особый башенный тип водоприемника.

Каждая башня представляет собой вертикальный цилиндр, снабженный по высоте двумя рядами отверстий, расположенных по всему периметру.

Перед отверстиями установлены решетки, имеются также и шандорные пазы. Через указанные отверстия вода входит во внутреннюю полость башни и отводится далее напорными металлическими трубопроводами $D=9,15 \text{ м}$.

¹ Необходимо отметить значительный запас в пропускной способности водосборов. Наибольшие расходы, наблюдаемые за 30 лет, были $5\,000$ и $6\,800 \text{ м}^3/\text{сек}$.



Фиг. 97. Поперечный разрез гидроустановки фиг. 96 в месте расположения машинных зданий.

Закрытие водоприемных отверстий производится специальным цилиндрическим затвором, передвигающимся вдоль вертикальной оси башни. При опускании затвора все отверстия перекрываются и доступ воды внутрь башни прекращается.

Два трубопровода проложены во внутренних строительных тоннелях. Два остальных — в специально пробитых тоннелях $D=11,3$ м (фиг. 96, а и 97).

Машинное здание разделено на две части: на одном берегу предусмотрены семь главных турбин и две вспомогательных, на другом (правом) — восемь главных турбин.

К каждой турбине подведен свой металлический трубопровод, отходящий под углом от главных трубопроводов.

Для возможности выпуска в нижний бьеф при неполном водохранилище (когда уровень воды стоит ниже гребня водослива) расхода, превышающего пропускную способность турбин, необходимо устройство специальных сооружений — донных спусков¹.

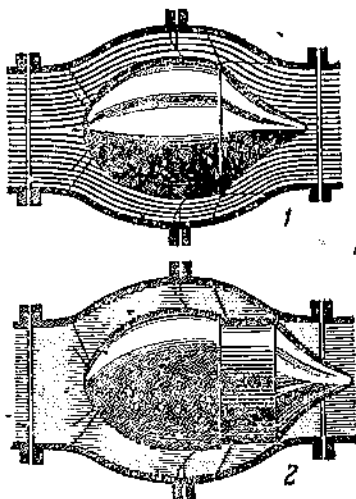
На каждом берегу размещены две серии донных спусков: верхние — на продолжении тоннеля напорного трубопровода и нижние — на продолжении строительного тоннеля.

Металлические напорные трубопроводы, не закапываются на отводах в турбины, а, как видно из фиг. 96, а, протягиваются дальше до помещения затворов, представляя собой на данном протяжении холостые сбросы. В каждом помещении донного спуска имеется шесть затворов, в связи с чем каждый главный металлический трубопровод разделяется перед помещением затворов на шесть ниток.

Диаметр затворов «нижних» донных спусков — 1,83 м и «верхних» — 2,14 м. Статические напоры над «верхними» затворами составляют (при наполненном водохранилище) около 125 м, над «нижними» — около 175 м.

Рабочими затворами, т. е. затворами, регулирующими пропускаемый расход, являются в данном случае так называемые игльчатые уравновешенные затворы (фиг. 98).

Передвижение внутреннего регулирующего игльчатого затвора (тип Джонсона). 1 — затвор открыт; 2 — затвор закрыт.



Фиг. 98. Схема уравновешенного игльчатого затвора (тип Джонсона).

Применение затворов указанного типа обусловлено в данном случае сочетанием значительного напора с большим диаметром.

В качестве предохранительного затвора (на случай порчи основного) на каждой ветви донных спусков поставлена плоская задвижка.

Общая пропускная способность всех донных спусков составляет $Q=2800$ м³/сек (при наполненном водохранилище).

Главные турбины гидроустановки — тихоходные турбины Френсиса, имеющие при напоре $H_n=152$ м мощность $N=84500$ кет и число оборотов $n=150$.

Малые турбины имеют мощность $N=40500$ кет. Общая мощность станции при установке всех предусмотренных проектом турбин (17 шт.) достигнет 1317000 кет.

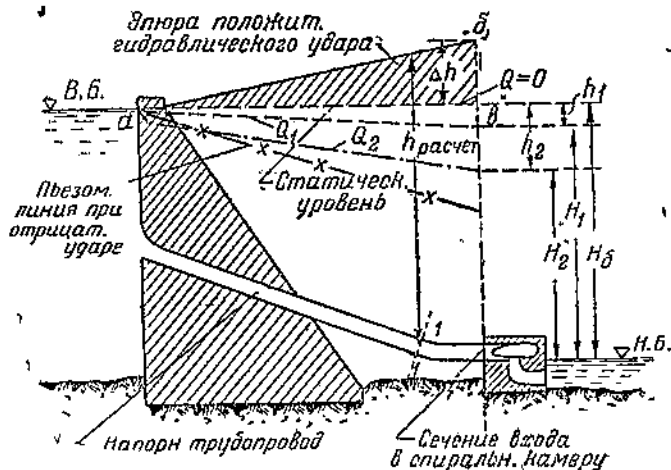
¹ Указанное обстоятельство должно иметь место каждый раз, когда расход, проходящий через турбины, определяемый требованиями энергетики, меньше, чем расход, требующийся в нижнем бьефе для нужд ирригации и водоснабжения. Наиболее интенсивно донные спуски работали в первые годы эксплуатации гидроустановки, когда начали работать лишь первые турбины.

Главные турбины являются наибольшими в мире по мощности. Однако диаметр рабочего колеса турбины, равный 5,70 м, значительно меньше диаметра турбины фиг. 62; исключительная мощность турбины данной гидроустановки связана главным образом с большим действующим напором.

Электротехнические устройства размещены в специальном здании, расположенном у подошвы плотины и соединяющем машинные здания, расположенные на обоих берегах.

29. Гидравлические условия работы приплотинной гидроустановки

Гидравлическая работа гидроустановки рассматриваемого типа в установившемся режиме в своих основных чертах не отличается от описанного в § 26. Здесь, так же как и в речных гидроустановках, имеется автоматическое приспособление (регулирование) расхода, пропускаемого через напорные трубо-



Фиг. 99. Гидравлическая схема работы приплотинной гидроустановки.

проводы и турбины, к нагрузке. То или иное положение лопаток направляющего аппарата турбины является единственным фактором, определяющим величину расхода, проходящего по системе: водоприемник — напорный трубопровод — спиральная камера — турбина — всасывающая труба.

Таким образом щиты в начале напорного трубопровода (аналогичные щитам перед спиральной камерой в речных гидроустановках) не служат для регулирования расхода воды, а являются лишь ремонтными предохранительными затворами. При турбине, работающей даже на холостом ходу, входное сечение напорного трубопровода должно быть полностью открыто. Закрытие щита может последовать только после выключения турбины из работы и закрытия ее направляющего аппарата и производится лишь в случае необходимости осмотра турбины или напорного трубопровода.

Что же касается используемого напора нетто, то в этом отношении между речными и приплотинными гидроустановками имеется существенная разница, обусловленная наличием у последних напорного трубопровода.

Напор брутто гидроустановки равен попрежнему разности отметок воды в верхнем и нижнем бьефах. При закрытых турбинах, т.е. при расходе $Q=0$ (но при открытых щитах), пьезометрическая линия располагается горизонтально (фиг. 99). При некотором частичном открытии турбины по трубопроводу и через турбину проходит расход Q_1 и пьезометрическая линия понижается за счет потерь напора на трение в напорном трубопроводе. Вследствие этого напор на турбине H нетто уменьшается в данном случае до величины $H_1 = H_0 - h_1$ (фиг. 99).

Чем больше будет увеличиваться открытие турбины, тем больший расход будет проходить через нее и напорный трубопровод и тем больше будет по-

терянный на трение напор h . Следовательно, используемый напор нетто уменьшится.

Расчет потери на трение ведется по обычным формулам гидравлики.

Суммарные потери напора складываются: 1) из так называемых местных потерь напора и 2) из потерь напора по длине.

При длинных трубопроводах решающей является вторая часть потерь. Она определяется при помощи формулы Шези:

$$v = C \sqrt{R i}, \quad (61)$$

где v — скорость в м/сек; C — коэффициент Шези, определяемый в свою очередь по специальным формулам; $R = \frac{D}{4}$ — гидравлический радиус в м и i — уклон пьезометрической линии.

Одна из наиболее простых и распространенных формул для определения коэффициента Шези C носит название формулы Манинга и имеет вид

$$C = \frac{1}{n} R^{1/6}. \quad (62)$$

Здесь n — коэффициент шероховатости, зависящий от рода и состояния поверхности трубопровода, находимый по специальным таблицам, и R — гидравлический радиус в м.

Из формулы (62) видно, что величина C тем больше, чем больше размер водовода и чем меньше его шероховатость.

Так как $i = \frac{h}{L}$, где L — длина трубопровода, то, соединяя формулы (61) и (62), можем определить потерю напора на трение по длине L следующим выражением:

$$h = \frac{v^3 n^2 L}{R^{1/3}} = \frac{Q^2 n^2 L}{\omega^2 R^{4/3}}, \quad (63)$$

где ω — поперечное сечение трубопровода.

Из формулы (63) видно, что потери напора возрастают пропорционально квадрату расхода.

Если путем открытия направляющего аппарата увеличить, например, расход с Q_1 до Q_2 , причем $Q_2 = 2Q_1$, то потери увеличатся не в два, а в четыре раза, т. е. $h_2 = 4h_1$.

Таким образом в приплотинной гидроустановке напор нетто меняется даже при постоянных горизонтах верхнего и нижнего бьефов и становится тем меньше, чем больше расход, пропускаемый через турбину.

При постоянном напоре брутто H_6 зависимость используемого на турбине напора и потерь напора на трение от расхода воды, проходящего через турбину, изображена на фиг. 100. Однако в действительных условиях, как разобрано было в § 25, отметка горизонта воды в нижнем бьефе меняется в зависимости от общего расхода воды, т. е. от расхода воды, проходящего не только через турбину, но и сбрасываемого через водосбросы и плотину.

Таким образом и в данном типе гидроустановок напоры брутто H_6 будут меняться в зависимости от Q реки, и для приплотинной гидроустановки действительная зависимость напора нетто от расхода будет определяться как изменением величины H_6 , так и потерями на трение в напорном трубопроводе.

Необходимо, однако, отметить, что влияние изменения напора H_6 на изменение H_n будет тем меньше, чем больше используемый напор гидроустановки.

Из формулы (63) видно, что при заданном материале трубопровода (что входит в формулу посредством величины n) потери напора для данного расхода Q будут тем меньше, чем больше диаметр трубопровода или его сечение ω .

Ввиду этого с точки зрения уменьшения потерь напора на трение и увеличения полноты использования сконцентрированного напора желательно иметь трубопроводы большого диаметра. Это, однако, увеличивает стоимость трубопровода и вызывает, следовательно, удорожание гидроустановки.

В действительных условиях диаметр трубопровода определяется на основании специальных технико-экономических подсчетов, принципы которых изложены в § 35.

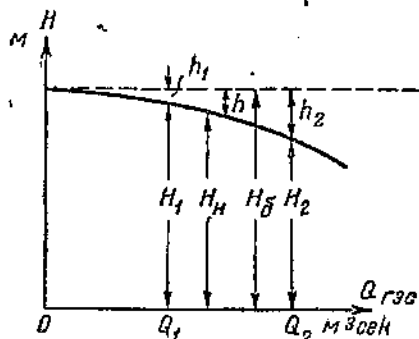
Обычно, согласно этим расчетам получаются такие размеры напорных трубопроводов, что скорости в них при максимальном расходе составляют в среднем от 4 до 5 м/сек.

30. Основные понятия о гидравлическом ударе

В составе сооружений приплотинной гидроустановки имеется напорный трубопровод, в котором при резких изменениях нагрузки турбины, т. е. при неустановившемся режиме, проявляется так называемый гидравлический удар.

Для уяснения физического значения гидравлического удара, которое необходимо при дальнейшем рассмотрении неустановившегося режима, обратимся к схеме фиг. 101.

Предположим, что имеется бак *A*, в котором вода поддерживается на постоянном уровне. Из бака по трубе через конечное сечение *B* и насадок вытекает расход *Q*, причем скорость в трубопроводе равна *v*. Пренебрегая потерями напора на трение¹, получим, что установившемся режиме, для-



Фиг. 100. Зависимость напора нетто и потерь напора на трение от расхода, проходящего через гидроустановку приплотинного типа.

му установившемуся режиму, для нас важно до момента t_0 , соответствует горизонтальное положение пьезометрической линии, определяющее внутренний избыточный напор в трубопроводе *h*.

Представим себе теоретически, что в сечении *B* в момент t_0 произведено полное, мгновенное закрытие² и что в результате этого колонна воды, заполняющая трубопровод, остановилась.

До момента остановки вся масса воды в трубопроводе двигалась, следовательно, обладала определенным количеством кинетической энергии. После остановки кинетическая энергия становится равной нулю, и поэтому в остановленном состоянии в рассматриваемой колонне воды должно произойти со-

ответствующее увеличение потенциальной энергии. Последнее связано с увеличением внутреннего напора (давления) в трубе.

Таким образом при внезапной остановке воды получается дополнительное внутреннее давление в трубопроводе, называемое гидравлическим ударом.

Как показывает теоретическое рассмотрение и опыт, колонна воды останавливается мгновенно не целиком.

В первоначальный момент теряет свою скорость лишь ближайший к сечению *B* слой жидкости. Вследствие потери скорости внутреннее давление увеличивается и вода, будучи упругим телом, сжимается³, а стенки трубопровода растягиваются. Таким образом, в той части трубопровода, где вода потеряла свою скорость, на трубопроводе образуется некоторое «вздутие», что в утрированном виде показано на фиг. 101.

¹ Эта предпосылка сохраняется и при более сложных рассмотренных гидравлического удара на которых базируются все расчетные формулы, применяемые на практике.

² Практически осуществить мгновенное закрытие, конечно, не представляется возможным; данная предпосылка значительно упрощает всю схему явления, почему она и принята для дальнейшего рассмотрения.

³ Модуль упругости (объемный) воды приблизительно равен $2 \cdot 10^4$ кг/см². Вода в элементарной гидравлике считается несжимаемой, так как в ней решаются лишь такие задачи, где деформации воды крайне незначительны (ввиду отсутствия резких изменений напоров).

В дальнейшем на остановившийся слой воды накатывается следующий, который тоже терит свою скорость, и давление увеличивается и в нем.

Таким образом граница между неподвижной и движущейся водой передвигается вверх по трубопроводу, увеличивая с течением времени протяженность трубопровода с проявившимся гидравлическим ударом.

Указанное "перемещение" является, таким образом, распространением гидравлического удара по длине напорного трубопровода. Скорость перемещения, называемая скоростью распространения волны гидравлического удара и обозначаемая буквой a , зависит от упругих свойств жидкости и трубопровода. При абсолютно жестком трубопроводе скорость a определяется упругостью воды и равна 1425 м/сек. Для металлических трубопроводов скорость a колеблется в пределах от 1200 до 800 м/сек; в среднем, скорость a можно принять равной 1000 м/сек. Для деревянных или иных весьма податливых (эластичных) трубопроводов скорость a падает до 700—500 и даже 400 м/сек.

Величину дополнительного давления, образующегося в рассматриваемом элементарном случае, можно получить из следующих соображений.

Пусть, в зависимости от упругих свойств трубы и воды к моменту $t_1 = t_0 + dt$ остановилась вода на протяжении трубопровода dl (фиг. 101).

Основной закон механики — импульса силы и количества движения — $Pt = m(v_2 - v_1)$ в применении к данному случаю дает следующее.

Изменение количества движения в отсеке воды длиной dl за время dt будет равно $\frac{\gamma}{g} dl \omega v$; действующая сила определяется следующим образом: $\omega p = \omega \gamma \Delta h_{np}$, где Δh_{np} — величина гидравлического удара, выраженная в м вод. ст.

Приравняв импульс силы изменению количества движения, получим $\frac{\gamma}{g} \cdot dl \omega v = \omega \gamma \Delta h_{np} dt$. Учтя, что $\frac{dl}{dt} = a$ — скорости распространения удара, получим следующую формулу для величины Δh_{np} :

$$\Delta h_{np} = \frac{dl}{dt} \frac{v}{g} = \frac{av}{g} \quad (64)$$

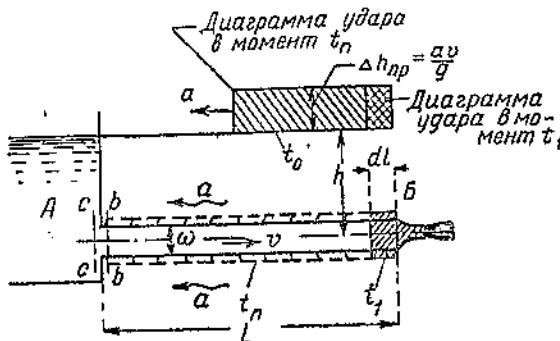
Если принять в среднем $a \approx 1000$ м/сек и $g \approx 10$ м/сек², то из формулы получим, что "погашению" скорости в 1 м/сек будет соответствовать повышение давления от гидравлического удара, равное 100 м вод. ст. или 10 ат.

Необходимо напомнить, что по формуле (64) величина удара прибавляется к тому напору, который был в трубопроводе до момента удара.

Явление гидравлического удара впервые было изучено проф. Н. Е. Жуковским в 1897—1899 гг. В связи с этим формула (64) носит название формулы Жуковского. Величина Δh_{np} , полученная по формуле (64), является предельно-возможным значением удара.

В действительных условиях величина удара Δh получается меньше предельной в силу сочетания двух обстоятельств: конечной длины трубопровода и постепенности закрытия в конце трубопровода.

Закрытие задвижки в конце трубопровода в течение времени T_s секунд ведет к тому, что уменьшение скорости в конечном сечении трубопровода до нуля происходит не мгновенно, а в течение времени T_s . В связи с этим повышение давления в конце трубопровода будет расти с течением времени и

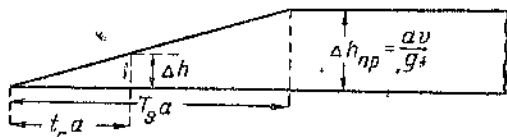


Фиг. 101. Явление гидравлического удара в трубопроводе при мгновенном закрытии (схема),

лишь в момент $t_0 + T_s$ достигнет своей максимальной величины, определяемой формулой (64).

По трубопроводу против течения воды будет надвигаться не волна мгновенного повышения давления, изображаемого прямоугольной диаграммой гидравлического удара (фиг. 101), а волна постепенного повышения давления, имеющая вид, изображенный на фиг. 102 (если предположить линейное убывание скорости в конце трубопровода).

Конечная высота диаграммы будет равна Δh_{np} , но указанная ордината будет отстоять от вершины на величину $T_s \cdot a$, так как до момента $t_0 + T_s$ соответствующего полному уменьшению скорости v до нуля, первоначальная волна гидравлического удара пройдет по трубопроводу длину $T_s \cdot a$ метров.



Фиг. 102. Диаграмма гидравлического удара при постепенном закрытии и при линейном уменьшении во времени скорости в конце трубопровода (схема).

Таким образом видно, что «постепенность закрытия» трубопровода сама по себе не дает уменьшения величины гидравлического удара и последний определяется попрежнему формулой (64).

Займемся теперь явлениями, имеющими место у входа в напорный трубопровод, вернувшись к схеме фиг. 101 и

приним, что закрытие конца трубопровода происходит мгновенно. В момент времени $t_0 + t_m$, т. е. через t_m секунд после начала закрытия, волна гидравлического удара дойдет до начала трубопровода (сечение bb); следовательно, вся вода в трубопроводе, остановится, и в нем на всем протяжении будет наблюдаться повышенное давление $h + \Delta h_{np}$. Если скорость распространения

удара будет a м/сек, то величина $t_m = \frac{L}{a}$, где L — длина трубопровода. Если в момент $t_0 + t_m$ рассмотреть воду (находящуюся в состоянии покоя) между сечениями $c—c$ и $b—b$, то видно, что между этими сечениями имеется перепад давления Δh_{np} , так как уровень воды в баке фиксирует давление перед началом трубопровода на величине h .

Таким образом неустановившийся режим не может закончиться рассмотренными явлениями и после момента $t_0 + t_m$ должны наступить какие-то новые явления.

Последние скажутся в том, что вода будет двигаться от сечения $b—b$ к сечению $c—c$ под разностью давлений Δh_{np} , при этом вода в силу формулы (64) получит прежнюю скорость v .

Таким образом в начальной части трубопровода за счет перемещения воды в бак давление Δh_{np} исчезает и остается лишь прежняя величина давления h . Указанное преобразование потенциальной энергии в кинетическую согласно прежнему рассмотрению будет перемещаться по длине трубопровода в сторону его конца, т. е. в направлении установившегося движения воды по трубопроводу.

Таким образом видно, что волна гидравлического удара, подойдя к баку, как бы отражается обратно в трубопровод с переменой своего знака, но с сохранением величины, и в дальнейшем продвигается по трубопроводу в обратном направлении по сравнению с неотраженной волной.

Картина давлений в трубопроводе после момента $t_0 + t_m$ будет, очевидно, определяться суммой двух волн: прямой и обратной.

К затвору в конце трубопровода отраженная волна придет через промежуток времени $t_r = 2 t_m$ от момента t_0 .

Период времени $t_r = \frac{2L}{a}$ называется временем добегаия, или

продолжительностью фазы гидравлического удара.

Совокупность двух обстоятельств: конечной длины трубопровода с отражением волны в его начале и постепенности закрытия, очевидно, может уменьшить величину гидравлического удара по сравнению с формулой (64).

В самом деле, если $T_s > t_r$, то обратная отрицательная волна подойдет к концу трубопровода раньше, чем будет произведено полное закрытие. Если принять, что скорости в конце трубопровода линейно уменьшаются во времени¹, то наибольшее повышение давления в конце трубопровода наступит в момент подхода обратной отраженной волны. Это легко усмотреть из формы эпюры гидравлического удара. Начиная с момента $t_0 + t_r$, нарастание положительной волны удара у трубопровода будет компенсироваться аналогичным парастанием обратно отраженной отрицательной волны.

Таким образом с учетом принятых предпосылок можно легко определить максимальное повышение давления Δh у конца трубопровода. Оно будет соответствовать тому давлению, которое имеется в момент времени $t_0 + t_r$.

Величину давления Δh можно определить из фиг. 102 из подобия треугольников.

$$\frac{\Delta h_{np}}{\Delta h} = \frac{T_s \cdot a}{t_r \cdot a}.$$

Отсюда получаем следующее выражение для гидравлического удара:

$$\Delta h = \frac{t_r \cdot \Delta h_{np}}{T_s} = \frac{2Lv a}{ag T_s} = \frac{2Lv}{g T_s}. \quad (65)$$

Указанная формула называется формулой Мишо. Она применяется в проектной практике, несмотря на то, что основные исходные положения, принятые при ее выводе, в точности не оправдываются. Причиной этого является то обстоятельство, что более точные и сложные методы расчета дают величину удара или равную или меньшую, но не большую, чем по формуле Мишо.

Формула Мишо приведена нами здесь с целью наглядного выявления основных факторов, влияющих на величину гидравлического удара.

В самом деле, из формулы Мишо видно, что удар тем больше, чем больше скорость в трубопроводе и его длина, и тем меньше, чем больше продолжительность закрытия трубопровода.

Необходимо отметить, что условием применимости формулы Мишо является выполнение неравенства:

$$T_s > t_r; \text{ или } T_s > \frac{2L}{a}. \quad (66)$$

В реальных условиях работы турбин, как было выяснено в § 24, необходимо рассчитывать на полный (до нуля) мгновенный сброс максимальной мощности гидроустановки.

В этих условиях в напорном трубопроводе проявится гидравлический удар, который (с запасом) может быть определен по формуле (65), при этом под L необходимо понимать длину напорного трубопровода от верхнего бьефа (который будет играть роль бака — фиг. 101) до турбины, под v — скорость в трубопроводе при максимальном расходе и под T_s — время полного закрытия турбины.

Помимо явления внезапного сброса нагрузки, как было указано в § 24, причиной явлений неустановившегося режима может служить также внезапное включение мощности.

В этом случае открытие турбины резко возрастет и скорости в конечном сечении трубопровода увеличатся. В связи с этим давление в конце трубопровода падает, и в дальнейшем в трубопроводе развиваются явления неустановившегося режима, по характеру аналогичные описанному, но противоположные по знаку.

В противоположность разобранным явлениям гидравлического удара, называемому положительным ударом, удар, сопровождающийся понижением давления, называется отрицательным.

¹ Это предположение в действительности не оправдывается. В связи с этим в реальных проектах расчет гидравлического удара ведется по более сложным формулам, чем приведено ниже.

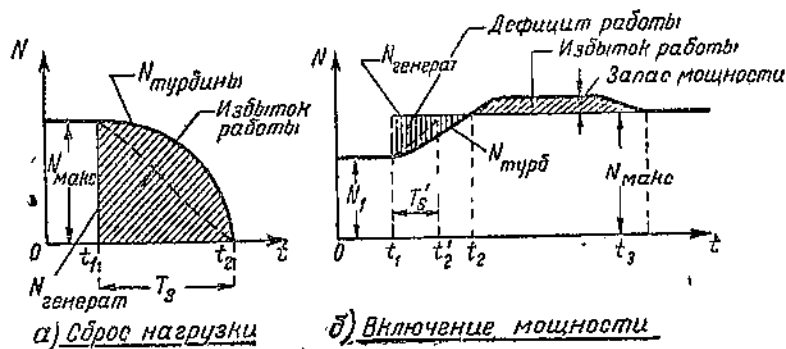
Расчет отрицательного удара производится в предположении внезапного увеличения мощности турбины от N до $N_{\text{макс}}$.

В связи с этим расчет отрицательного гидравлического удара не может быть произведен по формуле Миньо с переменной знака. Для действительных расчетов отрицательного гидравлического удара употребляются более сложные формулы.

31. Неустойчивый режим в приплотинной гидроустановке

Причины, обуславливающие собой появление неустойчивого режима, были описаны выше в § 24. Что же касается гидравлических явлений неустойчивого режима, то по сравнению с речными гидроустановками они усложняются появлением в напорном трубопроводе гидравлического удара.

Проявлений неустойчивого режима в верхнем и нижнем бьефах ниже не рассматриваем, так как их значимость весьма невелика, основное внимание уделим гидравлическому удару и его влиянию на работу турбины.



Фиг. 103. Работа турбины в неустойчивом режиме при наличии напорного трубопровода.

При сбросе нагрузки имеет место положительный гидравлический удар — повышение давления. Наибольшее повышение давления наблюдается у турбины в конце напорного трубопровода, т. е. у органа, производящего закрытие трубопровода.

Перед входом в напорный трубопровод (перед водоприемником) располагается верхний бьеф, т. е. объем воды, имеющий постоянный уровень с атмосферным давлением. Ввиду этого (см. § 30) в начале напорного трубопровода давление и при гидравлическом ударе остается неизменным; для трубопровода эпора повышения давления от гидравлического удара имеет вид треугольника, располагающегося над статическим уровнем (фиг. 99)¹. Величина ординаты be определяется по соответствующим формулам.

В связи с этим максимальное давление в трубопроводе, на которое должны быть рассчитаны его стенки, определяется не статическим горизонтом, а мгновенным положением пьезометрической линии ab , имеющим место при ударе.

Так, например, сечение трубопровода 1-1 (фиг. 99) должно быть рассчитано на внутренний напор, соответствующий столбу воды высотой $h_{\text{расч}}$. Расчетный напор в трубопроводе постепенно увеличивается к турбине.

При включении нагрузки, т. е. быстром увеличении открытия турбины, имеет место отрицательный гидравлический удар, связанный с понижением давления.

Эпора гидравлического удара и в данном случае будет иметь форму треугольника. Так как знак эпора будет отрицательным, то она будет откладываться вниз (вычитаться) от пьезометрической линии, соответствующей уста-

¹ Сказанное имеет место лишь при условии $T_s > t_r$ (см. § 30). Это требование на практике в гидроустановках рассматриваемого типа выполняется всегда.

новившемуся режиму (фиг. 99). Таким образом в момент отрицательного удара внутреннее давление в напорном трубопроводе уменьшается.

Перейдем теперь к выявлению влияния гидравлического удара на работу турбины в неустановившемся режиме.

Рассмотрим сначала случай сброса нагрузки — фиг. 103, а.

После сброса нагрузки в момент t_1 турбина будет в течение времени T_s (время закрытия) получать от воды избыточную мощность. Эта мощность определяется расходом воды, проходящим через турбину, напором в конце трубопровода и к. п. д. турбины.

В прежнем разобранным случае речной гидроустановки (§ 27 и фиг. 90) напор перед турбиной в течение времени закрытия T_s оставался постоянным. В связи с этим избыток работы определялся пунктирной линией (фиг. 103, а). В данном случае вследствие гидравлического удара напор на турбине на протяжении отрезка времени $t_2 - t_1$ возрастает и избыток работы увеличивается. Это ведет к тому, что повышение числа оборотов против нормального увеличивается.

При включении мощности (фиг. 103, б) получается аналогичная картина. Вследствие наличия напорного трубопровода увеличению открытия турбины соответствует некоторое падение напора перед турбиной. В связи с этим турбина увеличивает свою мощность до требуемой не к моменту полного открытия направляющего аппарата t_2' , а несколько позже — в момент t_2 . В результате этого дефицит работы возрастает и получается более значительное понижение числа оборотов, чем в случае отсутствия напорного трубопровода.

Таким образом видно, что наличие напорного трубопровода усложняет и ухудшает явления неустановившегося режима.

Интересно отметить, что уменьшение времени закрытия и открытия турбин, являющееся допустимым и желательным в речных гидроустановках, в данном случае (в приплотинных гидроустановках) не всегда может привести к желаемой цели — уменьшению отклонения числа оборотов от нормального.

Действительно, например, для случая сброса нагрузки уменьшение величины T_s уменьшит основание эпюры избытка работы. Вместе с тем в соответствии с формулой (65) величина удара возрастет и, следовательно, увеличатся и ординаты кривой мощности турбины на фиг. 103, а. В результате может получиться даже увеличение, а не уменьшение площади эпюры избытка работы.

Кроме того увеличенный гидравлический удар повлечет за собой повышение расчетных напоров в трубопроводе, а следовательно, вызовет его удорожание.

При трубопроводах, имеющих сравнительно небольшую длину и скорости в пределах от 3 до 4 м/сек, величина гидравлического удара получается на практике относительно небольшой и описываемые явления неустановившегося режима проходят без особых осложнений.

В разбираемых в настоящем разделе приплотинных гидроустановках длина напорного трубопровода обычно не бывает значительной, так как задачей последнего является лишь проведение воды к машинному зданию через плотину или в обход плотины.

Значительные же длины напорного трубопровода, наоборот, приводят к весьма неприятным проявлениям неустановившегося режима. Однако значительные длины напорных трубопроводов наблюдаются в большинстве случаев лишь в деривационных гидроустановках, описываемых ниже.

Г. Гидроустановки с безнапорной деривацией

32. Состав сооружений, их назначение и общая компоновка

Основным и главным отличием гидроустановок с безнапорной деривацией является то обстоятельство, что концентрация напора производится здесь не с помощью плотины, а посредством безнапорной деривации.

Применение деривационного способа концентрации напора вообще имеет место главным образом в гористых местностях, где естественные уклоны рек весьма значительны и где путем проведения деривации можно зачастую получить весьма большие напоры. При этом, однако, используемые расходы,

вообще говоря, невелики и значительно меньше, чем расходы, обычно используемые в речных и приплотинных гидроустановках.

Деривационный принцип концентрации напора иногда применяется кроме того при переброске стока в бассейн другой реки с выигрышем напора, а так же в некоторых случаях и в равнинных местностях, когда, например, либо по условиям рельефа (широкая долина, значительные затопления), либо по условиям геологическим или экономическим нельзя соорудить плотину достаточной высоты или когда представляется возможность проведением деривации спрямить петлю реки.

Как было уже указано в § 22, осуществление самой деривации возможно либо в качестве безнапорного сооружения, либо в виде напорного сооружения.

С точки зрения сложности конструкции и стоимости предпочтительной является безнапорная деривация, которая обычно и принимается, если не имеется каких-либо особых условий¹.

В отличие от речной и приплотинной гидроустановок, в которых все сооружения расположены в одном узле, в данном типе гидроустановки сооружения представляют собой вытянутую цепь, простирающуюся от места забора воды из реки до места отвода отработавшей в турбинах воды в реку.

В соответствии с этим все сооружения гидроустановки можно разбить на три узла: головной узел сооружений, где производится забор воды, деривацию и станционный узел сооружений, где осуществляется использование энергии воды и ее отвод обратно в реку. Разберем задачи, выполняемые отдельными сооружениями гидроустановки.

В состав головного узла входят следующие сооружения: плотина, водосброс и водоприемник.

Задачей плотины, наличие которой всегда обязательно, является осуществление подпора до соответствующей отметки для возможности забора воды в водоприемник. Высота подпора, осуществляемая плотной, входит в используемый на гидроустановке напор наравне с напором, полученным за счет деривации.

В том случае, когда высота подпора невелика по сравнению с используемым напором, гидроустановка по схеме концентрации напора может считаться чисто деривационной. В противном же случае, например, когда подпор плотины составляет 30—50% от всего использованного напора, гидроустановку следует отнести к смешанному типу (по способу концентрации напора). Это обстоятельство, однако, не имеет существенного значения, так как состав и типы сооружений при этом не меняются: увеличивается лишь высота плотины.

Задачей водосброса является отвод излишней воды в сброс ее в нижний бьеф, вплоть до пропуска катастрофического расхода. В зависимости от местных условий, высоты подпора плотины и ее типа функции водосброса может принять на себя и сама плотина. Поэтому наличие водосброса как отдельного сооружения не является обязательным.

Задачами водоприемника являются забор в деривацию воды в необходимом количестве² и недопущение в деривацию плавающих тел, льда и наносов³. Последняя задача вызывается тем обстоятельством, что при безнапорной деривации забор воды происходит с поверхности, а не под уровнем, как это имело место в приплотинных гидроустановках.

При поверхностном водозаборе лед, находящийся на поверхности, а также и плавающий сор могут попасть в деривацию, если не принять специальных мер.

Совершенно очевидно, что требование борьбы с наносами может относиться лишь к гидроустановкам, использующим водную энергию такого участка реки, где наносы имеются.

Описанные выше речные и приплотинные гидроустановки были свободны от требования борьбы с наносами, в силу того что такие гидроустановки приуро-

¹ Эти условия освещаются в § 37 раздела Д данной главы.

² Вопросы забора воды в деривацию с гидравлической стороны освещаются ниже в § 33.

³ Мероприятия для борьбы с наносами освещаются ниже в § 34.

чены главным образом к равнинным участкам рек, где количество наносов невелико (§ 13)¹.

Борьба со льдом производится в водоприемнике при помощи так называемой забральной балки, перекрывающей вход в водоприемник на уровне горизонта воды. Лед, плавающий на поверхности, не может пройти в деривацию, вода же забирается под балкой.

Для задержания плавающих тел отверстия водоприемника перекрываются решетками. Так как окончательная очистка воды от плавающих тел и сора производится перед входом в напорный трубопровод, на водоприемник ложится задача борьбы лишь с крупными плавающими предметами — корягами, деревьями и т. д. В связи с этим решетка, устанавливаемая в водоприемнике, имеет большие просветы между стержнями и массивное сечение последних (для придания прочности). Такая решетка называется грубой решеткой. В зависимости от местных условий общая компоновка сооружений головного узла может быть весьма различной.

Следующим сооружением является деривация. Основное задание деривации — выпрямить напор — осуществляется проведением деривации с уклоном, значительно меньшим по сравнению с уклоном реки. Длина деривации определяется в основном длиной используемого участка реки. Если деривацию представляется возможным провести, спрямляя излучину реки, то сконцентрированный напор H_d определится следующим образом:

$$H_d = i_p L_p - i_d L_d, \quad (67)$$

где i_p и L_p — уклон и длина реки, а i_d и L_d — уклон и длина деривации. Величина $i_p L_p$ является заданной, если выбран водоток и используемый его участок.

Таким образом сконцентрированный напор H_d будет тем больше, чем меньше i_d и L_d , т. е. чем меньше будет уклон деривации и чем больше удастся „спрямить“ деривацией используемый участок реки.

Деривация может быть выполнена в виде канала (фиг. 105) или лотка, той или иной конструкции, которые проводятся по поверхности земли в соответствии с рельефом местности.

В тех случаях, когда на трассе деривации встречаются участки с неблагоприятным рельефом, сильно затрудняющим проведение канала, или же когда деривация должна пересечь значительные возвышенности, становится необходимым применение тоннеля. При разбираемом типе безнапорной деривации тоннель, как правило, имеет подковообразное очертание, при этом водой заполняется лишь часть поперечного сечения тоннеля, так что имеется свободный уровень воды с атмосферным давлением (фиг. 105).

В станционный узел сооружений входит: напорный бассейн, напорный трубопровод, машинное здание и отводящий канал.

Задачей напорного бассейна является сопряжение деривации и напорного трубопровода; он состоит в основном из поперечной преграждающей канал стенки с заложенными в ней оголовками напорных трубопроводов.

Так как в отдельные периоды может оказаться, что в деривацию забирается избыточный расход воды, чем могут поглотить турбины, для предотвращения переполнения водой канала, необходимо устроить в конце его специальные водобросы. Последние чаще всего присоединяются к напорному бассейну.

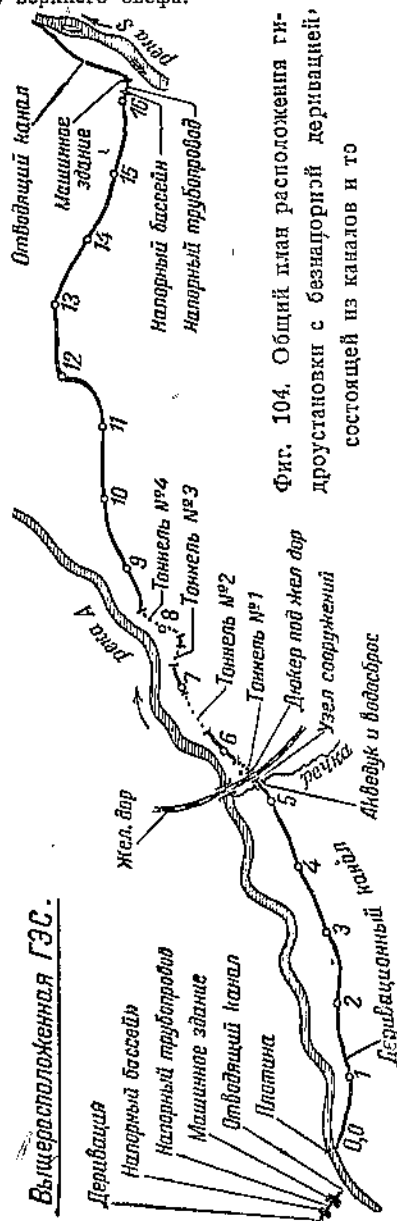
Для возможности закрытия трубопроводов в напорном бассейне при их оголовках необходимо устройство щитов.

Принципиальное назначение щитов и дополняющих их устройств (шандор, воздушных трубок и пр.) остается прежним, как это было описано в § 28 при рассмотрении водоприемных устройств приплотинных гидроустановок.

Разница заключается лишь в том, что в деривационных гидроустановках за-

¹ Что же касается гидроустановок приплотинного типа, аналогичных по схеме фиг. 91 и 96, то в них забор воды производится на отметке значительно выше дна. Благодаря этому в таких гидроустановках для накопления наносов имеется значительный объем, соответствующий сроку амортизации гидроустановки.

бор воды в напорные трубопроводы осуществляется из напорного бассейна, тогда как в приплотинных гидроустановках забор происходит непосредственно из верхнего бьефа.



Фиг. 104. Общий план расположения гидроустановки с безнапорной деривацией, состоящей из каналов и т.д.

Так как по длине деривации, которая в большинстве случаев является открытой (канал), в воду могут попадать как плавающие тела, так и сора, то перед забором воды в напорные трубопроводы необходимо произвести окончательную очистку воды. Для этого оголовки напорных трубопроводов должны быть снабжены решетками с малым просветом между стержнями, т. е. так называемыми мелкими решетками. Кроме того в напорном бассейне обычно делается порог (для возможности отложения грязи и сора) и донный грязеспуск.

В зависимости от требований, предъявляемых к напорному бассейну в отношении сброса воды, очистки от сора и т. д., последний может получать различные конструктивные оформления.

Назначение напорного трубопровода и машинного здания остается тем же, что и в предыдущем типе гидроустановок (см. § 28). Необходимо лишь отметить, что в деривационных гидроустановках длина напорного трубопровода определяется целиком рельефом местности, так как напорный трубопровод подводит воду от конца деривации к машинному зданию и имеет падение, приблизительно равное используемому напору.

Чем круче местность, тем меньше будет длина напорного трубопровода и наоборот.

Из §§ 30 и 31 видно, что удлинение напорного трубопровода влечет за собой помимо удорожания его также и неблагоприятные последствия гидравлического характера.

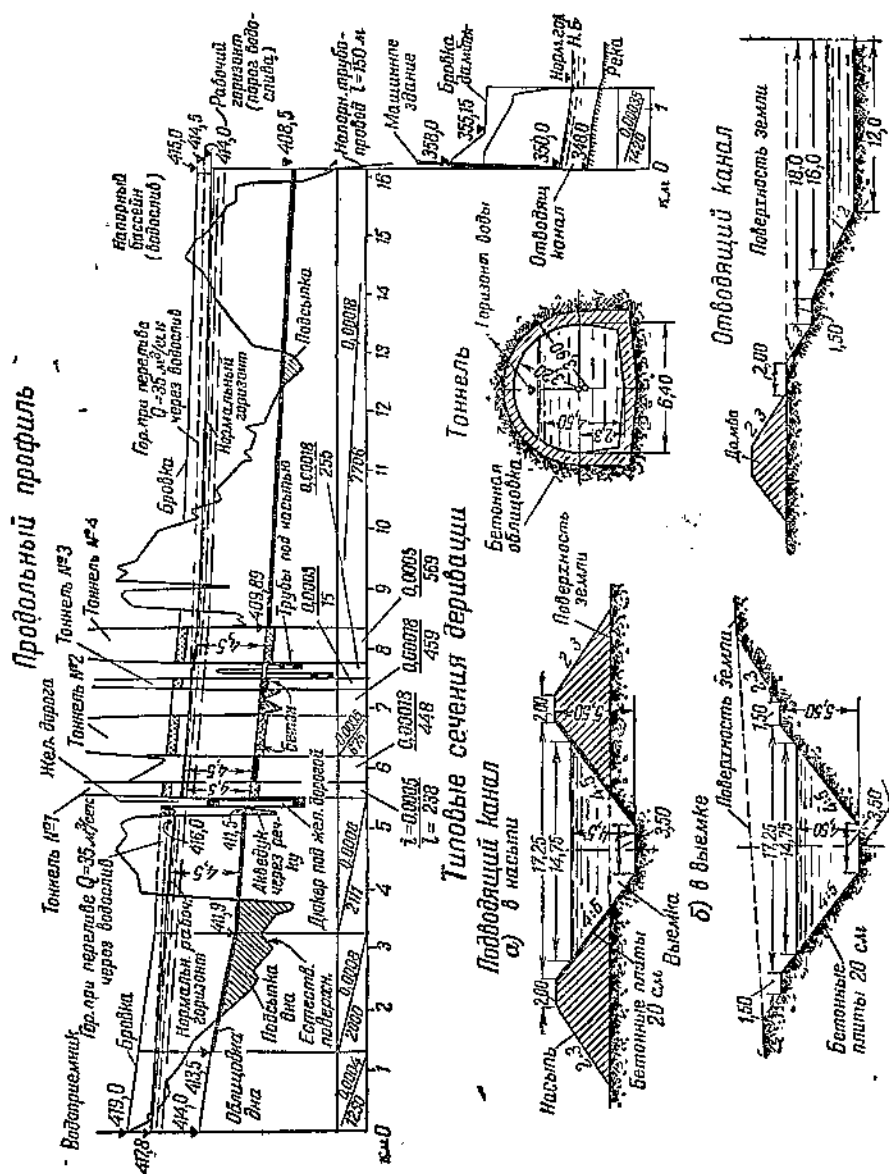
Ввиду этого всю компоновку гидроустановки стараются произвести таким образом, чтобы пригнать напорный трубопровод к наиболее крутым падениям склона речной долины.

В ряде случаев, когда по условиям рельефа это не осуществимо и напорный трубопровод получается значительной длины, для ограничения явления неустойчивого режима необходимо идти на специальные мероприятия¹.

С целью сокращения длины напорного трубопровода очень часто машин-

ное здание отодвигают от русла реки и придают ему в меру возможности к склону, по которому проходит напорный трубопровод, при этом машинное здание получается в выемке и для отвода воды от него в реку требуется устройство специального отводящего канала.

¹ Этот вопрос освещен ниже в § 36.



В качестве примера рассмотрим гидроустановку в предгорном районе; рассматриваемая гидроустановка имеет деривацию смешанного типа — канал и тоннели (фиг. 104 и 105).

От плотины, осуществляющей незначительный подпор, необходимый лишь для забора воды, по правому берегу реки отходит деривация, начальный участок которой выполнен в виде канала.

В основном деривация проходит вблизи реки по косогору речной долины. В тех местах, где по условиям рельефа не представлялось возможным провести канал, осуществлены безнапорные тоннели. Общая длина деривации около 16 км, что позволяет сконцентрировать напор порядка 63 м.

Деривация заканчивается напорным бассейном, размещенным на бровке склона к реке. От него по склону к машинному зданию проложено пять напорных трубопроводов (по числу турбин). От машинного здания отработанная вода отводится в реку посредством отводящего канала длиной 1420 м. Максимальный расход, который может пропустить деривация, составляет 60 м³/сек, что соответствует работе лишь четырех турбин; таким образом пятая турбина является резервной.

Каждая турбина при максимальном напоре нетто, равном 61,8 м, развивает мощность 7350 квт. Таким образом установленная мощность станции соответствует ~36750 квт, рабочая же ~29400 квт.

Уклон дна основной части деривационного канала в соответствии с технико-экономическими расчетами принят равным 0,00018. Лишь начальный участок деривации в силу местных условий рельефа имеет увеличенные уклоны.

Канал на всем своем протяжении, за исключением начального участка, покрыт бетонной облицовкой толщиной 20 см (фиг. 105).

Бетонирование деривационного канала преследует следующие цели: а) устранить потерю воды на фильтрацию из канала; б) допустить в канале скорости воды, которые в условиях отсутствия облицовки могли бы размывать русло канала; в) уменьшить расчетный коэффициент шероховатости канала.

Несмотря на то, что бетон является сравнительно дорогим строительным материалом, бетонирование деривационных каналов, как показала практика, является рентабельным мероприятием. Благодаря бетонированию канала нужный расход может быть пропущен с большими скоростями, чем в небетонированном русле. Вследствие этого поперечное сечение бетонированного канала получается меньше, чем у небетонированного, и объем земляных работ по деривации уменьшается, что компенсирует собой затраты на бетонирование.

При назначении для бетонирования канала той же самой скорости, что и для канала в земляном русле, уклон первого канала, рассчитанный по формулам (61) — (63), получится меньшим, чем для второго. В соответствии с этим, как следует из формулы (67), напор H_d , сконцентрированный деривацией, будет больше у бетонированного канала.

На основании указанных соображений все деривационные каналы гидроустановок за редкими исключениями осуществляются бетонированными.

В рассматриваемом канале скорость воды при максимальном расходе соответствует ~1,5 м/сек. Тоннели на деривации осуществлены по так называемому безнапорному типу (фиг. 105), при котором не все поперечное сечение тоннеля заполнено водой: имеется свободная поверхность воды с атмосферным давлением.

В поперечном сечении тоннель имеет форму, напоминающую подкову; в соответствии с этим поперечное сечение тоннеля называют подковообразным или коробовым (фиг. 105). Внутренняя поверхность тоннеля покрыта бетонной облицовкой. В зависимости от свойств свода горная порода, в которой проведен тоннель, оказывает на облицовку то или иное так называемое горное давление, чаще всего вертикальное, стремящееся сплющить тоннель.

Чем порода более крепка и монолитна, тем меньше горное давление. В твердых негнущиватых породах горное давление может отсутствовать вовсе, и в этих случаях роль облицовки сводится просто к заглаживанию неровностей выемки и предохранению скалы от выветривания. Зато в породах рыхлых или сильно трещиноватых, например, в песке, сланцах и т. д., облицовка для устойчивости тоннеля должна иметь значительную толщину.

Подковообразное сечение принимается для безнапорных тоннелей, ввиду того что при нем облицовка лучше воспринимает горное давление.

Геологические условия в отношении тоннелей рассматриваемой станции могут быть отнесены к средним. Толщина облицовки составляет в среднем $0,7 \div 0,8$ м.

Уклон дна всех тоннелей $i = 0,0005$, т. е. больше, чем уклон канала. Скорость в тоннеле при максимальном расходе составляет около $2,3$ м/сек.

Для предохранения деривации от переполнения и перелива через бровки необходимо устройство водосбросов. Возможность переполнения канала может появиться, например, при сбросе нагрузки на станции (коротком замыкании). Обычно водосброс рассчитывается на максимальный расход деривации и располагается у напорного бассейна.

В рассматриваемой гидроустановке помимо водосброса в конце деривации на $5,5$ км от начала деривации имеется узел сооружений, также включающий в себя водосброс. Наличие водосброса в данном месте вызвано тем, что несколько дальше деривация пересекает железную дорогу, в связи с чем поднятие горизонта воды вследствие переполнения канала угрожает не только деривации, но и железной дороге.

Водосброс состоит из следующих сооружений: а) открытого водослива — выреза в стенке канала с длиной порога в 50 м; б) сифонного водосброса; в) донного спуска.

Порог водослива заложен на отметке $416,0$, соответствующей нормальному горизонту воды. Его пропускная способность при повышении горизонта воды на $0,5$ м составляет ~ 35 м³/сек. Сифон может пропустить расход ~ 30 м³/сек, наконец, при открытии щита донного спуска может быть сброшен расход ~ 20 м³/сек. Таким образом суммарная пропускная способность всех сооружений назначена с достаточным запасом. Непосредственно за водосбросными сооружениями канал пересекает акведук долину речки и далее проходит дукером под железной дорогой, существовавшей еще до постройки гидроустановки. Вода, сброшенная через водосбросные устройства, попадает в русло упомянутой речки.

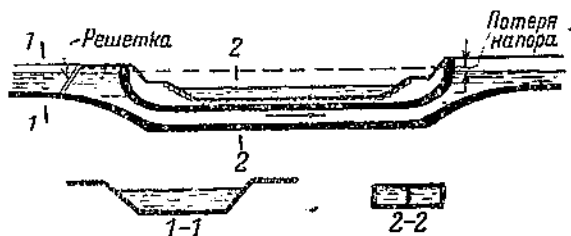
Акведук и дукер являются так называемыми искусственными сооружениями на деривации, к которым принадлежат также трубы под насыпью, мосты, лотки и тому подобные сооружения. Задачей искусственных сооружений на деривации является конструктивное оформление пересечения деривации с водотоками, дорогами, ложбинами и т. п.

Отметки дна канала в продольном профиле должны строго соответствовать принятому уклону (фиг. 105); отсюда следует, что высотное расположение какого-либо водотока дороги или оврага, пересекаемого деривацией, определяет собой схему пересечения.

Так, например, когда пересекаемое сооружение (или водоток) лежит примерно на одной и той же отметке с деривационным каналом, чаще всего применяется дукер на деривации. Дукер (фиг. 106) представляет собой по существу одну или несколько напорных труб, проложенных под пересекаемым сооружением и соединяющих отрезки деривационного канала до и после пересекаемого сооружения. Разность горизонта воды в канале до и после дукера представляет собой потерю напора в последнем; она может быть определена по формулам (61) — (63).

В описанном выше случае ни железную дорогу, ни канал, естественно, нельзя было изменить по высоте в месте пересечения; в соответствии с этим явилось необходимым сооружение дукера на канале.

При пересечении на одной отметке деривации с каким-либо водотоком



Фиг. 106. Искусственные сооружения на безнапорной деривации. Дукер под рекой или каналом.

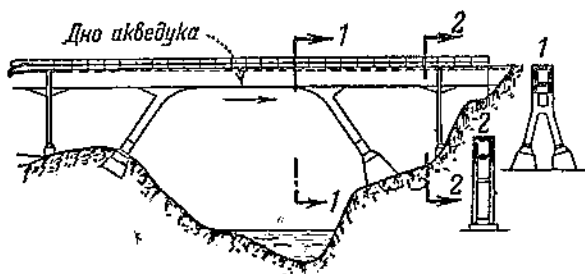
меньшего размера более выгодно сделать дюкер не на деривации, а на пересечаемом водотоке, проложив его под каналом.

В том случае, когда пересечение канала с водотоком или сооружением происходит на разных отметках, применяется акведук. Акведук (фиг. 107) представляет собой по существу мост, по которому проложена не дорога, а лоток с протекающей по нему водой.

В описанном выше узле сооружений деривационный канал пересекает речку на более высокой отметке, вследствие чего применен акведук на канале.

Между тоннелями № 3 и № 4 канал пересекает два оврага (фиг. 105); в этом месте заложены так называемые трубы под насыпью, по которым могут стекать идущие по оврагам дождевые и талые воды.

На фиг. 105 показаны продольные профили горизонтов воды при работе гидростанции и при условии сброса расхода в 35 м³/сек через водосброс напор-



Фиг. 107. Искусственные сооружения на безнапорной деривации. Акведук над логом.

ного бассейна и сбросного узла на 5,5 км. Высота бровок канала и отметка потолка тоннелей определяются вторым профилем, т. е. условиями сброса расхода.

Деривационный канал заканчивается расширением, переходящим в напорный бассейн (фиг. 108). В описываемом напорном бассейне помимо оголовков пяти напорных трубопроводов, заложенных в поперечной напорной стенке,

имеются еще следующие устройства: а) водослив для сброса излишней воды; б) ледозащитная стенка с поверхностным сбросом для льда; в) порог с грязеспуском; г) оголовки холостых сбросных трубопроводов.

В силу этого обстоятельства, а также весьма большого числа трубопроводов, берущих начало в напорном бассейне, размеры последнего по сравнению с деривационным каналом получились весьма значительными.

Водосброс представляет собой вырез в левой продольной стенке напорного бассейна, сделанный на отметке рабочего горизонта воды — 414,0; длина порога водослива составляет 50 м. Значительная длина водослива вызвана желанием иметь при сбросе расходов небольшую величину переливающегося слоя с целью уменьшения высоты бровок канала. Максимальный подъем уровня воды в напорном бассейне предусмотрен на 0,5 м над рабочим горизонтом, что соответствует сбросу расхода через водослив в 35 м³/сек.

Вода, переливающаяся через водослив, попадает в специальную траншею рядом с напорным бассейном и отводится оттуда двумя металлическими холостыми сбросными трубопроводами к отводящему каналу.

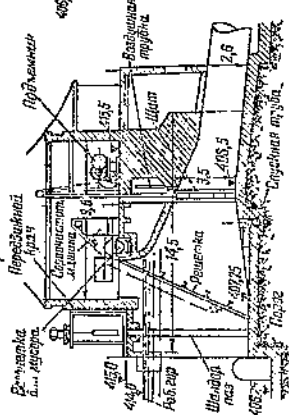
Длина холостых трубопроводов — 175 м, внутренний диаметр — 3,0 м. Трубопроводы осуществлены из металла, склепанные. Во избежание температурных деформаций трубопроводы покрыты снаружи засыпкой.

Для того чтобы предотвратить размыв отводящего канала, в конце холостых трубопроводов осуществлен специальный «гаситель» энергии (фиг. 108) дно которого облицовано гранитными камнями; благодаря наличию порога на гасителе имеется водяная подушка двухметровой толщины.

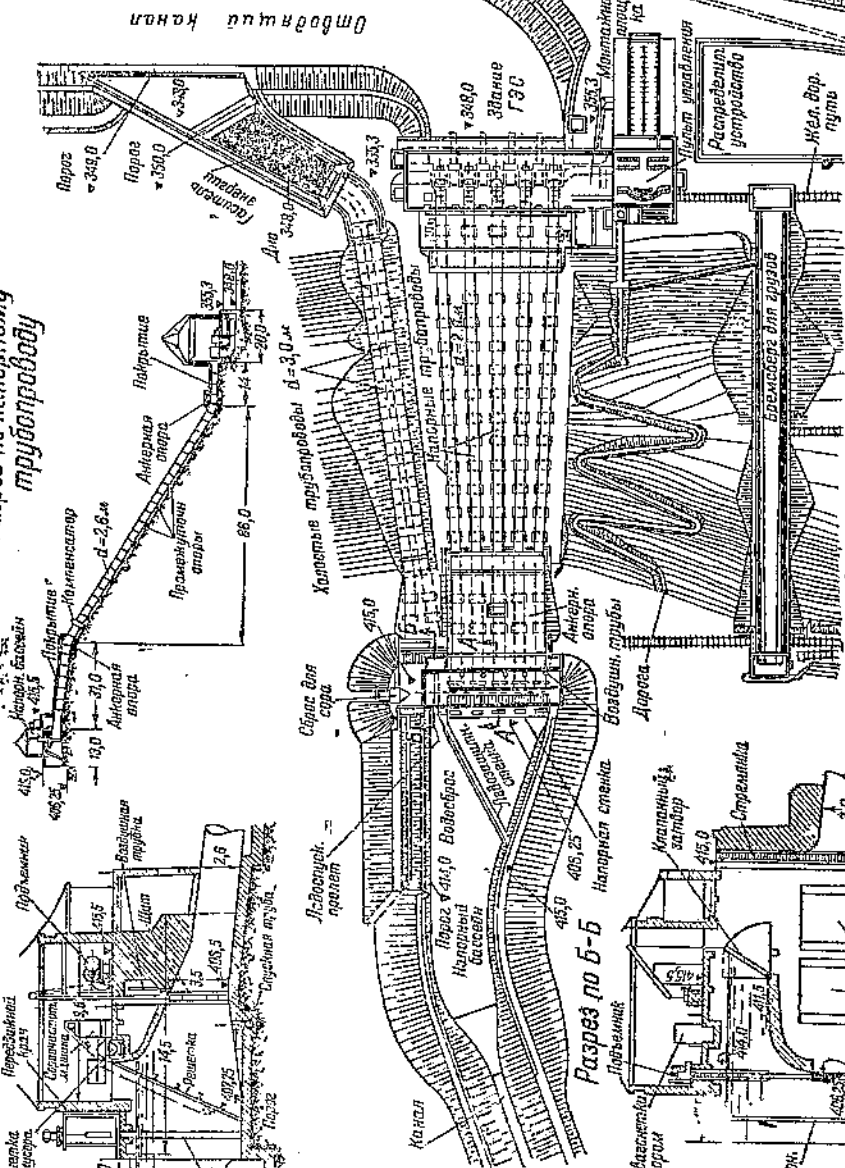
Ледозащитная стенка расположена наискось к напорной стенке и имеет своей целью направить поверхностный лед к водосбросному пролету напорной стенки (фиг. 108).

Водосбросный пролет снабжен затворами двух видов: а) поверхностным клапаным затвором, служащим для сброса поверхностных слоев, и б) плоским донным щитом, служащим для промыва отложений перед порогом напорной стенки. Первый из указанных затворов является автоматическим, т. е. поддерживает заданный горизонт воды, опускаясь и пропуская через себя воду при повышении горизонта. В водосбросном пролете предусмотрено устройство шандорного загораживания.

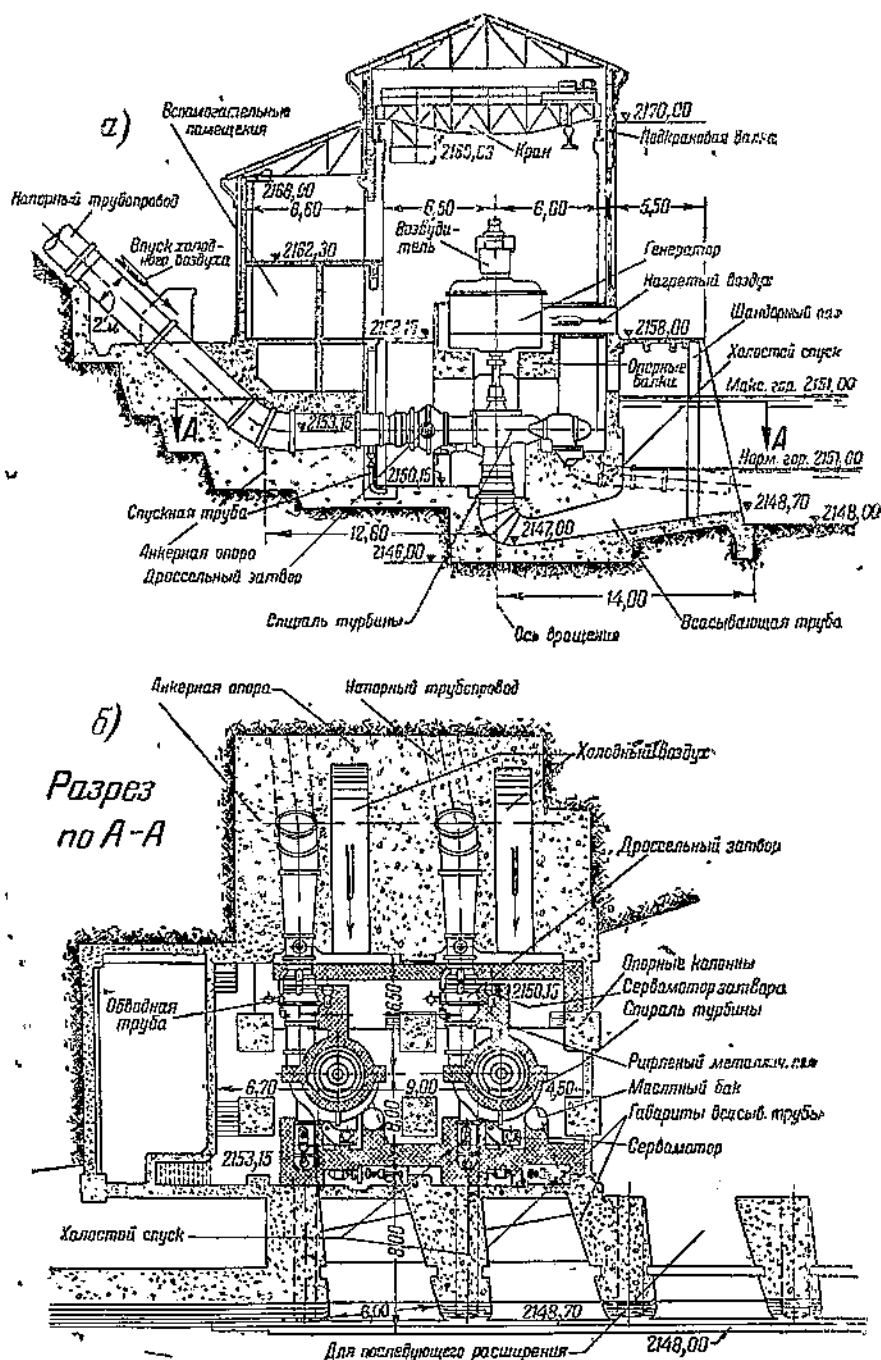
Разреш по А-А



Разрез по направлению
трубопровода



Фиг. 108. Общий план расположения сооружений узла гидроустановки, изображенной на фиг. 104, и отдельные детали их.



Фиг. 109. Машинное здание деривационной гидроустановки с подводом воды посредством напорного трубопровода, проложенного по склону.
а — поперечный разрез; б — план.

Расход, пропускаемый клапаном при полном опускании, составляет ~ 30 м³/сек. При полностью открытых щитах донного спуска может быть сброшен расход порядка 60 м³/сек.

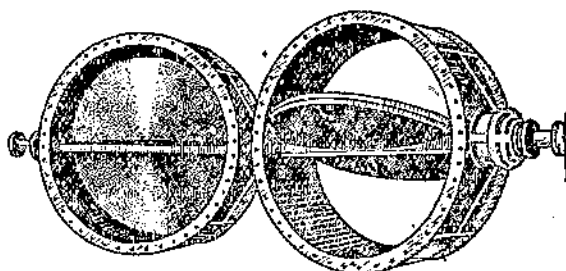
Отсюда видно, что напорный бассейн снабжен водосбросными сооружениями в избытке. Сбросной расход по желанию может быть направлен или через открытый водослив, или через клапанный затвор, или через донный спуск.

Оголовок (водоприемник) напорных трубопроводов снабжен шандорными пазами, решетками, помещенными наклонно к горизонту, и плоским металлическим задвижным щитом.

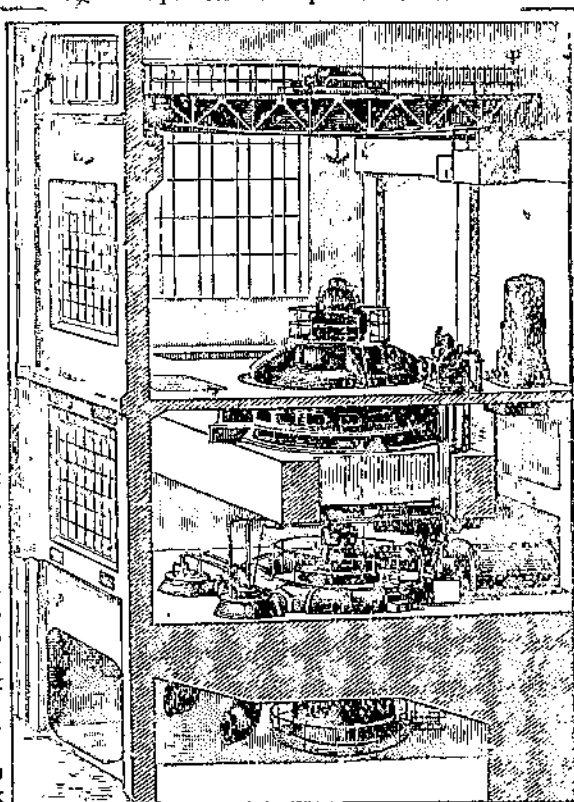
Несмотря на наличие ледозащитной стенки, перед решеткой и шандорным пазом имеется забральная балка; для очистки решетки установлена машина; щит имеет стационарные подъемные устройства.

Все механизмы и устройства, расположенные на напорной стенке, заключены в специальное помещение, простирающееся по всей длине фронта напорного бассейна.

От напорного бассейна отходят пять ниток металлических напорных трубопроводов, заканчивающихся у машинного здания (фиг. 108). Длина каждой нитки трубопровода 150 м и диаметр 2,6 м. Толщина стенки напорного трубопровода изменяется от 10 (вверху) до 16 мм (у машинного здания). Максимальная скорость в трубопроводе составляет ~ 3 м/сек. Трубопровод склепан из металлических листов и покоится на отдельных бетонных опорах, называемых промежуточными, не будучи связан с ними. В местах перелома оси трубопровода в плане или профиле устанавливаются массивные (так называемые анкерные) опоры, в которых трубопровод заделан наглухо. Их задачей является обеспечение неподвижности трубопровода в данной точке и закрепление его на местности. Для устранения температурных напряжений в трубопроводе, связанных с изменением температуры воздуха, между каждым двумя анкерными опорами трубопровод



Фиг. 110. Дрессельный затвор на трубопроводе в закрытом и открытом положении.



Фиг. 111. Вертикальный разрез через машинное здание с подводом воды при помощи трубопровода (макет).

разрезан соответствующим швом, снабженным компенсатором. Последний, обеспечивая непроницаемость, допускает взаимное перемещение обоих входящих в него концов трубопровода.

Верхняя часть трубопровода от напорного бассейна до первой анкерной опоры покрыта засыпкой, изолирующей трубу от влияния наружной температуры, и поэтому не снабжена компенсатором.

В машинном здании установлены пять турбин Френсиса с горизонтальным валом. Средний напор нетто на станции составляет 61,4 м, средний используемый расход 45,5 м³/сек при колебаниях от 20 (минимум) до 60 м³/сек. Конструкция машинного здания деривационной гидроустановки разберем на другом примере (фиг. 109).

Напорный трубопровод заканчивается перед спиральной камерой турбины, которая выполняется металлической (ввиду значительного напора). В конце трубопровода (перед спиральной камерой) имеется дроссельный затвор, конструкция и работа которого ясны из фиг. 110.

Подвеска вращающихся частей турбины и генератора осуществляется аналогично ранее описанным гидростанциям. Опирание же генератора в большинстве случаев осуществляется несколько иначе, так, как показано на фиг. 109. В подводную часть машинного здания заделаны опорные колонны, которые перекрыты мощными опорными балками. На этих последних и размещается генератор.

Всасывающая труба (из-за малой быстроходности турбин, связанной с большим напором) очень часто делается конической и прямой (фиг. 111). Из всасывающей трубы отработанная вода поступает в специальную полость, имеющуюся под машинным зданием, и отсюда в отводящий канал.

Особенностью турбины описываемого машинного здания являются так называемые холостые спуски, посредством которых вода из спиральной камеры может быть стведена непосредственно во всасывающую трубу, минуя турбину.

Действие холостых спусков и причины, вызвавшие их применение, освещаются ниже в § 36.

33. Гидравлические условия работы гидроустановки с безнапорной деривацией; несаморегулирующийся и саморегулирующийся тип деривации.

Рассмотрение установившегося режима начнем с предположения, что по деривации и через турбины проходит максимальный расчетный расход $Q_{\max}$, соответствующий наибольшей пропускной способности турбины (схема фиг. 112).

Безнапорная деривация рассчитывается гидравлически так, что максимальный расход $Q_{\max}$ проходит в условиях равномерного режима, которому соответствуют одинаковые глубины h_0 и скорости вдоль всей длины канала.

Таким образом уровень свободной поверхности в канале будет прямой линией, наклоненной к горизонту под углом, соответствующим уклону дна канала — i_0 .

Отметка горизонта воды в конце канала — в напорном бассейне — будет на величину $h_d = i_0 L$ меньше отметки в начале канала, соответствующей отметке верха бьефа¹.

Пьезометрическая линия давлений в напорном трубопроводе, начинаясь от отметки горизонта воды в напорном бассейне, будет в свою очередь иметь некоторое падение — $h_{тр}$, обусловленное трением в напорном трубопроводе.

Таким образом используемый в турбинах напор нетто H_n будет меньше H_0 на величину $h_d + h_{тр}$. Чем длиннее деривация и напорный трубопровод, тем больше потерянная часть напора.

При различных нагрузках будет переменным и расход воды, проходящий по деривации и напорному трубопроводу. Разберем, как в связи с этим будут изменяться потери в деривации и напорном трубопроводе.

Что касается последней потери, то она выражается падением пьезометрической линии на протяжении напорного трубопровода: пьезометрическая линия в зависимости от расхода будет иметь тот или иной уклон и падение, но будет

¹ В действительности имеются еще некоторые местные потери напора при входе в водоприемник; однако они малы, и мы ими в дальнейшем рассмотрении пренебрегаем.

мачиваться каждый раз от отметки воды в напорном бассейне. В этом отношении явление будет аналогично схеме фиг. 99, причем роль верхнего бьефа будет играть напорный бассейн.

Для деривации зависимость потери напора от расхода будет более сложной.

На фиг. 113 изображен (в схеме) продольный профиль по деривации обычного типа, имеющей одинаковые поперечное сечение и глубину на всем своем протяжении. Таким образом бровки канала являются наклонными, параллельными дну канала.

Рассмотрение начнем с прохождения по деривации максимального расхода $Q_{\max}$, чему соответствует глубина воды в канале h_0 . Отметка воды в напорном бассейне, соответствующая расходу воды $Q_{\max}$, является нормальным рабочим горизонтом.

Представим себе, что в силу уменьшения нагрузки турбины постепенно прикрываются, в результате чего расход в напорном трубопроводе начинает уменьшаться и устанавливается на величине $Q_1 < Q_{\max}$.

Поскольку в начале деривационного канала гидравлические условия при этом не меняются, постольку в деривацию из верхнего бьефа продолжает поступать прежний расход $Q_{\max}$; отсюда происходит увеличение наполнения канала, в первую очередь в его конечной части. Таким образом при закрытии турбин до расхода Q_1 уровень воды в напорном бассейне будет подниматься (жирный пунктир фиг. 113). Так как в результате поднятия горизонта может наступить перелив воды через бровки канала и напорного бассейна, что явилось бы аварией, необходимо устроить у напорного бассейна специальный водослив, порог которого должен быть расположен примерно на отметке рабочего горизонта.

Устройство водослива предохранит канал от переполнения, но в результате перелива воды через водослив расход $Q_{\max}$ минус Q_1 будет теряться бесполезно.

Для устранения указанной бесполезной потери воды необходимо произвести некоторые манипуляции со щитом в водоприемнике. Именн., необходимо опустить щит настолько, чтобы через суженное сечение ω_1 (фиг. 113) при прежней отметке верхнего бьефа в канал поступала бы лишь расход Q_1 . В этом случае уровень воды за щитом будет на величину Δh_1 меньше уровня воды в верхнем бьефе. Напор Δh_1 будет потерянным напором, израсходованным на пропуск расхода Q_1 через суженное сечение ω_1 .

В начальной части канала расход Q_1 будет проходить равномерным режимом с постоянной глубиной h_1 , меньшей чем глубина h_0 , соответствовавшая расходу $Q_{\max}$. В конечной же части канала установится кривая подпора (глубины постепенно увеличиваются), заканчивающаяся на отметке рабочего горизонта.

Если нагрузка упадет еще больше, то гидростанция должна будет работать с еще меньшим расходом Q_2 . Если не мириться с потерей воды, связанной с переливом через водослив, то вслед за прикрытием турбин до расхода Q_2 необходимо дополнительно опустить щит в водоприемнике. В результате этого надо добиться такого положения, чтобы при имеющейся отметке верхнего бьефа в начало канала поступал расход $Q_2 < Q_1$. На фиг. 113 это положение щита обозначено пунктиром; ему соответствует площадь входного сечения ω_2 и потерянный напор Δh_2 . В начальной части деривации устанавливается равномерный режим с глубиной h_2 , в конечной — кривая подпора, сопрягающаяся с отметкой рабочего горизонта в напорном бассейне.

Такая деривация относится к так называемому несаморегулирующемуся типу, отличительной чертой которого является сохранение на всей длине постоянного поперечного сечения и глубины канала. Этот тип деривации называется также деривацией с наклонными бровками.

С точки зрения гидравлической работы этот тип деривации, как ясно из вышеизложенного, обладает следующими особенностями.

В отличие от рассмотренных выше типов гидроустановок, а также излагаемых ниже, гидроустановка с несаморегулирующейся деривацией не обладает автоматичностью, т. е. не может без дополнительных воздействий эксплуатационного персонала переходить от работы с одним расходом воды к другому без потери части расхода. Щит в водоприемнике в отличие от всех других типов гидроустановок не является лишь предохранительным затвором,

а служит для регулирования впуска воды в деривацию в необходимом количестве.

Деривация обязательно должна быть снабжена в своем конце водосбросом. При этом водосброс должен быть рассчитан на максимальный расход воды, проходящий по каналу, так как возможны случаи полного сброса нагрузки на гидростанции, в результате которого весь расход канала пойдет через водосброс.

При всех расходах, проходящих по деривации, у напорного бассейна поддерживается одна и та же отметка рабочего горизонта. Таким образом потери напора в деривации (h_d на фиг. 112) не зависят от расхода, постоянны и равны потерям при $Q_{\max}^1$.

Регулирование впуска воды в деривацию обуславливает необходимость иметь при водоприемнике соответствующий постоянный эксплуатационный персонал.

Ввиду этого описанный тип деривации мало пригоден для гидроустановок, работающих при сильно переменной нагрузке. Данный тип деривации встречается (в чистом виде) значительно реже других.

Гидроустановка, описанная выше, как видно из продольного профиля (фиг. 104), обладает деривацией, относящейся к описанному несаморегулирующемуся типу с наклонными бровками и наклонным потолком туннеля.

В связи с этим каждый раз, когда изменяются расходы в реке, а следовательно, и расход воды, подлежащей забору в деривацию, необходимо производить соответствующее передвижение щитов в водоприемнике. Если этого не сделать, то в деривацию будет заходить больший расход, чем идет в реке, и уровень верхнего бьефа перед плотиной будет падать.

Так как расходы воды в реке изменяются в течение года довольно плавно, то означенная манипуляция с щитами не является чрезмерно сложной.

Изменений нагрузки на станции в течение суток почти не наблюдается, так как основным потребителем являются предприятия электрохимической промышленности.

Если бы мощность турбин должна была меняться в течение суток значительным образом, работа описанной гидроустановки была бы сильно затруднена.

В самом деле, при возрастании нагрузки турбины автоматически увеличили бы свое открытие; для увеличения же расхода в деривации необходимо дополнительно открыть щиты в водоприемнике; кроме того пройдет известное время, пока увеличенный расход дойдет до напорного бассейна.

При уменьшении нагрузки турбины будут автоматически закрываться и будет наблюдаться перелив воды через водосброс, до тех пор пока не будет прикрыт щит водоприемника.

Саморегулирующаяся деривация, схема которой изображена на фиг. 114 имеет как основную особенность горизонтальные бровки на всем протяжении канала. В связи с этим этот тип носит также название деривации с горизонтальными бровками. Благодаря этому сечение канала по длине меняется за счет увеличения глубины.

Данный гидравлический тип деривации подобно всем остальным типам гидроустановок обладает полной автоматичностью в работе, т. е. расходы приспособляются к изменению нагрузки без каких-либо дополнительных воздействий эксплуатационного персонала на щиты в водоприемнике.

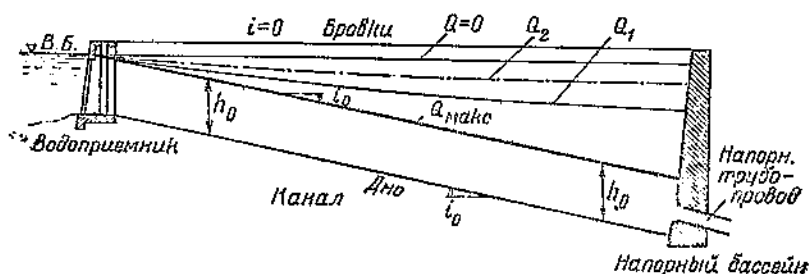
В самом деле, представим себе, что турбины от расхода $Q_{\max}$ переходят (автоматически) на работу с меньшим расходом Q_1 . В этом случае горизонт воды в конце канала поднимается до тех пор, пока не установится кривая подпора, соответствующая расходу Q_1 . При дальнейшем уменьшении расхода

¹ При расходах, меньших чем $Q_{\max}$, падение поверхности воды на протяжении канала меньше, но зато прибавляются потери на щите при входе в деривацию; в результате суммарные потери всегда равны разности отметок верхнего бьефа и рабочего горизонта в напорном бассейне.

го величины $Q_2 < Q_1$ горизонт всегда (в напорном бассейне) поднимается дополнительно, и в канале устанавливается новая кривая подпора, расположенная еще выше.

При каждом уменьшении расхода уменьшаются и скорости воды в деривации и потери напора на трение по длине деривации.

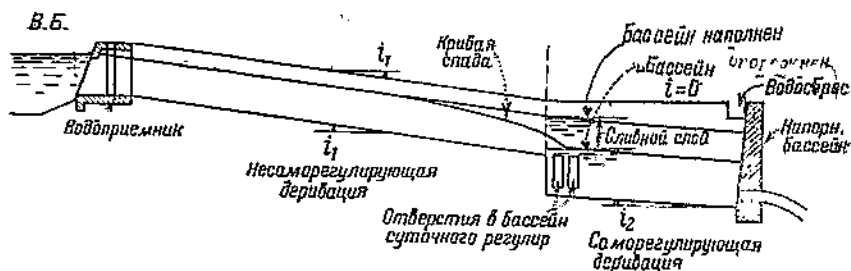
Наконец, при полном закрытии турбин ($Q=0$) в деривации установится статический уровень (горизонтальная прямая) на отметке верхнего бьефа.



Фиг. 114. Гидравлическая схема работы безнапорной деривации при различных расходах, при саморегулирующемся типе с горизонтальными бровками.

Так как горизонтальные бровки несколько подняты по сравнению со статическим уровнем, то с рассматриваемой точки зрения никакого водосброса в конце канала не требуется.

Щит в начале деривации, как видно из изложенного, необходим лишь как ремонтное устройство на случай опорожнения деривации.



Фиг. 115. Гидравлическая схема работы деривации с наклонными бровками при наличии бассейна суточного регулирования.

Необходимо, однако, отметить, что саморегулирующаяся деривация в силу горизонтальности бровок требует увеличенного количества работ по каналу и, следовательно, более дорога. Это удорожание иногда может быть частично компенсировано стоимостью водосброса, необходимого при несаморегулирующейся деривации.

Наличие саморегулирующейся деривации устраивает все неудобства, связанные с работой на переменной нагрузке, которые были указаны выше в отношении несаморегулирующейся деривации, поэтому в тех гидроустановках, которые предназначены для работы в условиях сильно переменной нагрузки, необходимо применение деривации с горизонтальными бровками.

Если длина и уклон деривации велики, то увеличение объема работ вследствие горизонтальности бровок также значительно, поэтому применение на практике саморегулирующегося типа имеет место лишь при незначительных длинах и уклонах деривации.

[illegible]

Фиг. 116. Напорный бассейн в конце саморегулирующегося канала (без водосброса): общий план и детали.

Для приспособления гидроустановки с длинной несаморегулирующейся деривацией к работе на сильно переменном в течение суток режиме необходимо введение в состав сооружений бассейна суточного регулирования (фиг. 115).

Последний располагается по возможности ближе к напорному бассейну; деривация до бассейна суточного регулирования осуществляется по типу с наклонными бровками и работает в течение суток с постоянным расходом. От бассейна суточного регулирования и до напорного бассейна канал устраивается с горизонтальными бровками и работает с расходами, соответствующими изменяющейся в течение суток нагрузке.

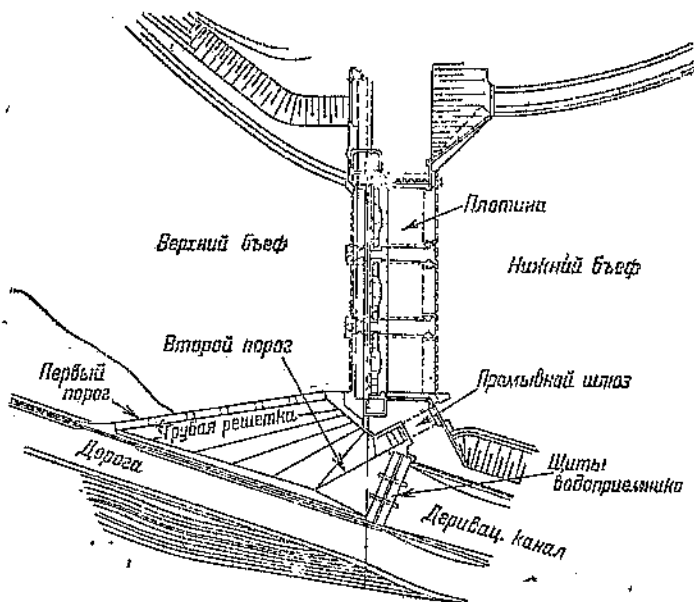
В силу несоответствия расходов в начальной и конечной частях деривации бассейн суточного регулирования периодически в течение суток опорожняется и наполняется.

При саморегулирующейся деривации напорный бассейн может быть осуществлен либо без водосброса, либо с водосбросом, рассчитанным на расход воды, который по условиям бесперебойного снабжения должен подаваться в нижний бьеф даже при неработающей станции.

Пример рациональной конструкции напорного бассейна без водосброса при саморегулирующейся деривации дан на фиг. 116.

34. Борьба с наносами в водоприемнике

Одной из задач водоприемника, как было указано в § 32, является борьба с наносами как донными, так и взвешенными (опасных фракций).



Фиг. 117. Водоприемник с двумя порогами для борьбы с донными наносами, План.

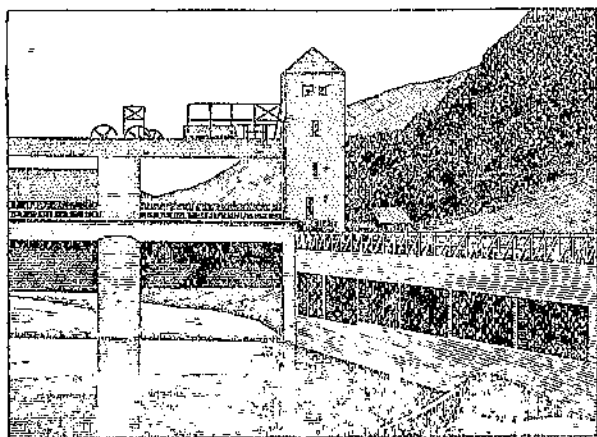
Основной принцип борьбы с донными наносами заключается в том, что входное отверстие водоприемника устраивается на известной высоте над дном реки, т. е. осуществляется так называемый порог.

Донные наносы, передвигающиеся, как известно из § 13, по дну, не могут при таком устройстве попадать в водоприемник и остаются перед порогом. С течением времени пространство перед порогом забивается наносами, и действие порога прекратится, если не будут приняты особые меры. Последние заключаются в так называемом промыве порога, который осуществляется

открытием прилегающего к порогу щита плотины или посредством специального промывного шлюза.

Как показала практика, наибольшая трудность заключается именно в осуществлении промыва порога. Для улучшения промыва порога разработан ряд конструкций водоприемника и промывных устройств. Однако все они имеют в своей основе только что указанный принцип.

В некоторых сооружениях для большей гарантии устраивают в водоприемнике последовательно два порога и соответственно два промывных устройства.



Фиг. 118. Вид первого порога водоприемника, изображенного на фиг. 117 (подпор не осуществлен, снято в период строительства).

Одной из наиболее эффективных конструкций является устройство промывных галерей в самом пороге.

Для промывки порога необходимо затрачивать известный расход воды. Это, однако, не вызывает неудобств, так как промыв порога осуществляется лишь в те периоды года, когда по реке движутся донные наносы, т. е. тогда, когда расходы реки больше, чем может принять гидроустановка.

На фиг. 117 дан план водоприемника, где осуществляется борьба лишь с донными наносами. С целью увеличения надежности в данном сооружении осуществлены два порога.

Первый порог (фиг. 118) промывается правым пролетом плотины. Так как промывной эффект ослабляется с удалением от щита, то порог сделан ступенчатым: высота его над дном реки по мере удаления от створа плотины возрастает. В створе первого порога помещены грубые решетки и забальная балка.

Второй порог (фиг. 119) размещен в створе щитов водоприемника и промывается специальным промывным шлюзом. Дно водоприемника по конструктивным соображениям имеет уклон от первого порога ко второму.

**
**

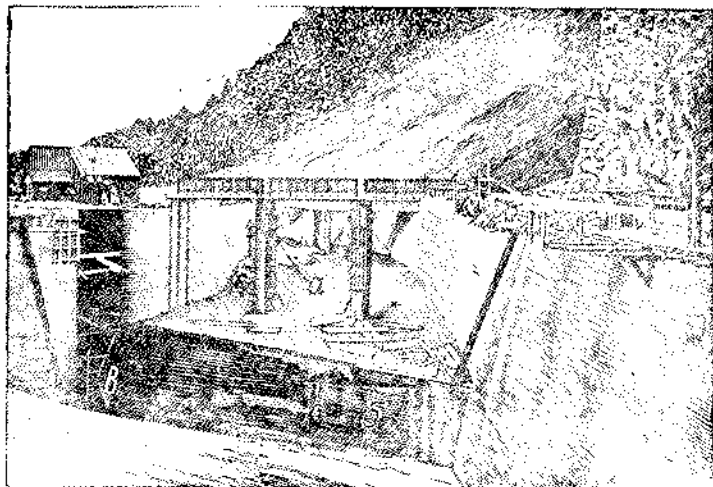
Борьба со взвешенными наносами заключается в отстое их и производится в специальных сооружениях, называемых отстойниками.

Принцип работы отстойника заключается в следующем. Вода, содержащая взвешенные наносы, входит из верхнего бьефа в отстойник и благодаря значительному поперечному сечению последнего имеет в нем малые продольные скорости, обычно в пределах $0,20 \div 0,35$ м/сек.

В соответствии с этим турбулентность потока уменьшается, становятся меньше и вертикальные составляющие скорости (§ 13). В силу этого наносы начинают оседать, описывая в плоскости вертикального продольного разреза по отстойнику некоторую траекторию. Длина отстойника

устанавливается с таким расчетом, чтобы частицы наносов, находящиеся у поверхности воды и имеющие диаметр больший, чем предельно допустимый в данных условиях, успели бы осесть на дно, прежде чем они пройдут всю длину отстойника.

В конце отстойника вода, освободившаяся от наносов, сливается в верхнем слое в канал (деривацию). С течением времени отстойник постепенно уменьшает свою глубину, так как на дне его накапливаются отлагающиеся наносы. В силу этого площадь живого сечения сокращается, а продольные скорости



Фиг. 119. Вид второго порога водоприемника, изображенного на фиг. 117.

a — канал; *b* — порог (второй); *г* — промывной шлюз.

увеличиваются, что ведет к ухудшению отстоя наносов; поэтому периодически отстойник нуждается в очистке от накопившихся наносов. Отстойник для этого выключается из работы, а отложившиеся наносы струей воды смываются и по специальной донной галерее направляются в нижний бьеф.

Обычно отстойник состоит из нескольких параллельных камер, чтобы при очистке части камер не прекращать отстоя наносов и питания деривации.

На фиг. 120 и 121 представлен головной узел и водоприемник сложной конструкции, где осуществляется борьба не только с донными, но и со взвешенными наносами.

Наиболее крупным сооружением в узле, как видно из фиг. 120, является отстойник, состоящий из четырех параллельных камер.

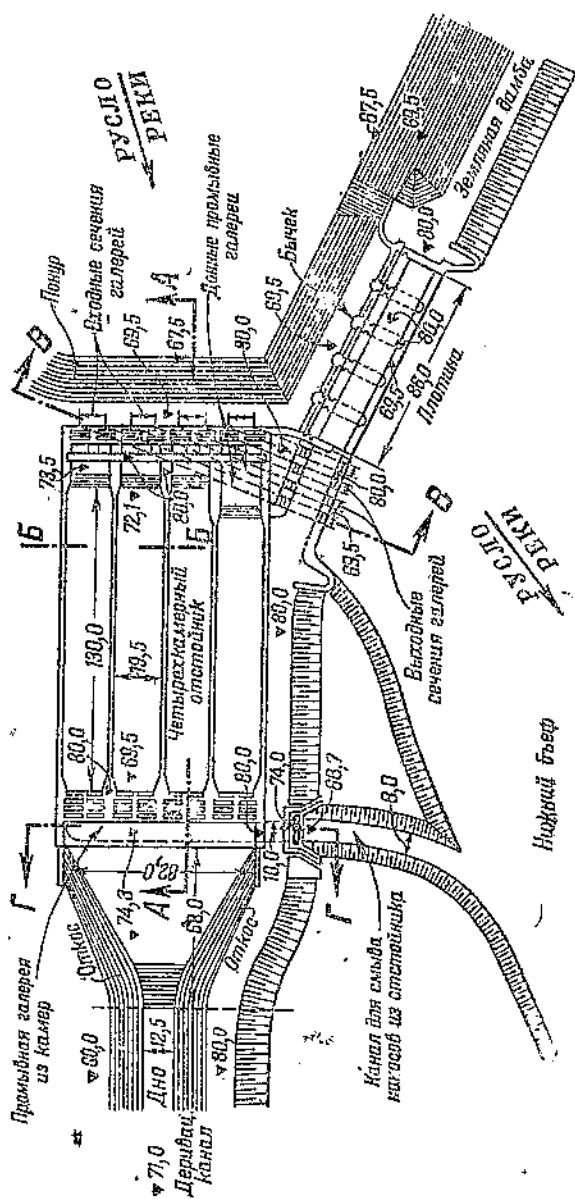
Из разреза ГГ (фиг. 121) видно, насколько поперечное сечение отстойника больше площади живого сечения канала деривации.

Продольная скорость в данном отстойнике составляет $0,4 + 0,5$ м/сек, так как отстойник рассчитан на осаждение взвешенных наносов крупнее 0,5 мм.

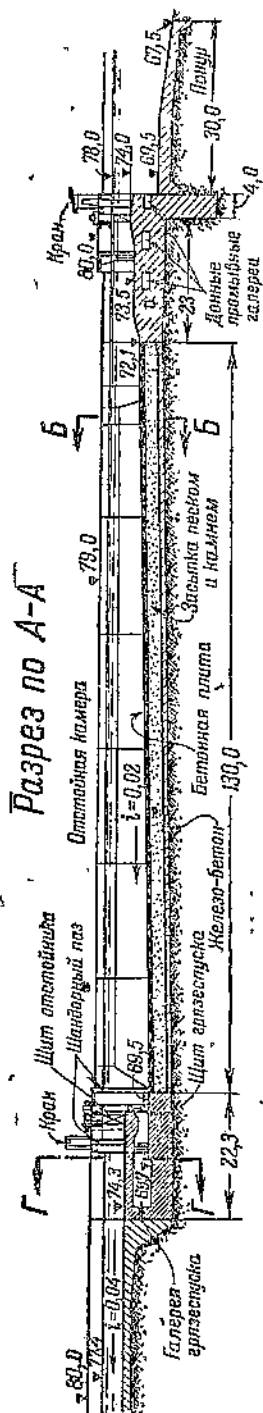
Для выключения той или иной камеры из работы с целью ее промыва в начале и конце отстойника имеются шлюзы.

Для смыва отложившихся наносов из камеры отстойника необходимо выключить ее из работы и открыть нижний шлюз грязеспуска (разрез АА фиг. 121), наносы по донной галерее грязеспуска (разрез ГГ) и далее по специальному каналу попадают в нижний бьеф.

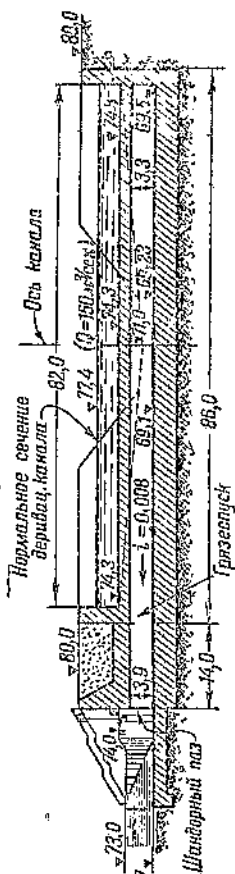
Помимо указанной конструкции отстойника, связанной с периодическим действием, имеются и более сложные конструкции, обеспечивающие непрерывную работу отстойника, так как в них отстой наносов и промыв их в нижний бьеф происходят одновременно (отстойники непрерывного действия системы Дюфура).



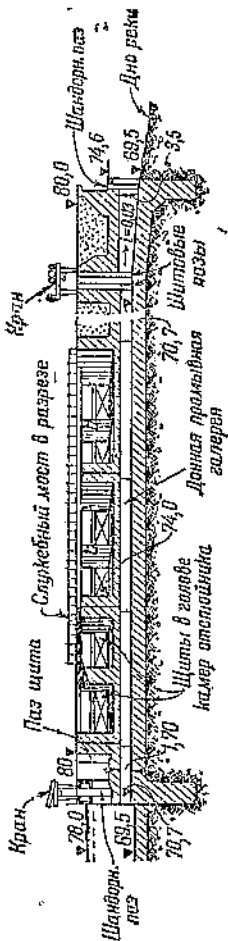
Фиг. 120. Головной узел с водоприемником, осуществляющий борьбу с донными и взвешенными наносами. План.



Разрез по Г-Г



Разрез по В-В



Фиг. 121. Разрезы по водоприемнику, изображенному на фиг. 120.

Помимо отстойников в водоприемнике (фиг. 120 и 121) имеются также устройства для борьбы с донными наносами.

Для улучшения условий промыва в данном водоприемнике принят порог с донными промывными отверстиями и галереями.

Как видно из разрезов *АА* и *ВВ* фиг. 121, в пороге водоприемника заложено четыре отверстия, продолжением которых являются четыре донных промывных галереи, выходящие непосредственно в нижний бьеф за плотиной.

При отложении перед порогом донных наносов можно осуществить их промыв, открыв щиты в конце промывных галерей (разрез *ВВ* фиг. 121).

В заключение необходимо отметить, что борьбу с наносами обычно ведут в тех гидроустановках, в которых плотиной осуществляется сравнительно, незначительный подпор.

Если плотиной создается значительный подпор, то в верхнем бьефе образуется водоем — водохранилище с весьма значительными глубинами. Наносы, влекомые водой, будут оседать в водохранилище, представляющее собой естественный отстойник, и осаждаться в нем. Это отложение наносов будет происходить первоначально в месте выклинивания подпорной кривой, т. е. в начальной части водохранилища. В дальнейшем града наносов будет продвигаться по течению, по дну водохранилища к плотине, постепенно заполняя все большие и большие объемы водохранилища. Очевидно, что смыв наносов в нижний бьеф в таких условиях будет невозможен. Основной мерой «борьбы» с наносами в этом случае будет создание значительного объема водохранилища, с тем чтобы его нижние неиспользуемые слои, называемые мертвым объемом, заиливались бы за период времени, превышающий амортизационный срок службы гидроустановки. За такой период считают обычно срок в 50—70—100 лет.

35. Основы экономического расчета деривации и напорного трубопровода

При назначении параметров водопроводящих сооружений — деривации и напорного трубопровода — заданными являются максимально используемый расход $Q_{\max}$ и протяженность сооружения — его начальная и конечная точки.

Все же остальные параметры должны быть определены на основании соответствующих подсчетов, называемых технико-экономическими расчетами.

Основным при проектировании водопроводящих сооружений является стремление получить возможно меньшие потери на трение, с тем чтобы при имеющемся напоре брутто используемый напор нетто был больше. Этому, однако, противостоит требование максимального уменьшения стоимости водопроводящих сооружений.

Разберем основные положения технико-экономического расчета на примере деривационного канала. Пусть (фиг. 122) задана определенная протяженность деривации от водоприемника до напорного бассейна L и пропускаемый расход $Q_{\max}$.

Если запроектировать канал в первом варианте с малым уклоном i_1 , то потери напора на протяжении канала Δh_1 будут малы и используемый напор нетто $H_{н1}$ будет отослательно велик.

Так как скорость v согласно формуле (61) определяется уклоном¹, то соответствующая этому варианту скорость течения воды в канале v_1 будет мала и для пропуска расхода $Q_{\max}$ потребуется значительное сечение $\omega_1 = \frac{Q_{\max}}{v_1}$.

Если перейти к второму варианту канала с уклоном $i_2 > i_1$, то потеря напора Δh_2 будет больше Δh_1 и используемый напор нетто уменьшится: $H_{н2} < H_{н1}$.

Зато по формуле (61) скорость v_2 будет больше и канал потребует меньшего поперечного сечения $\omega_2 = \frac{Q_{\max}}{v_2}$.

¹ В данном случае уклоном свободной поверхности, равным уклону дна (равномерный режим).

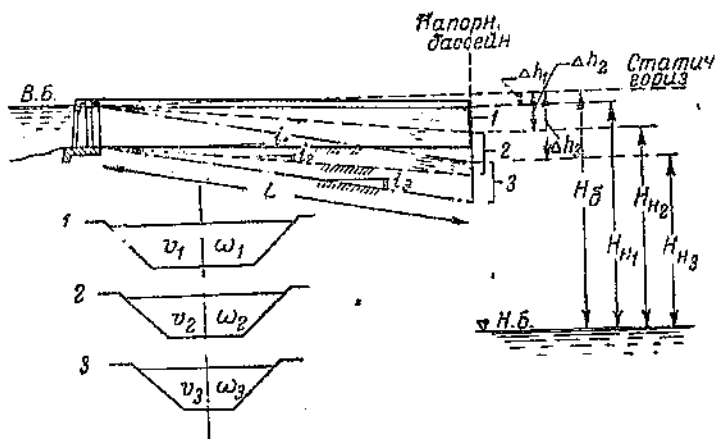
Если еще увеличить уклон, доведя его до i_2 , то потребное сечение канала еще уменьшится, а потери напора возрастут: $\Delta h_2 > \Delta h_1$.

Так как при увеличении сечения канала возрастает объем работ по нему, то, переходя от варианта третьего ко второму и первому, мы будем иметь последовательно увеличение стоимости. Вместе с тем каждому варианту соответствует своя потеря напора, что равносильно определенной недовыработке энергии. Действительно, если мы теряем напор на трение Δh , то при расходе Q у нас теряется мощность [см. формулу (5)]:

$$N_n = 9,81 \cdot Q \cdot \Delta h \cdot \eta_m \cdot \eta_g$$

что соответствует определенной потерянной годовой выработке.

Так как каждый киловаттчас имеет известную ценность, то определенное количество киловаттчасов, потерянных за год, представляет собой какой-то ежегодный материальный убыток, выражающийся в рублях.



Фиг. 122. Зависимость напора нетто H_n и поперечного сечения ω от уклона канала i при заданном расходе $Q_{\max}$ для безнапорной деривации (схема к экономическому расчету).

Как будет видно на нижеследующего (гл. VI), от капитальной стоимости сооружений ежегодно стчисляется определенный процент на амортизацию, что также представляет собой ежегодные издержки по гидроустановке.

Таким образом увеличение капитальной стоимости деривации при переходе от варианта третьего ко второму и первому соответственно увеличат ежегодные издержки указанного вида по гидроустановке.

Итак, при любом варианте канала мы имеем два вида ежегодных издержек или убытков: 1) издержки, составляющие определенный амортизационный процент от стоимости сооружений, и 2) убытки (издержки), соответствующие стоимости потерянной (из-за трения) за год энергии.

При переходе от варианта третьего ко второму и первому первый вид ежегодных издержек возрастает, но зато второй вид убытков падает.

Данное положение иллюстрировано на фиг. 123, где нанесены кривые зависимости указанных двух видов издержек от величины сечения канала. Очевидно, что наимыгоднейшим вариантом канала будет тот, для которого сумма указанных убытков будет минимальной. Соответствующее сечение канала ω будет называться экономическим сечением $\omega_{\text{эк}}$.

Для нахождения $\omega_{\text{эк}}$ надо просуммировать ординаты кривых aa и bb ; в результате получаем кривую суммарных ежегодных издержек aa (фиг. 123). Минимум этой кривой $I_{\text{мин}}$ определяет собой экономически наимыгоднейшее сечение $\omega_{\text{эк}}$. По полученному значению $\omega_{\text{эк}}$ и заданному расходу $Q_{\max}$ определяем соответствующую экономическую скорость

$v_{вк} = \frac{Q_{мкс}}{\omega_{вк}}$, а по ней по формуле (61) необходимый уклон, который также может быть назван экономическим уклоном.

В соответствии со сказанным производится определение экономического сечения и для всех остальных типов водоводов: тоннелей, деревянных и металлических труб и т.д. В каждом отдельном случае расчет должен быть приспособлен к специфическим особенностям трассы и конструкции водовода, что вносит те или иные дополнения и усложнения.

В тех случаях, когда и стоимость потерянной энергии и стоимость самого водовода могут быть выражены аналитически как функции сечения ω , возможно аналитическое нахождение минимума $I_{мин}$ и экономического сечения $\omega_{вк}$.

Особо удобно произвести аналитическое нахождение $\omega_{вк}$ (или $D_{вк}$) для металлического напорного трубопровода (если не учитывать стоимости выемки и опор); в связи с этим широким распространением в проектной практике пользуется соответствующая формула, определяющая экономический диаметр трубопровода в зависимости от ряда факторов.

Необходимо отметить, что величину $\omega_{вк}$, полученную на основании экономического расчета, можно свободно несколько округлить или изменить, так как в области минимума кривая суммарных потерь имеет весьма пологий характер.

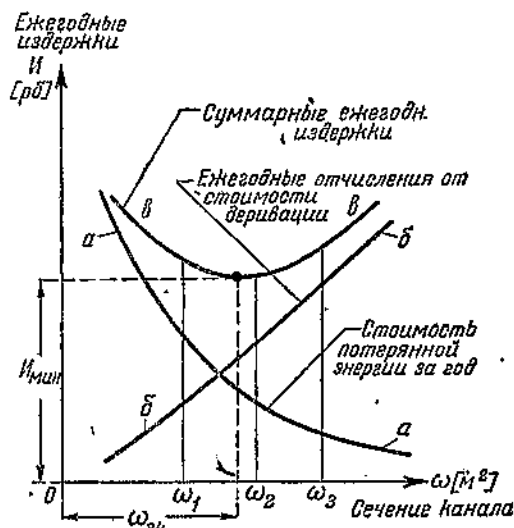
Для определения убытка от потерянной энергии при трактуемом расчете надо брать не стоимость энергии на проектируемой гидроустановке, а стоимость заменяющей энергии, т. е. стоимость энергии той электростанции, выработка которой может пополнить дефицит энергии в системе.

При значительной стоимости заменяющей энергии кривая aa фиг. 123 будет поднята выше, в связи с чем минимум суммы издержек $I_{мин}$ передвинется вправо, давая большее значение экономического сечения $\omega_{вк}$.

Наоборот, при увеличенных ценах на материалы или при относительно дорогой конструкции водовода (например, тоннель в слабой породе) вверх поднимается кривая bb . В связи с этим минимум передвинется влево и в результате наиболее экономическим окажется несколько меньшее сечение.

Практика соответствующих расчетов показывает, что для отдельных групп водоводов величины экономических скоростей лежат в определенных пределах.

Так, например, для открытых каналов с бетонной облицовкой $v_{вк} = 1,6 \div 2,2$ м/сек, для тоннелей $v_{вк} = 2,5 \div 4,0$ м/сек, для деревянных трубопроводов от 2,0 до 3,0 м/сек и, наконец, для металлических напорных трубопроводов, являющихся самыми дорогими, $v_{вк} = 3,5 \div 5$ м/сек.



Фиг. 123. Зависимость ежегодных издержек от величины сечения канала (схема к экономическому расчету).

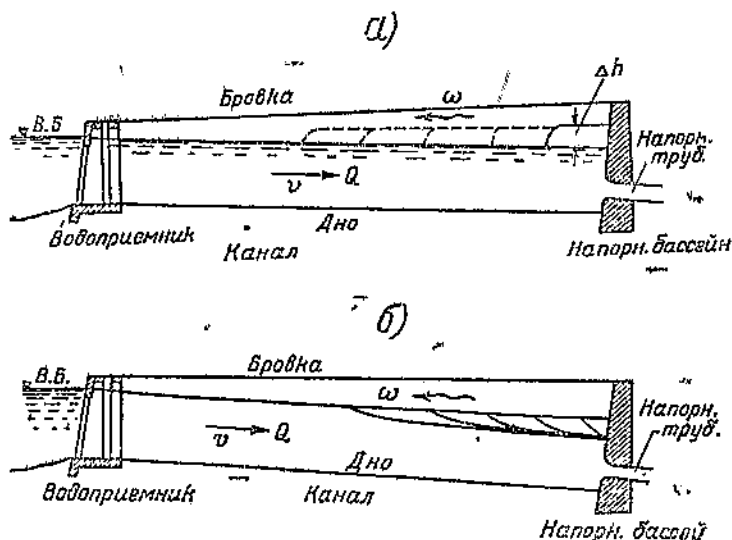
36. Неустановившийся режим в гидроустановке с безнапорной деривацией

Неустановившийся режим в гидроустановке рассматриваемого типа проявляется в двух сооружениях (помимо турбин): деривационном канале и напорном трубопроводе.

Явления в напорном трубопроводе (гидравлический удар) совершенно аналогичны описанным в § 31; в данном случае роль верхнего бьефа будет играть объем воды в напорном бассейне.

Так как в напорном бассейне имеется свободный уровень воды (с атмосферным давлением), то и в данном случае в начале напорного трубопровода будут иметь место условия полного обратного отражения волны удара с обратным знаком.

Однако величина гидравлического удара в большинстве установок описываемого типа получается более значительной, чем в приплотненных гидроустановках. Причина этого лежит в том, что в первых длина напорного трубопро-



Фиг. 124. Неустановившийся режим в безнапорной деривации.
а — сброс нагрузки; б — включение мощности.

вода, как уже было отмечено в начале § 32, в силу условий рельефа обычно получается большей.

Неустановившийся режим в деривации (канале) связан с внезапным изменением расхода из конца канала (в напорном трубопроводе) по сравнению с расходом, поступающим в начало канала.

Проявление неустановившегося режима в канале в основном аналогично упомянутому в § 27 неустановившемуся режиму в речных бьефах: характер обоих явлений одинаков, что же касается количественной стороны явления, то последняя значительно выражена в каналах. Рассмотрим проявление неустановившегося режима в деривационном открытом канале.

В случае внезапного сброса нагрузки (фиг. 124, а) забор из конца канала уменьшается, между тем как в начальную часть канала продолжает поступать прежний расход. В силу этого в канале образуется волна повышения, имеющая в основном форму прямоугольника, продвигающаяся со скоростью ω против течения воды в канале.

Приведем некоторые упрощенные формулы, определяющие основные величины.

Скорость распространения волны ω в первом приближении может быть определена по следующей формуле:

$$\omega = \sqrt{gH} \text{ м/сек.} \quad (68)$$

где g — ускорение силы тяжести, а H — глубина воды в м. Таким образом скорость ω зависит главным образом от глубины воды в канале и тем больше, чем больше глубина. Для каналов гидроустановок ω составляет от 4 до

9 м/сек. Волна повышения, передвигаясь вверх по течению, несколько изменяет свою форму и высоту.

Высота волны (первоначальная) в первом приближении может быть определена следующей зависимостью:

$$\Delta h = \frac{Q_k - Q_k}{\omega b} \cdot m, \quad (69)$$

где Q_k и Q_k — расходы воды до сброса нагрузки и после него; ω — скорость распространения волны, определяемая формулой (68), и b — ширина зеркала воды в канале.

После подхода волны к водоприемнику условия входа воды в деривацию изменяются и в деривацию поступает уменьшенный расход; у водоприемника происходит так называемое отражение волны. В результате перемещения ряда волн по каналу, сопровождающихся увеличением его наполнения, явление постепенно переходит к новому установившемуся режиму.

Случай внезапного включения нагрузки изображен на фиг. 124, б. В данном случае происходит резкое увеличение забора воды в напорный трубопровод. Вследствие этого получается так называемая волна излива — понижение, имеющее профиль, приближающийся к треугольнику, передвигающееся со скоростью ω вверх по течению.

Скорость ω в первом приближении определяется формулой (68). Первоначальная высота отрицательной волны Δh в первом приближении может быть определена по следующей формуле:

$$\Delta h = 2 \frac{Q_k - Q_k}{\omega b}. \quad (70)$$

Здесь Q_k и Q_k — расходы после включения мощности и до него.

После подхода отрицательной волны к водоприемнику условия поступления воды в канал изменяются: расход увеличивается, происходит отражение волны.

Переход к новому установившемуся режиму сопровождается проходом по каналу ряда прямых и отраженных волн, вызывающих в общем уменьшение наполнения канала.

Описанное явление положительной волны важно с точки зрения придания бровкам канала надлежащего запаса по высоте над горизонтом воды установившегося режима.

На волну понижения должна быть сделана проверка при определении отметки заложения оголовков напорного трубопровода.

**
*

Работа турбин при неустановившемся режиме в данном типе гидроустановок в некоторых случаях может встретить особые затруднения.

В самом деле, при напорном трубопроводе значительной длины для удержания величин гидравлического удара в надлежащей норме [как видно из формулы (65)] требуется увеличение времени закрытия турбины T_z .

Из § 31 и фиг. 103 видно, что указанное обстоятельство приведет к увеличению избытка работы и, следовательно, к большему повышению числа оборотов. С точки зрения одного лишь последнего обстоятельства лучшие результаты были бы получены при некотором уменьшении величины T_z . Таким образом в отношении величины T_z имеются противоречивые требования.

Для того чтобы в случае значительного расхождения удовлетворить обоим условиям, т. е. иметь небольшую величину гидравлического удара и вместе с тем допустимое повышение числа оборотов, турбины снабжаются так называемым холостым спуском.

Последний представляет собой по существу предохранительный клапан, устанавливаемый на спиральной камере турбины.

При открытии холостого спуска вода пропускается во всасывающую трубу, минуя рабочее колесо турбины.

Клапан холостого спуска связан механически с направляющим аппаратом турбины. При закрытии направляющего аппарата клапан холостого спуска открывается и вода, вместо того чтобы поступать в турбину, выходит во всасывающую трубу.

При наличии холостого спуска время закрытия турбины T_z назначается малым, в соответствии с ограничениями, поставленными допускаемым повышением числа оборотов.

В течение времени T_z в напорном трубопроводе гидравлического удара не наблюдается, так как общий расход воды в конце трубопровода не изменяется¹. Таким образом неблагоприятное влияние удара на избыток работы, получаемый турбиной, устраняется и последний определяется в основном величиной T_z .

После полного закрытия турбины для предотвращения излишней потери воды холостой спуск закрывается. Продолжительность этого закрытия определяется исключительно гидравлическим ударом (так как турбина выключена из работы) и может быть увеличена до любой требуемой величины.

Необходимо упомянуть, что в турбинах Пельтона роль холостого спуска играют отклонители струй, видные на фиг. 60.

Холостые спуски турбин Френсиса показаны на фиг. 109 и 111. В последнем случае на каждой турбине имеются два холостых спуска, каждый из которых пропускает половину максимального расхода турбины.

При явлениях включения нагрузки холостой спуск, естественно, не может улучшить положение. Однако, как было показано в § 24, при включении мощности берутся менее значительные изменения нагрузки, чем при сбросе.

В том случае, если и явления включения мощности дают слишком большое понижение числа оборотов, недопустимое с точки зрения работы генератора, приходится идти на другое мероприятие — увеличение веса генератора, т. е. увеличение его махового момента.

Если генератор будет иметь большой маховой момент (момент инерции вращения массы вокруг оси), то при недостатке работы, получающемся при включении нагрузки, понижение числа оборотов будет меньше, чем при малом маховом моменте генератора.

Увеличение махового момента может быть достигнуто либо утяжелением ротора генератора, либо путем насадки на ось генератора специального маховика.

Д. Гидроустановки с напорной деривацией

37. Состав сооружений, их назначение и общая компоновка

Применение гидроустановок с напорной деривацией, вообще говоря, приурочено к тем же местным условиям, в которых применяются и гидроустановки с безнапорной деривацией, т. е. к горным районам, где реки имеют значительные уклоны.

Однако имеется одно специфическое условие, предопределяющее необходимость устройства именно напорной деривации. Это условие заключается в перемещении горизонтов воды в верхнем бьефе. Весьма часто в горных условиях при помощи плотины можно создать достаточно емкое водохранилище, объем которого можно использовать для целей регулирования речного стока².

В этом случае водохранилище можно периодически опорожнять и наполнять, т. е. горизонт верхнего бьефа в течение года будет колебаться в пределах сливного слоя водохранилища.

Если согласно принятой компоновке гидроустановки из верхнего бьефа необходимо отвести деривацию, то применение безнапорной деривации встретит ряд затруднений.

Действительно, как видно из фиг. 125, для возможности забора воды из водохранилища при минимальном уровне верхнего бьефа деривационный канал

¹ В действительности все же наблюдается некоторый гидравлический удар, вызываемый несинхронностью открытия клапана и закрытия турбины. Его величина обычно не превосходит 15—20% от статического напора.

² Регулирование освещается в гл. V.

нужно расположить применительно к низкому горизонту воды в водохранилище.

При высоких же горизонтах в верхнем бьефе необходимо будет выпускать воду в канал в нужном количестве из-под щита аналогично забору воды в безнапорную саморегулирующуюся деривацию¹.

Помимо весьма сложной конструкции водоприемника такое устройство по-влекло бы за собой потерю напора в размере h_n (фиг. 125) и отсутствие автоматичности в гидравлической работе гидроустановки.

Применение же в данных условиях напорной деривации позволяет избежать все указанные неудобства: необходимо лишь заложить водоприемник ниже минимального горизонта воды в водохранилище. При любом положении уровня воды пьезометрическая линия напора в деривации (аналогично фиг. 99) начнется от соответствующего горизонта водохранилища. Потери напора при входе h_n не имеют места, и условия автоматической работы гидроустановки сохраняются полностью.

Таким образом в условиях значительной переменности уровней в верхнем бьефе единственно рациональным типом деривации является напорная деривация.

Помимо этого в некоторых случаях, даже при более или менее постоянной отметке в верхнем бьефе, местные условия рельефа по трассе деривации все же могут вызвать применение напорной деривации.

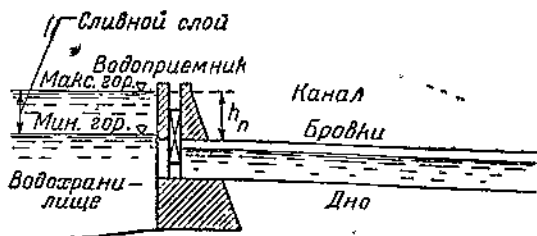
Как видно из фиг. 113, 114 и 115, дно безнапорной деривации должно быть заложено строго по определенному уклону. При сильно пересеченной местности такое условие либо ведет к значительному объему работ на единицу длины деривации и требует весьма большого числа искусственных сооружений (при переходе канала через луга, овраги, понижения), либо приводит к необходимости значительного удлинения канала вследствие отклонения от прямолинейной трассы в плане.

Оба указанных обстоятельства могут повести к столь значительному увеличению стоимости безнапорной деривации, что более экономичным станет применение напорного типа. Так как напорная деривация представляет собой трубопровод той или иной конструкции, рассчитанный на работу под внутренним напором, стремящимся разорвать стенки трубопровода, то единственным необходимым условием проведения напорной деривации в профиле (в плане) является обеспечение в ней напора при всех условиях работы гидроустановки. Это условие будет выполнено в том случае, если трубопровод будет заложен под наименьшим возможным положением пьезометрической линии.

Таким образом при проведении напорной деривации по сильно пересеченной местности вполне допустимым является понижение оси трубы (в случае пересечения понижения местности) или ее поднятие (но не выше пьезометрической линии), если необходимо пересечь возвышенность. Вообще говоря напорная деривация может быть проведена в профиле по ломаной линии без сохранения на всем протяжении вполне определенного уклона.

Кроме того трубопровод допускает большие изломы оси в плане и сопряжения с меньшими радиусами закругления. Помимо указанных обстоятельств напорная деривация имеет ряд преимуществ по сравнению с безнапорной еще с двух точек зрения.

Во-первых, напорная деривация, будучи закрытой, в меньшей мере страдает от суровых зимних условий: образование шуги в ней исключается совершенно;



Фиг. 125. Сопряжение безнапорной деривации с водохранилищем при переменных горизонтах в последнем (схема).

¹ Применение саморегулирующейся деривации в данном случае потребовало бы расположения дна канала применительно к минимальному горизонту, а бровок — к максимальному горизонту. При значительной высоте сливного слоя такое требование было бы экономически невыполнимо.

точно так же напорная деривация не страдает и от поверхностного льда, который (при надлежащем отоплении) в ней образоваться не может.

Во-вторых, проведение безнапорной открытой деривации, несмотря на наличие облицовки канала, все же ведет к некоторым потерям воды на фильтрацию в грунт. Очень часто указанные потери опасны не с точки зрения утраты определенного количества воды, а с точки зрения изменения гидрогеологических условий склона, на косогоре которого проводится канал. Ввиду этого склона, который в естественных условиях (до проведения канала) был вполне устойчив, после проведения канала может «насытиться» фильтрационной водой и дать подвижки¹.

Напорная деривация, будучи непроницаемой, не оказывает на грунт описанного неблагоприятного влияния.

С точки зрения схемы концентрации напора гидроустановка с напорной деривацией относится либо к чисто деривационной схеме (если подпор плотинный мал по сравнению с общим используемым напором), либо к смешанной схеме, если имеет место обратная картина.

Перечислим состав сооружений гидроустановки и установим их назначения.

Обязательным сооружением в данном случае является плотина, так как даже при отсутствии какой-либо сработки верхнего бьефа для возможности заложения водоприемника под уровнем необходим известный подпор. При значительном подпоре и создании емкого водохранилища часто применяют глухие плотины той или иной конструкции, при которых функции сброса паводков выполняют специально сооружаемые в головном узле водосбросы.

Водоприемник, обязательно закладываемый под наименьшим уровнем, может быть устроен либо в теле плотины, либо на склоне в виде оголовка тоннеля. В первом случае конструкция водоприемника аналогична показанной на фиг. 94 и 95.

К водоприемникам предъявляются те же требования, которые выполняются водоприемниками приплотинных гидроустановок, поэтому все сказанное в § 28 относительно щитов, решеток и воздушной трубы остается в силе и для водоприемников разбираемого типа гидроустановок.

Перечисленные сооружения составляют головной узел сооружений гидроустановки.

Деривация напорной гидроустановки может быть осуществлена либо в виде деревянной или железобетонной трубы, проложенной на поверхности земли, либо в виде напорного тоннеля, прорезающего возвышенности рельефа. Сечение напорного тоннеля обычно принимается круглым, так как облицовка в этом случае лучше сопротивляется внутреннему напору.

Во многих случаях, когда скала не является достаточно прочной, все внутреннее давление (или его большая часть) должно восприниматься облицовкой, которая работает на растяжение. Если в породе, в которой проведен тоннель, имеет место «горное давление», то помимо указанного расчета облицовка должна быть рассчитана еще и на сдвигание вертикальными силами.

Указанные обстоятельства приводят к тому, что облицовка напорного тоннеля осуществляется не из бетона (плохо работающего на изгиб и растяжение), а из железобетона, причем количество арматуры определяется растягивающими усилиями, т. е. в основном внутренним напором в тоннеле.

В силу сказанного стоимость напорного тоннеля при одинаковых геологических условиях всегда выше стоимости безнапорного.

В данном типе гидроустановок деривация не переходит в напорный трубопровод непосредственно, а заканчивается специальным сооружением — уравнительным резервуаром, являющимся границей между деривацией и напорным трубопроводом.

Введение уравнительного резервуара обусловливается исключительно явлениями неустановившегося режима. В самом деле, при отсутствии уравнительного резервуара все протяжение водовода от водоприемника и до машинного

¹ Подобный случай, имевший своим последствием серьезную аварию, произошел на гидроустановке, представленной на фиг. 104 и 105.

Скоре же после выхода гидростанции в эксплуатацию канал на участке, проведенном на косогоре, был подмыт и левая подпорная стенка — борт канала опрокинулась.

здания являлось бы «напорным трубопроводом» и в нем при сбросах и включениях нагрузки развивались бы явления гидравлического удара.

В силу большой длины «трубопровода» время добегания t_r было бы весьма большим и, возможно, превышало бы время закрытия турбины T_s . В этом случае, как известно из § 30, в трубопроводе возникал бы предельный удар [формула (54)], который поставил бы весьма тяжелые условия для расчета прочности. Даже если бы $t_r < T_s$, то все же вследствие большой длины L , как видно из формулы (65), величина удара была бы весьма значительной.

Введением холостых спусков при турбинах можно было бы, как указано в § 36, компенсировать нежелательные явления, вызываемые сбросом нагрузки, но все последствия от включения мощности остались бы в силе.

На практике предельной длиной напорного трубопровода считают длину, примерно равную четырем-пяти напорам. Так как при деривационных гидроустановках длина деривации превышает пять напоров, то необходимо устройство специального сооружения, ограничивающего распространение гидравлического удара путем обратного отражения волны с переменной знака.

Для этого, как известно из § 30, необходимо создание резервуара со свободной поверхностью воды, находящейся под атмосферным давлением.

Таким сооружением и является так называемый уравнильный резервуар. Он представляет собой открытый сверху, сильно вытянутый в вертикальном направлении резервуар с основанием, соответствующим отметке деривации, и с высотой, несколько превышающей максимальный статический уровень в верхнем бьефе. От нижней части уравнильного резервуара и начинается, собственно говоря, напорный трубопровод.

При осуществлении деривации путем проложения тоннеля уравнильный резервуар размещается в скальной выемке в виде шахты. В этом случае начальный участок напорного трубопровода также получается в виде тоннеля (фиг. 127).

Если деривация заканчивается участком трубопровода, проведенным по поверхности земли, то уравнильный резервуар возвышается над поверхностью земли в виде башни; в этом случае и начальная часть напорного трубопровода прокладывается по поверхности склона.

При установившемся режиме уравнильный резервуар не оказывает никакого влияния на гидравлическую работу гидроустановки, являясь как бы пьезометром больших размеров (так как уровень воды в резервуаре будет стоять на отметке, соответствующей пьезометрической линии).

Уравнильный резервуар относится к станционному узлу сооружений гидроустановки, куда входят также напорный трубопровод, машинное здание и отводящий канал. Эти последние сооружения выполняют задачи, совершенно аналогичные описанным при разборе гидроустановок с безнапорной деривацией (§ 32), и по своей конструкции не отличается от разобранного выше.

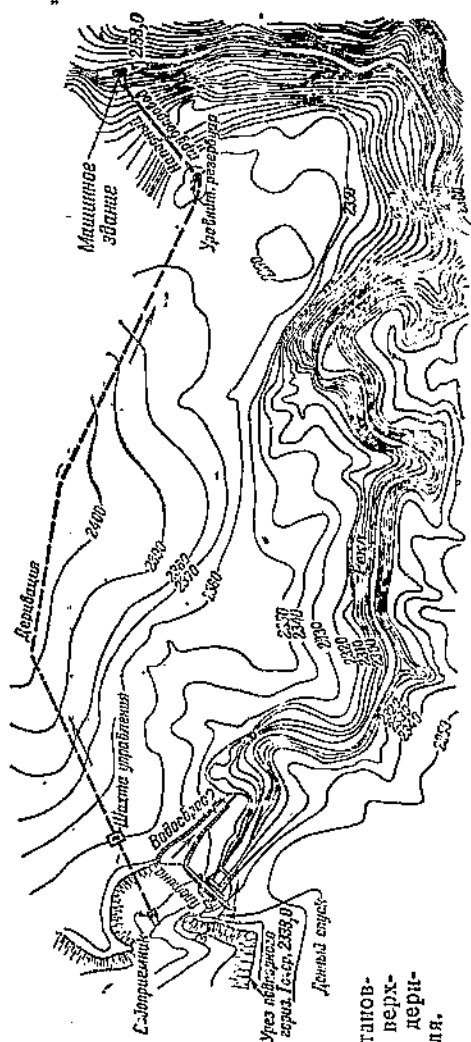
Необходимо лишь отметить, что в случае наличия нескольких ниток напорного трубопровода разветвление делается обычно после уравнильного резервуара (с тем чтобы не делать нескольких резервуаров). В своей начальной части каждая нитка напорного трубопровода должна быть снабжена затворами (для возможности опорожнения отдельной нитки).

В случае проведения начальной части трубопровода в тоннеле затворы (обычно типа дроссельных — по фиг. 116) ставятся при выходе тоннеля на поверхность (фиг. 137).

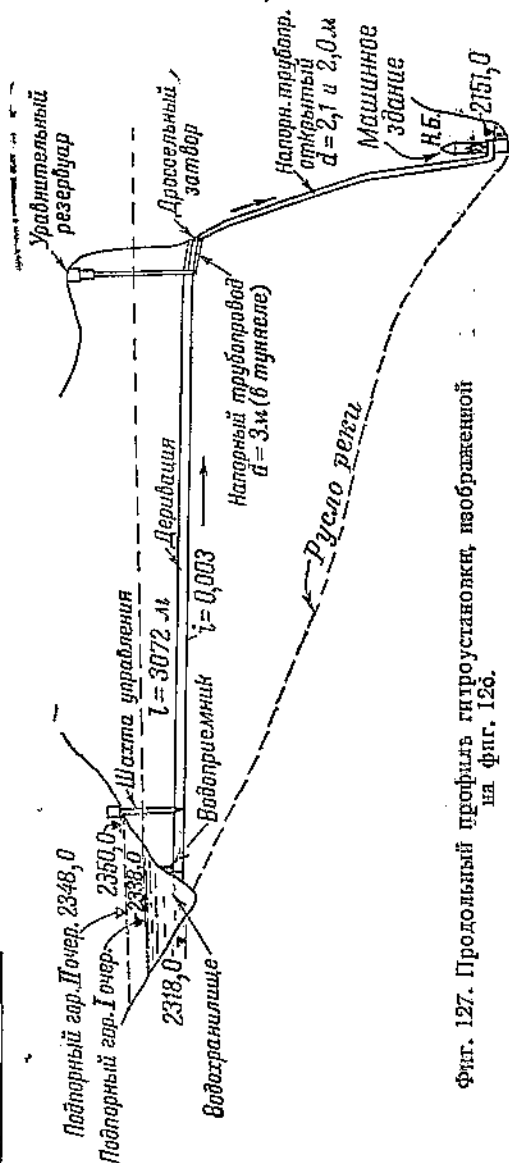
В качестве первого примера разберем гидроустановку с емким водохранилищем в верхнем бьефе и тоннельной напорной деривацией (фиг. 126 и 127).

Гидроустановка использует напор, сконцентрированный проведенной по правому берегу деривацией, спрямляющей излучину реки. Из общего напора брутто в 187 м за счет подпора плотины получено около 30 м. Таким образом данную гидроустановку можно отнести к смешанному типу по концентрации напора.

Плотина гидроустановки расположена в точке значительного перелома профиля реки. Выше створа плотины река имеет крайне незначительный уклон, ниже — весьма сильный. Ввиду этого сравнительно небольшим подпором, т. е. плотинной незначительной высоты, удалось получить весьма емкое водохранилище, значительно повышающее эффективность гидроустановки.

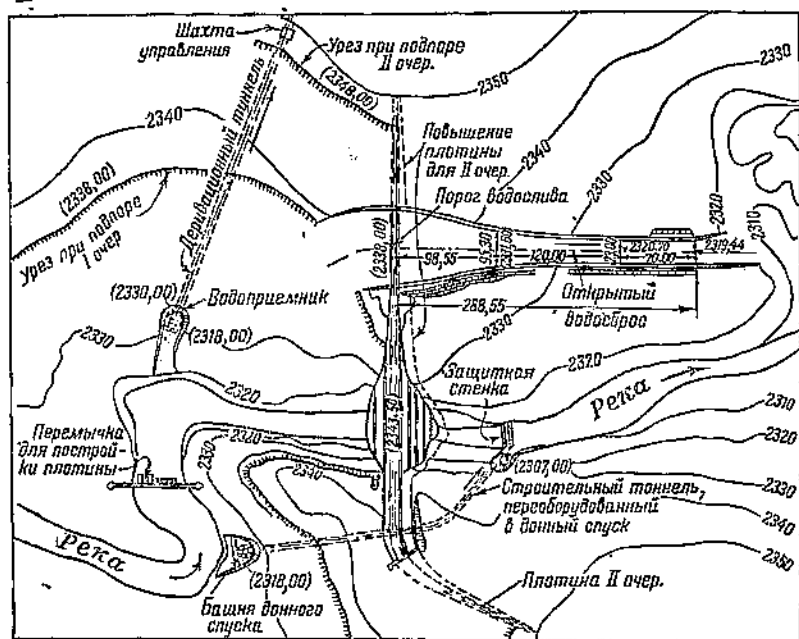


Фиг. 126. Схема гидроустановки с водохранилищем в верхнем бьефе и напорной деривацией в виде тоннеля.
Общий план.



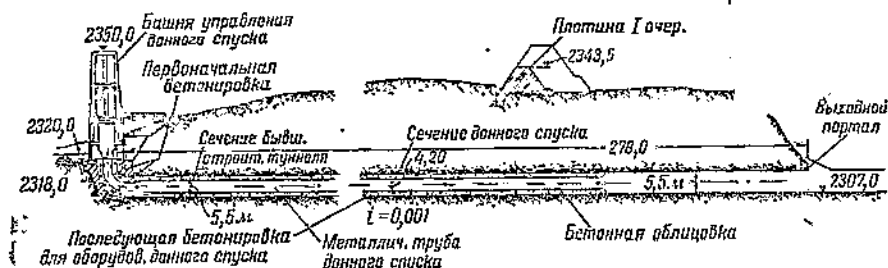
Фиг. 127. Продольный профиль гидроустановки, изображенной на фиг. 126.

Плотина — глухая, из каменной кладки насухо; водонепроницаемость достигается железобетонным экраном с асфальтовой прокладкой. Как видно из фиг. 127 и 130, плотина строится в две очереди; при окончательном развитии будет использован сливной слой высотой в 18 м.



Фиг. 128. План головного узла сооружений гидроустановки, изображенной на фиг. 126.

В силу этого единственно применимым типом деривации явился напорный. Как видно из фиг. 128, водоприемник заложен недалеко от плотины на скальном склоне. Все требования к водоприемнику в данном случае соблюдены: имеются основные затворы, решетки, шандорные пазы и воздушная труба. Так



Фиг. 129. Разрез по донному спуску гидроустановки, изображенной на фиг. 126.

как основные затворы размещены в тоннеле, то для обслуживания их сооружена специальная шахта; в силу последнего обстоятельства такие водоприемники называются шахтными (фиг. 131, б).

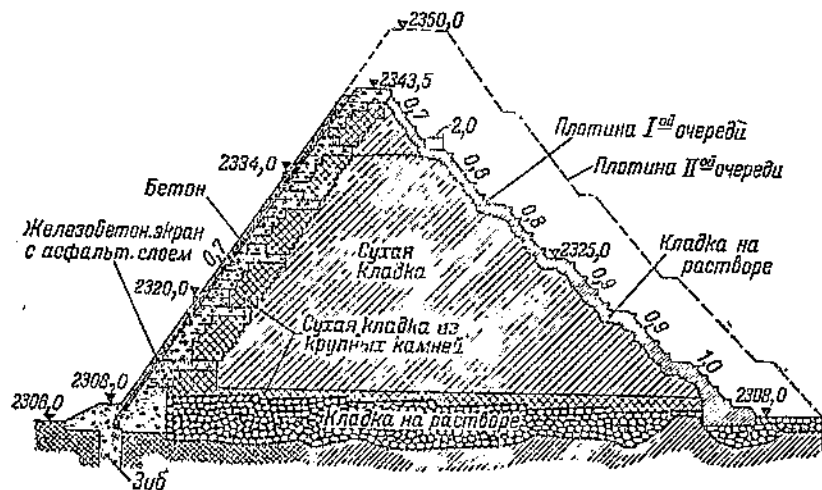
Закладка шандор в начале водоприемника может быть осуществлена лишь при спущенном водохранилище (фиг. 131, а).

Так как принятый тип плотины не допускает перелива воды, для сброса паводков имеется специальный открытый водосброс, расположенный на левом берегу (фиг. 128).

Вся деривация осуществлена по рельефным условиям в виде тоннеля.

Напорный тоннель имеет внутренний диаметр 4,2 м и круглое поперечное сечение. В зависимости от качества скалы он имеет облицовку различного типа: от бетонной, толщиной 40 см до железобетонной в 60 см.

Деривация заканчивается уравнивательным резервуаром, расположенным в скальном массиве. Начальная часть напорного трубопровода (до помещения затворов) также проложена в тоннеле.



Фиг. 130. Поперечный разрез плотины гидроустановки, изображенной на фиг. 126.

Первая очередь станции оборудована двумя турбинами Френсиса по 25 000 л.с., пропускающими по 16 м³/сек; при полном развитии гидроустановки плотина будет надстроена, а в машинном здании установлены еще две турбины.

Для строительства плотины на правом берегу был пробит строительный тоннель, через который при подпоре от перемычки пропускались расходы реки.

После окончания работ по головному узлу строительный тоннель был переоборудован в донный спуск (фиг. 129).

В качестве второго примера рассмотрим схему гидроустановки с деривацией в виде деревянной трубы (фиг. 132 и 133).

В данном случае емкого водохранилища в верхнем бьефе не предусмотрено: регулирование стока предполагается вести в вышерасположенном створе, не связанном с гидроустановкой.

В связи с незначительным слитым слоем основными мотивами применения напорной деривации явились: желание обеспечить автоматичность гидравлической работы гидроустановки¹ и весьма тяжелые условия рельефа, видимые из фиг. 132.

Основная часть деривации намечена в виде деревянной трубы, проложенной по поверхности земли (в небольшой выемке).

В местах пересечения с возвышенностями предусмотрены напорные тоннели.

Поперечное сечение напорного тоннеля дано на фиг. 133.

Деревянная труба (фиг. 134) состоит из отдельных досок-клепок (изготов-

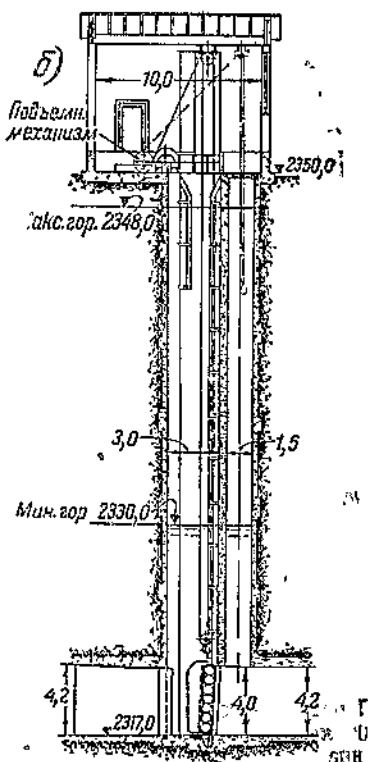
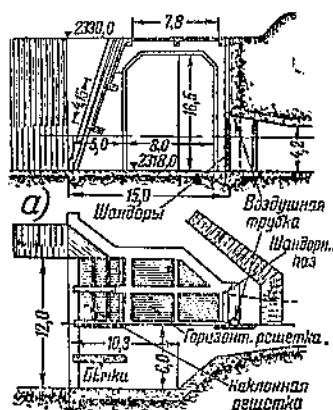
¹ Применение саморегулирующейся безнапорной деривации было невозможно в силу значительной длины. Как видно из фиг. 133, падение пьезометрической линии при максимальном расходе составляет 18,5 м.

ляемых по возможности из местного леса), стянутых металлическими обручами — бандажами.

Труба опирается на отдельные деревянные опоры.

В соответствии со сказанным в § 35, на основании экономического расчета диаметр деревянной трубы, как более дешевого сооружения, получился несколько большим, чем диаметр тоннеля.

Как видно из фиг. 133, труба проводится по местности с минимальными земляными работами, при этом как в отношении трубопровода, так и тоннеля выдержано условие сохранения некоторого внутреннего напора при данном положении пьезометрической линии, т. е. при максимальном расходе. При пересечении понижений — долины рек — труба опускается в профиле, следуя рельефу местности. В этих местах внутренний напор увеличивается и бандажи расставляются по длине трубы чаще.



Фиг. 131. Водоприемник гидроустановки, изображенной на фиг. 126.

а — водоприемное отверстие; б — шахта управления.

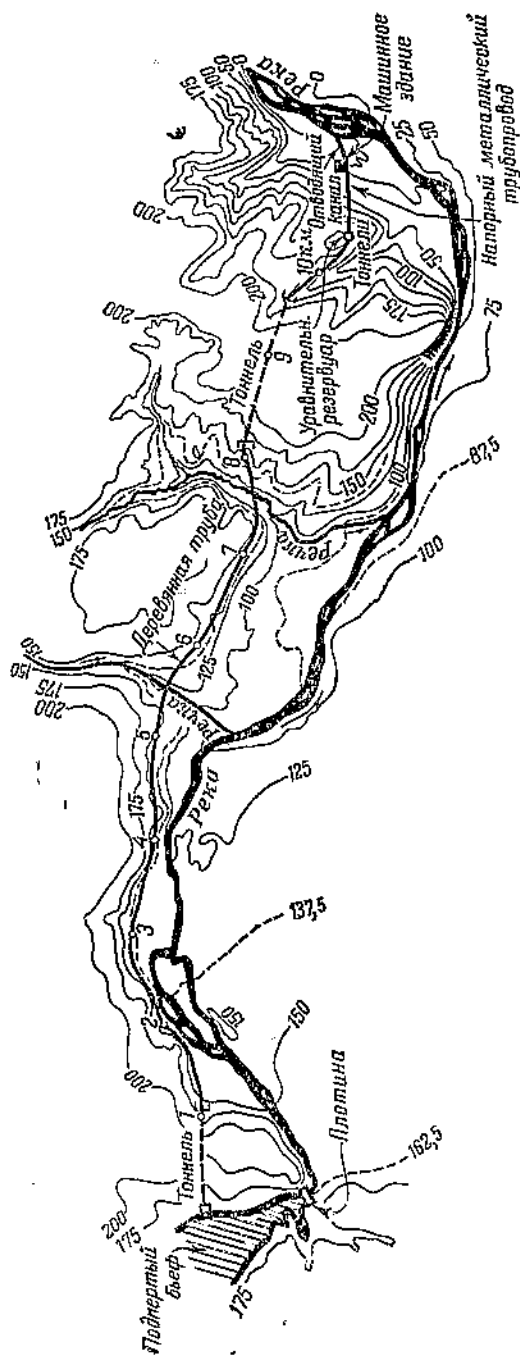
Длина напорного трубопровода (от оси уравнильной шахты) примерно равна 750 м, что составляет несколько более пяти напоров нетто. Ввиду этого турбины снабжены холостыми спусками, а генераторы — несколько увеличенным маховым моментом.

В силу значительной длины напорного трубопровода принята одна объединенная нитка трубопровода, разветвляющаяся на три отроска (по числу турбин) непосредственно перед машинным зданием.

38. Гидравлические условия работы гидроустановки с напорной деривацией

Данный тип гидроустановки обладает полной автоматичностью приспособления расходов, проходящих через сооружения, к нагрузке, имеющейся на генераторах, так как идейная гидравлическая схема его не отличается от гидравлической схемы приплотинной гидроустановки.

Во время работы гидроустановки все затворы на всей водопроводящей линии сооружений полностью открыты и расход воды определяется исключительно степенью открытия направляющего аппарата или сопла турбины.



Фиг. 132. Схема гидроустановки с напорной деривацией в виде деревянной трубы. План.



иг. 133. Продольный профиль по гидроустановке, изображенной на фиг. 132, и конструкция деревянной трубы.

В гидравлическом отношении гидроустановка может быть приравнена к баку, от которого отходит труба с краном на конце. Открывая или прикрывая кран, можно пропускать по трубе расходы той или иной величины.

Если турбины будут закрыты полностью, то следовательно, через деривацию не будет проходить никакого расхода, и пьезометрическая линия (в том числе и свободный уровень воды в уравнительном резервуаре) установится на статическом горизонте (фиг. 135).

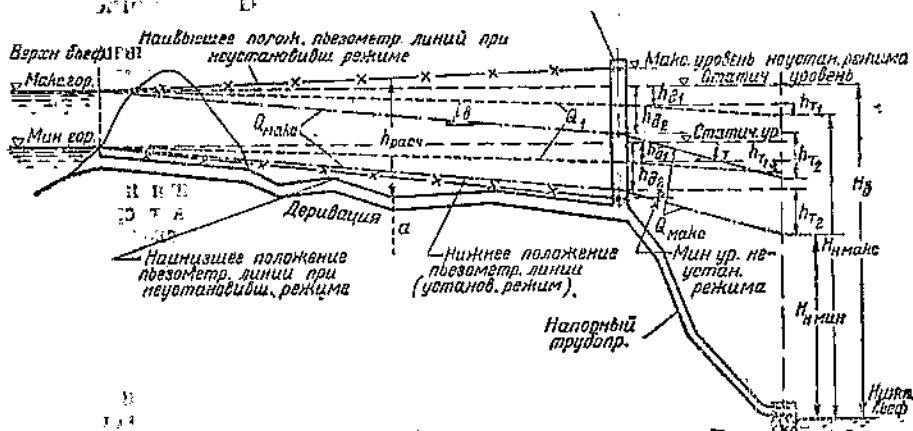
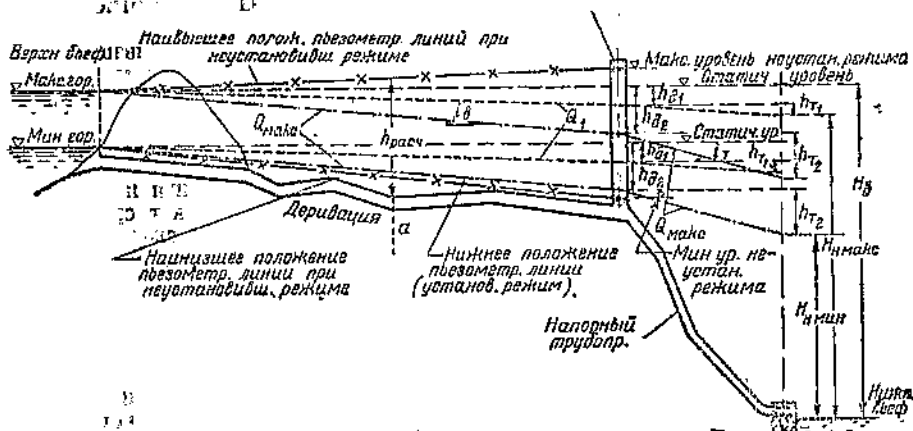
Если теперь приоткрыть несколько турбины, то в деривации установится некоторый расход $Q < Q_{\text{макс}}$ и пьезометрическая линия опустится. Уклон пьезометрической линии и ее падение на протяжении деривации h_D будут характеризовать собой величину потерянного напора в деривации, соответствующая же величина h_T (фиг. 135) — потерю напора на протяжении напорного трубопровода.

Обычно уклон пьезометрической линии над напорным трубопроводом i_T (в силу больших скоростей) бывает

большее соответствующего уклона над деривацией — ξ_d . Однако потери h_d , обычно больше величины h_T , так как длина деривации всегда в несколько раз больше длины напорного трубопровода.

Если открыть турбины полностью, то через деривацию будет проходить максимальный используемый расход $Q_{\text{макс}}$ и пьезометрическая линия опустится.

Необходимо отметить, что, как следует из формулы (63), потери напора на трение связаны с квадратом расхода или скорости. Таким образом при увеличении расхода в два раза потери увеличиваются в четыре раза.



Фиг. 135. Гидравлическая схема работы гидроустановки с напорной деривацией.

Положение пьезометрической линии соответствует определенному уровню воды в верхнем бьефе. Если в силу регулирования горизонт воды в верхнем бьефе будет колебаться во времени, то пьезометрическая линия (при сохранении постоянного расхода) переместится вверх или вниз параллельно самой себе, как показано на фиг. 135.

В соответствии со сказанным видно, что напор нетто на турбинах тем меньше, чем больше расход воды, пропускаемый через деривацию. Минимальная величина напора нетто соответствует $Q_{\max}$ и минимальному горизонту воды в верхнем бьефе. При постоянстве горизонта воды в верхнем бьефе зависимость напора нетто от расхода представляется кривой, совершенно аналогичной фиг. 100. При переменном горизонте воды в верхнем бьефе напор нетто гидроустановки связан не только с расходом, проходящим через деривацию, но и с горизонтом верхнего бьефа (условиями регулирования).

Ввиду весьма большого значения, которое имеет потеря напора на трение, определение диаметра деривации должно производиться на основании изложенного в § 35 метода расчета «экономического» диаметра.

Необходимо отметить, что уклон пьезометрической линии i_d , входящей в формулу (67), не связан с фактическим уклоном, под которым прокладываются отдельные участки напорной деривации. Соответствующие понижения трассы деривационного водовода означают лишь увеличение расчетного внутреннего напора в этих местах. Как уже было указано выше, единственным условием, лимитирующим проведение напорной деривации в профиле, является наименьшее положение пьезометрической линии. Если где-либо пьезометрическая линия пересечет деривацию, то это будет означать появление в этом месте вакуума. В таком случае оболочка трубы будет работать не на внутренний напор, а на внешнее сжатие, в стенке появятся сжимающие напряжения и труба может быть легко сплюснута.

39. Неуставившийся режим в гидроустановке с напорной деривацией

В напорном трубопроводе, как уже отмечено выше, проявляется положительный удар при сбросе и отрицательный при включении нагрузки. Вследствие наличия уравнительного резервуара, имеющего свободную поверхность воды с атмосферным давлением, как было указано в § 30, гидравлический удар отражается от уравнительного резервуара обратно в напорный трубопровод¹. Явления в напорном трубопроводе данной гидроустановки будут совершенно идентичными явлениям в напорных трубопроводах гидроустановок приплотинных и с безнапорной деривацией.

Эпюра давлений в напорном трубопроводе при гидравлическом ударе будет в точности соответствовать схеме фиг. 99 с той только разницей, что начало эпюры будет лежать не на уровне верхнего бьефа, а на уровне отметки воды в уравнительном резервуаре.

Для уяснения явлений неуставившегося режима в напорной деривации представим себе полный мгновенный сброс мощности. Вслед за закрытием турбин колонна воды в напорном трубопроводе останавливается и по нему вверх и вниз пробегает волны повышения и понижения давления.

Вода в напорный трубопровод из деривации поступать уже не может, так как последний заполнен остановившейся водой.

Вместе с тем вода, заполняющая деривацию, находится в движении и обладает скоростью v . В силу инерции масса воды в деривации не может сразу остановиться (для этого требуется некоторый импульс силы или поглощение ее живой силы), и поэтому вода из деривации будет продолжать притекать в уравнительный резервуар и будет наполнять его (фиг. 136, а).

Таким образом благодаря наличию уравнительного резервуара кинетическая энергия движущейся в деривации воды переходит (без появления гидравлического удара) в потенциальную энергию, проявляющуюся в подъеме воды в уравнительном резервуаре.

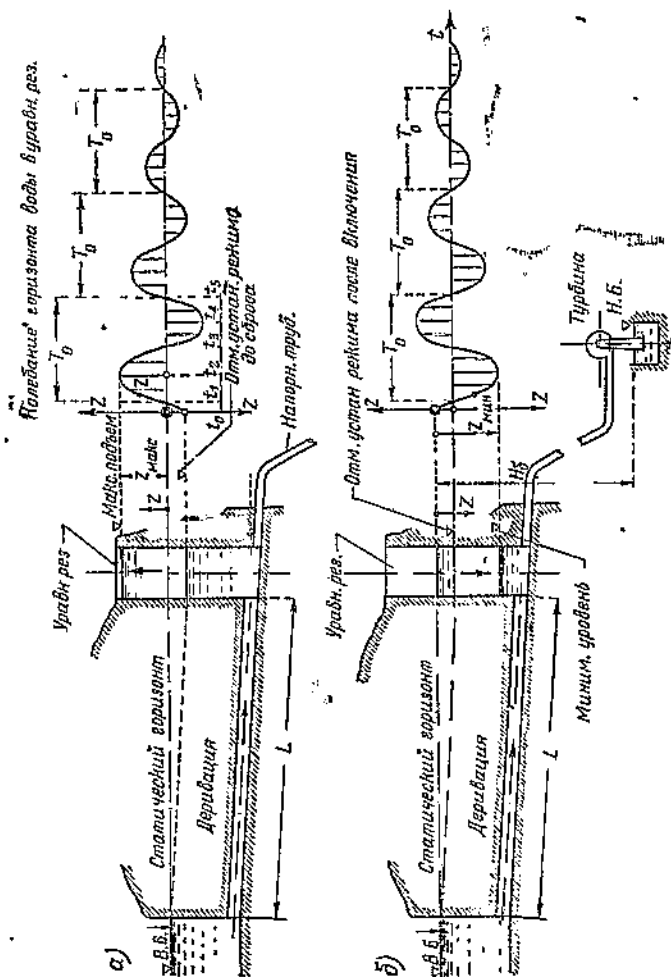
Подъем горизонта воды в уравнительном резервуаре не остановится на отметке статического горизонта, так как к этому моменту времени t_d кинетическая энергия массы воды в деривации еще не будет полностью преобразована в потенциальную энергию². Подъем горизонта воды в резервуаре будет продолжаться до тех пор, пока живая сила массы воды, находившейся в де-

¹ Более строгое рассмотрение явления, выходящее за рамки настоящего курса, показывает, что при известных условиях гидравлический удар проникает частично и в деривацию.

² Это явление аналогично колебанию маятника. В моменты достижения будущего положения равновесия маятник обладает кинетической энергией.

ривации и имевшей скорость v , не будет израсходована: 1) на работу сил трения, действующих между водой и стенками деривации, и 2) на работу по подъему некоторой массы воды в резервуаре.

Как видно из фиг. 136, *а*, нарастание уровня воды в резервуаре постепенно замедляется и в момент t_2 горизонт в уравнительном резервуаре достигает своего максимума. К этому моменту скорости воды в деривации уменьшены до нуля, следовательно, движение остановлено. Однако это положение не может быть новым положением равновесия, так как уровень воды в резервуаре



Фиг. 136. Схема неустановившегося режима в уравнительном резервуаре и напорной деривации.
а — сброс нагрузки; б — включение нагрузки.

стоит на величину $z_{\text{макс}}$ выше, чем уровень воды в верхнем бьефе. Вследствие указанной разности давления колонна воды, заполняющая деривацию, начиная с момента t_2 , будет «разгоняться» и приводиться в движение, но уже с обратными скоростями, т. е. направленными от резервуара к верхнему бьефу. Таким образом, начиная с момента t_2 , уровень воды в резервуаре будет опускаться и в дальнейшем описанное явление будет представлять собой колебательное движение: уровня воды в резервуаре и скорости воды в деривации.

Благодаря наличию в деривации трения каждый переход одного вида энергии в другой (кинетическая и потенциальная энергия) совершается с некоторой потерей. Ввиду этого возникшее колебательное движение затухает во

времени, и гидравлический режим переходит в состояние нового установившегося равновесия.

Таким положением для рассматриваемого случая полного сброса нагрузки является состояние покоя в деривации и расположение поверхности воды в резервуаре на статическом уровне (фиг. 136, а).

Рассмотрим теперь обратную картину — включение мощности станции с нуля (фиг. 136, б). Начальным установившимся режимом будет статический горизонт воды в резервуаре и расход воды в деривации $Q = 0$.

Представим себе, что включается мощность, соответствующая расходу Q в деривации. Таким образом конечным установившимся режимом будет пропуск по деривации расхода Q и отметка горизонта воды в резервуаре, соответствующая положению пьезометрической линии при расходе Q .

После открытия турбин на расход Q в напорном трубопроводе разовьется гидравлический удар (отрицательный), в результате которого масса воды, заключенная в трубопроводе, придет в движение с соответствующей скоростью. Таким образом из уравнительного резервуара в трубопровод начнет поступать определенный расход Q .

Масса же воды, находящаяся в деривации, в силу инерции не может сразу прийти в движение со скоростью, обеспечивающей поступление в уравнительный резервуар расхода Q .

Для того чтобы привести в движение массу воды, заключенную в деривации, требуется определенный импульс силы, т. е. должна проявиться в течение некоторого времени известная разность напоров, действующих на воду.

Так как из уравнительного резервуара вытекает определенный расход воды, а соответствующего пополнения из деривации пока не имеется, уровень воды в резервуаре будет постепенно снижаться.

Полученная разность отметок (в верхнем бьефе и уравнительном резервуаре) будет определять собой силу, действующую на воду, заключенную в деривации и приводящую воду в движение.

Данная сила должна преодолеть не только инерцию воды, но и силы трения между водой и стенками деривации.

Данный процесс ускорения движения воды, аналогично рассмотренному случаю сброса, не закончится постепенным переходом к новому положению равновесия, а будет проявляться в виде ряда колебаний, постепенно затухающих на новом установившемся режиме, как показано на фиг. 136, б.

Таким образом и здесь горизонт воды, прежде чем прийти в новое положение равновесия, будет совершать ряд колебаний.

Необходимо отметить, что период колебаний T_0 будет одинаков как для случая включения, так и для сброса нагрузки.

Приближенно величина T_0 (без учета трения между водой и деривацией) определяется следующей формулой:

$$T_0 = 2\pi \sqrt{\frac{LF}{gf}} \text{ секунд.} \quad (71)$$

Здесь L — длина деривации в м, F — площадь поперечного сечения уравнительного резервуара в м² и f — площадь поперечного сечения деривации в м².

Для практически встречающихся параметров деривации период T_0 обычно выражается в минутах, а при особо длинных деривациях и в десятках минут.

Как видно из изложенного, в результате сброса и включения мощности уровень воды в уравнительном резервуаре может кратковременно превышать статический горизонт и опускаться ниже отметки, соответствующей установившемуся режиму.

В связи с этим и пьезометрическая линия, которая связывает отметку верхнего бьефа с уровнем воды в резервуаре, может занимать более невыгодные положения, чем это было установлено в предыдущем параграфе при рассмотрении лишь установившегося режима (фиг. 135).

Таким образом проверку заложения деривации в профиле необходимо производить по положению пьезометрической линии, соединяющей верхний бьеф с наименьшим понижением уровня воды в резервуаре при неустановившемся режиме.

Точно так же расчетные (внутренние) напоры в деривации будут в соответствующих сечениях определяться расстоянием не до статического горизонта, а до максимального положения пьезометрической линии, которая соединяет отметку верхнего бьефа и максимальный подъем уровня в резервуаре (фиг. 135).

Из изложенного видно, что освобождение деривации от воздействия на нее гидравлического удара достигается путем предоставления воде возможности



Фиг. 137. Уравнительный резервуар и верхняя часть напорного трубопровода гидроустановки с тоннельной короткой деривацией (продольный разрез).

совершать колебательные движения, в результате которых получается увеличение амплитуды горизонтов воды в резервуаре.

Эти временные отклонения горизонтов воды от отметок установившихся режимов будут тем больше, чем больше степень мгновенного изменения нагрузки, чем длиннее деривация и чем меньше поперечное сечение уравнительного резервуара.

С точки зрения удешевления деривации необходимо стремиться к ограничению амплитуд колебания горизонта воды.

При данной длине деривации и установленном размере возможного мгновенного изменения нагрузки (§ 24) единственным способом влияния на амплитуду колебания горизонта воды в резервуаре является придание резервуару соответствующей конструкции и размера.

Резервуары, изображенные на фиг. 136, принадлежат к самому простейшему так называемому цилиндрическому типу.

При этом типе резервуара для существенного ограничения амплитуды колебаний требуется весьма значительная площадь поперечного сечения (сильно возрастающая с длиной деривации), а следовательно, и большой объем сооружения.

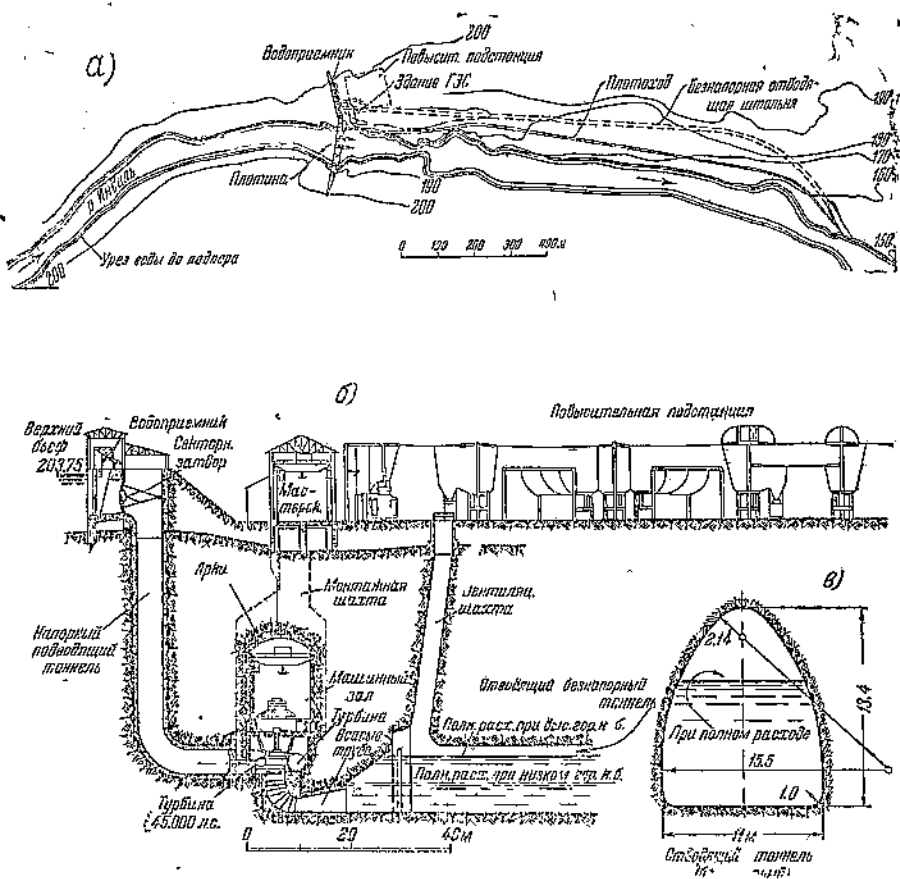
Более экономичными типами уравнительных резервуаров, т. е. типами, выполняющими свою задачу при меньшей кубатуре сооружения, являются так называемые дифференциальные и двухкамерные резервуары, получившие в последнее время значительное развитие.

Уравнительный резервуар фиг. 137 принадлежит к двухкамерному типу. Основной конструкции его является вертикальный стояк незначительного поперечного сечения с две камеры — верхняя, улавливающая воду при сбросах нагрузки, и нижняя, заключающая в себе некоторый объем воды, расходуемый при включении мощности. В данном резервуаре нижняя камера осуществлена в виде расширения конечной части деривационного тоннеля.

Е. Особые типы гидроустановок

40. Гидроустановки с подземным машинным зданием и отводящей деривацией

Все рассмотренные выше деривационные гидроустановки имели в основном так называемую подводящую деривацию¹, т. е. сначала посредством проведения деривации приобреталась разность напоров, а затем она использовалась путем проведения по склону напорного трубопровода.



Фиг. 138. Гидроустановка с подземным машинным залом и отводящей тоннельной деривацией.

а — общий план; б — разрез по водопримнику и подземному машинному залу; в — поперечный разрез безнапорного отводящего туннеля.

Однако, как это было принципиально выяснено в § 2, возможна и обратная картина: сначала спуститься с напорным трубопроводом к машинному зданию, а затем отвести от него воду путем проведения отводящей деривации. В этом случае, естественно, все основные сооружения гидроустановки располагаются

¹ Если не считать довольно длинного отводящего канала гидроустановки фиг. 104.

под поверхностью земли. Концентрация напора по такой схеме показана на фиг. 7.

Таким способом осуществлена гидроустановка, показанная на фиг. 138. Как видно из фиг. 138, *а*, река преграждена щитовой плотиной; на левом берегу расположен водоприемник, рассчитанный на шесть трубопроводов. В первую очередь были пущены в работу лишь три водоприемных отверстия, соответственно числу установленных турбин. Отверстия водоприемников оборудованы секторными щитами. Напорные трубопроводы (отдельные для каждой турбины) проложены в виде вертикальных шахт, облицованных бетоном, подводящих воду к спиральным камерам турбин. Последние вместе с генераторами размещены в подземном машинном зале. Повысительная и распределительная подстанции из-за экономии скальной выемки вынесены на поверхность земли. Из всасывающих труб всех трех турбин вода поступает в объединенный безнапорный тоннель длиной $L \approx 1,5$ км, отводящий воду обратно в реку.

Расчетный напор гидроустановки $H = 58$ м.

Максимальная пропускная способность каждой турбины 70 м³/сек и мощность — 35 000 кат. В дальнейшем предполагается установка еще трех турбин и доведение мощности гидроустановки с 105 000 до 210 000 кат, при этом придется пробивать новые шахты для напорных трубопроводов и новый отводящий тоннель.

Основными достоинствами данного типа гидроустановок являются: а) значительное (до предела) сокращение длины напорного трубопровода; б) возможность применения без ущерба для автоматичности работы гидроустановки деривации (отводящей) безнапорного типа с наклонным потолком тоннеля и в) отсутствие влияния внешних условий на работу гидроустановки.

Помимо этих моментов технического характера необходимо еще отметить особое положение, которое занимают данные гидроустановки в отношении воздушных нападений: уязвимость гидроустановки, имеющей в основном все наиболее ценные сооружения под землей, несомненно, меньше, нежели обычных.

В силу только что приведенных преимуществ технического характера стоимость рассматриваемых гидроустановок получается обычно меньшей по сравнению с обычными типами. Это, однако, имеет место лишь при наличии весьма прочной и крепкой скалы, не требующей или почти не требующей облицовки произведенных в скале выработок.

В противном случае (если скала плоха или если имеется мягкий грунт) стоимость подземных выработок и их крепления настолько возрастает, что делает рассматриваемый тип неосуществимым.

Необходимо отметить, что все без исключения гидроустановки данного типа сооружены в условиях весьма прочных и крепких пород.

В частности, в рассмотренной на фиг. 138 гидроустановке геологические условия настолько хороши, что позволили в основном обойтись без облицовки отводящего тоннеля, несмотря на то, что он имеет пролет в свету 11 м; лишь в некоторых местах, где имелись какие-либо дефекты скалы, последняя подверглась частичной облицовке.

Помимо гидроустановок с отводящими деривациями возможны также и гидроустановки с подземным машинным залом и с наличием как подводящей, так и отводящей деривации. Схема концентрации напора по данному типу показана на фиг. 6.

Примером такой гидроустановки может служить гидроустановка, показанная на фиг. 139. Эта гидроустановка включает в себя: напорный подводящий тоннель, уравнительный резервуар, две вертикальные напорные шахты, подземный машинный зал и безнапорный отводящий тоннель.

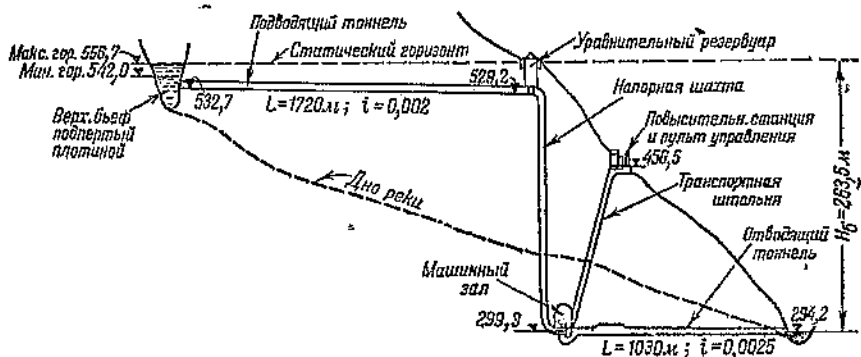
Для сообщения с машинным залом проложена наклонная транспортная штольня. По ней от генераторов выведены шины на повысительную станцию и пункт управления, расположенные у входа в транспортную штольню.

Вертикальные напорные шахты осуществлены следующим образом: в цилиндрическую шахтную скальную выработку вставлен металлический трубопровод и пространство между ним и скалой (около 30—40 см) плотно за-

поднено бетоном. Перед машинным зданием каждая напорная шахта разделяется на три отдельных трубопровода.

Всего на станции установлено шесть турбин Френсиса мощностью по 31 200 кат при напоре $H_n = 256$ м и расходе 14 м³/сек.

Одним из основных неудобств гидроустановок с подземным машинным залом является то, что основные агрегаты — генераторы — размещаются в помещении без естественного света и с возможным наличием сырости. Ввиду этого обязательна соответствующая водоупорная изоляция машинного зала (от скальной породы) и его усиленное вентилирование.



Фиг. 139. Продольный разрез по гидроустановке с наличием подводящей и отводящей деривации и подземного машинного зала.

В некоторых гидроустановках с целью удлинения срока службы гидрогенераторов последние вынесены на поверхность с оставлением турбин под землей. Это, однако, приводит к другим неудобствам — чрезмерному удлинению вала.

41. Мелкие гидроустановки

Под мелкими гидроустановками понимаются гидроустановки малой мощности (до 500—1 000 кат) непромышленного значения, обслуживающие нужды сельского хозяйства, небольших предприятий местной промышленности, небольших поселков и т. д.

Отличительной особенностью этих гидроустановок является то, что они в противоположность промышленным электростанциям не связаны линиями электропередачи с энергетическими системами; таким образом каждая мелкая гидроустановка имеет своего местного потребителя.

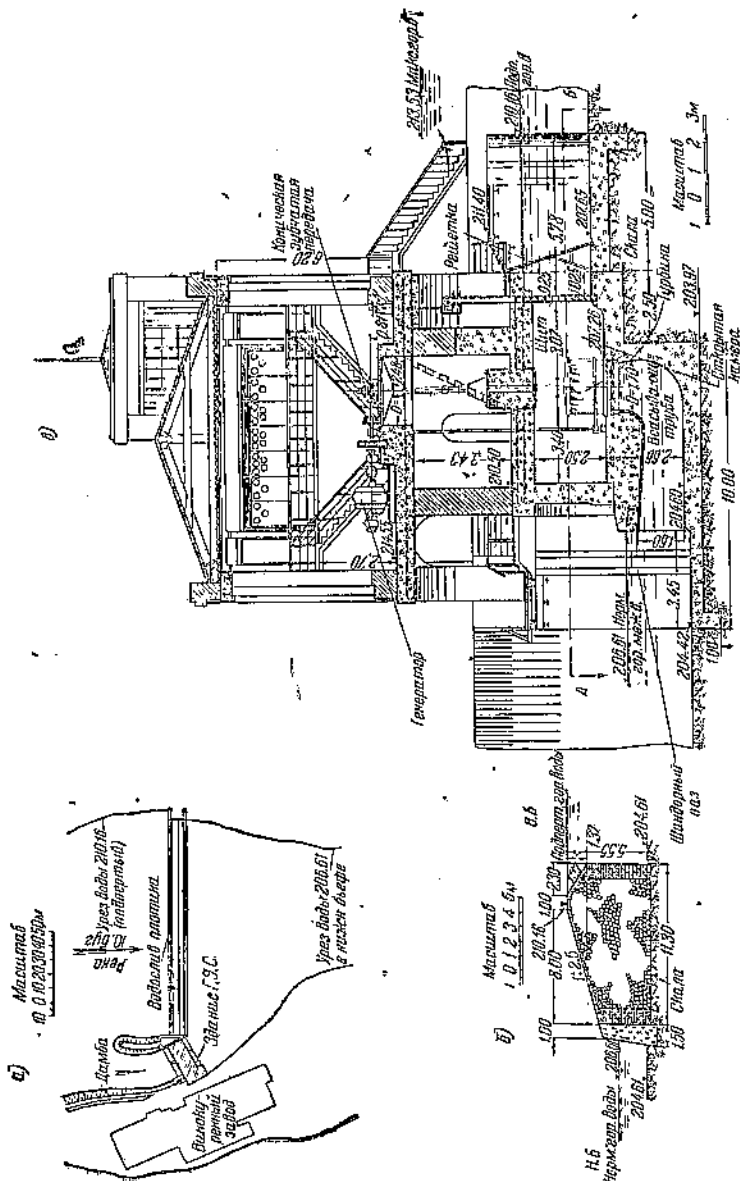
Электрификация мелких населенных пунктов, селений и производственных процессов сельского и местного хозяйства имеет громадное политическое и экономическое значение. В докладе тов. Молотова о плане развития народного хозяйства в третьей пятилетке и в резолюции XVIII партсъезда ВКП(б) даны установки на широкое развертывание строительства мелких, в частности колхозных, гидроустановок¹.

Мелкие гидроустановки, будучи «мелкими» по своей мощности, тем не менее обладают всеми основными чертами крупных гидроустановок и требуют к себе неменьшего внимания.

Особенности установок мелких турбин были кратко освещены в § 19.

Гидротехнические сооружения мелких гидроустановок по большей части делаются в целях максимального удешевления облегченными, причем весьма часто применяется дерево, в особенности тогда, когда оно является местным строительным материалом.

¹ Конкретные организационные мероприятия по строительству мелких гидроустановок указаны в постановлении Экономсовета при СНК СССР от 26/VI 1939 г. «О развитии строительства гидроэлектростанций малой мощности».



Фиг. 140. Гидроустановка малой мощности речного типа с бетонным машинным зданием. α — общий план; δ — разрез плавник; ϵ — вертикальный разрез по машинному зданию

Однако встречаются и более капитально выстроенные гидроустановки, в которых наиболее ответственные части сооружений сделаны из кирпича, камня или бетона.

Что касается схем компо-
новок мелких гидроустановок,
то большинство выстроенных
гидроустановок относится к
речному типу, при котором
здесь используемый напор созда-
ется плотиной. Для устрой-
ства мелких гидроустановок весьма
часто используют существующие
запруды, мельничные
плотины и т. д., пристраивая
машинное здание.

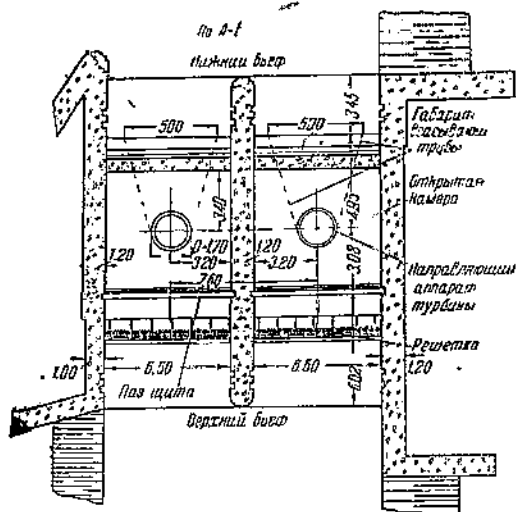
Примером гидроустановки малой мощности может служить показанная на фиг. 140 и 141. В машинном здании установлены две турбины по 180 л. с. каждая. Данная гидроустановка, как видно из чертежей, выстроена достаточно капитально, однако конструкция машинного здания несколько упрощена.

Для более значительного облегчения конструкции машинного здания применяется несколько иная схема, чем на фиг. 140. Вода из верхнего бьефа отводится на известное расстояние лотком, в конце которого располагается турбинная открытая камера, входящая в состав машинного здания. Таким образом последнее не нужно рассчитывать на напор воды верхнего бьефа, и вместе с тем отсутствует и напорный трубопровод.

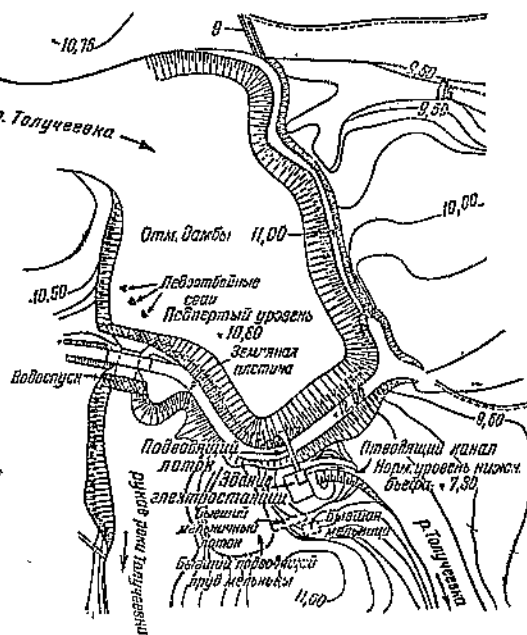
Указанная схема компоновки является несколько отличной от разобранных в § 22; при использовании подпора лишь одной плотины имеется все же подводящий канал — лоток.

Подобная схема имеет весьма значительное распространение в колхозных гидростановках.

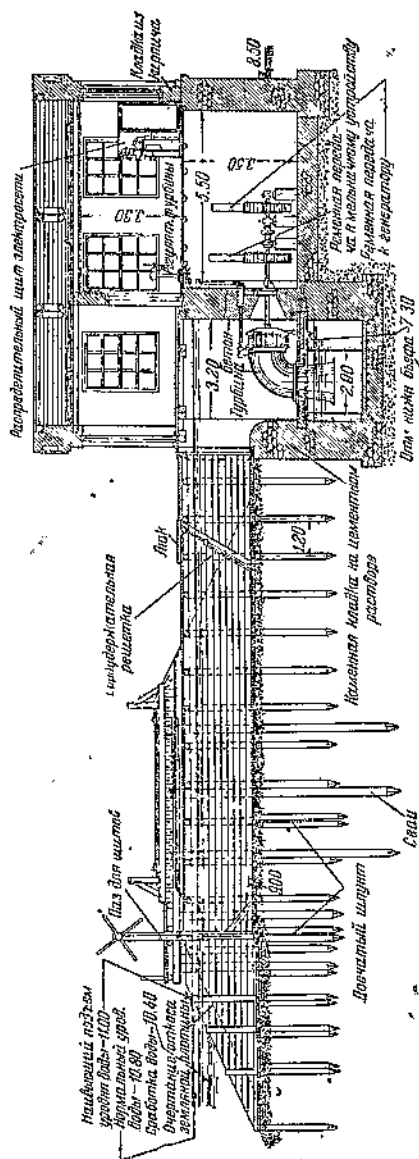
Один из примеров дан на фиг. 142 и 143, где использована старая земляная плотина, создававшая подпор для работы мельницы. Сброс излишней воды осуществляется водоспуском, расположенным на правобережном протоке реки.



Фиг. 141. План-разрез машинного здания мелкой гидроустановки, изображенной на фиг. 140.



Фиг. 142. Мелкая колхозная гидроустановка с подводным деревянным лотком. План.



Фиг. 143. Продольный разрез по подводке к лотку и машинному зданию гидроэлектростанции, изображенной на фиг. 142.

Деривационный принцип концентрации напора находит себе применение в мелких гидроустановках, расположенных главным образом в горных районах. В этом случае напорный трубопровод обычно осуществляется деревянным. Точно так же весьма часто выполняется в виде деревянного лотка и деривационный канал.

Состав сооружений мелкой деривационной гидроустановки не отличается от описанного в § 22 состава сооружений крупных гидростанций. Отличие имеется лишь в отношении облегчения конструкции отдельных сооружений.

В самое последнее время ленинградским заводом «Электросила» сконструирован оригинальный генератор, объединенный с гидравлической турбиной, названный «Микрогэс». Особенностью его является крайнее упрощение обслуживания и полная автоматичность действия. Предназначен он для гидроустановок самой малой мощности — до 5—10 квт. Вода подводится к нему из верхнего бьефа трубопроводом, сам же агрегат располагается у нижнего бьефа.

Уже к моменту XVIII партсъезда на территории СССР имелось 800—900 мелких гидроустановок. В самое ближайшее время число мелких гидроустановок значительно увеличивается.

Особое значение приобрели мелкие гидроустановки в условиях военного времени.

Если раньше электрификация каких-либо мелких и местных производственных предприятий могла осуществляться путем эксплуатации небольших электростанций с дизельными двигателями, то в условиях военного времени расхождение нефти и топлива другого вида на эти цели является иррациональным, ибо последнее может быть использовано на военные нужды.

Максимальная экономия топливных ресурсов, особенно нефти и мазута, требует замены дизельных двигателей (конечно там, где это возможно по местным условиям) мелкими гидроустановками.

В условиях военного времени в силу этих причин развитие мелкого гидростроительства не только не приостановилось, но получило еще больший размах.

Необходимо указать, что в этом направлении в самом широком масштабе проявляется самодеятельность колхозных масс, которые зачастую строят мелкие гидроустановки в основном собственным трудом и из местных материалов.

Ж. Особенности конструкций и строительства гидроустановок в военное время

42. Конструктивные особенности гидроустановок в условиях военного времени

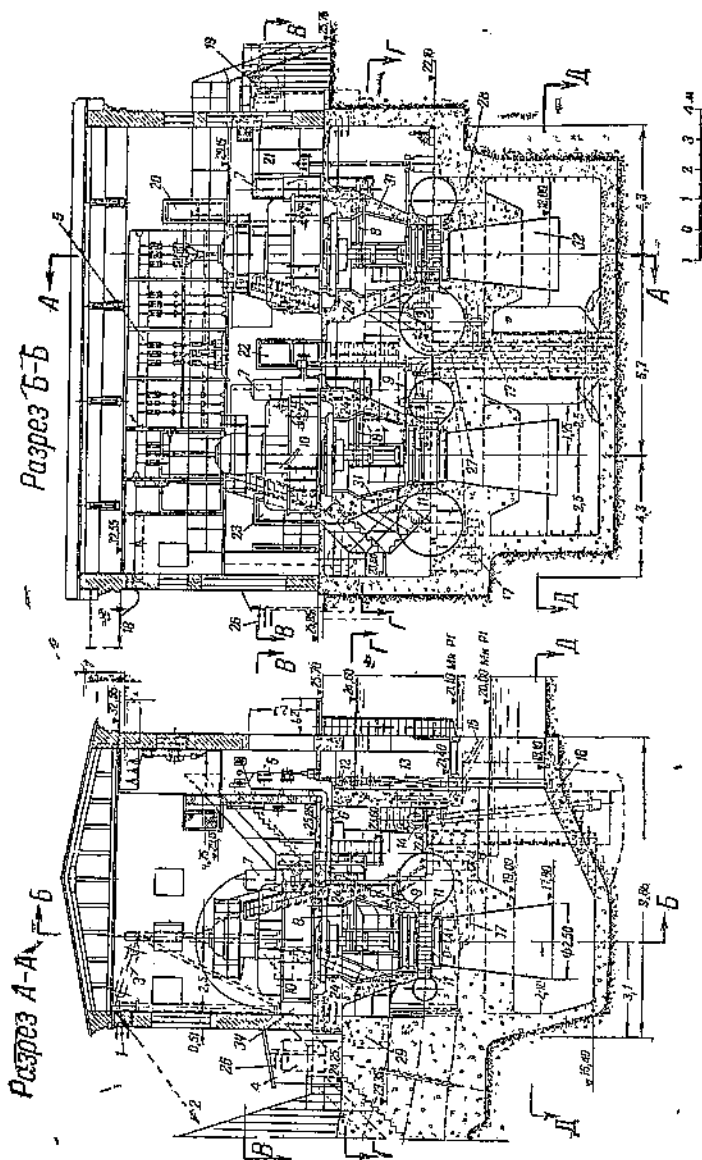
Военное время, когда вся страна на фронте и в тылу напрягает максимальные усилия для одержания скорейшей победы над врагом, естественно, не может не оказать своего влияния на строительство гидроустановок и конструкций их сооружений.

Основной задачей, которая стоит перед проектировщиками гидроустановок, является максимально возможное упрощение конструкций с целью уменьшения объема работ и экономии дефицитных строительных материалов.

Общая схема гидроустановки, а также типы ее гидросооружений должны быть установлены, исходя из требования быстрейшего ввода гидроустановки в эксплуатацию. Задачами строителей гидроустановки являются максимальное использование всех местных ресурсов и скорейшее возведение сооружений. Схема гидроустановки должна включать в себя по возможности простые типы гидросооружений, не требующих сложного оборудования, изготовляемого из дефицитного материала на заводах. Взаимное расположение сооружений должно быть установлено таким образом, чтобы иметь возможность развернуть строительные работы наиболее широким фронтом и как можно быстрее ввести гидроустановку в эксплуатацию.

При установлении типов и конструкций отдельных гидросооружений следует исходить из имеющихся на месте строительных материалов и максимально экономить привозные строительные материалы, не давая дополнительной нагрузки транспорту.

Наиболее дефицитными строительными материалами, требующими транспортировки издалека, обычно являются металл и цемент. Ввиду этого следует максимально сокращать применение бетона и железобетона в гидросооружениях, заменяя их по возможности кирпичной кладкой и каменной кладкой (из местного камня) на растворе.



Фиг. 144. Машинное здание деривационной гидроустановки упрощенной конструкции. Вертикальные разрезы.

1 — выпуск нагретого воздуха; 2 — тяга стрелы; 3 — подъемная стрела; 4 — резервуар сматого воздуха; 5 — распределительное устройство генераторного на-
пряжения; 6 — выход тока от генератора; 7 — колонна регулятора; 8 — привод мягкоточкового регулятора; 9 — тяга сервомотора; 10 — поддерживающий
мост; 11 — опорная колонна; 12 — тальфер; 13 — шпиг; 14 — насос откачки всасывающих труб; 15 — выкидная труба насоса; 16 — всасывающая труба на-
соса; 17 — трубка для опорожнения спиралей; 18 — на повысительный трансформатор; 19 — понижающий трансформатор; 20 — вход
в помещение аккумуляторной батареи; 21 — щит собственных нужд; 22 — вход в помещение связи; 23 — вход в машинный зал; 24 — опорное кольцо;
25 — прижимная плита насосной откачки; 26 — холодная вода; 27 — люк спускных труб; 28 — люк полюса всасывающей трубы; 29 — помещение дре-
жажных насосов; 30 — люк спиралей; 31 — стойка опорного кольца; 32 — масляная труба; 33 — помещение связи; 34 — основание под стрелу; 35 —
контактный люк; 36 — компрессор; 37 — окно.

В связи с этим в условиях военного времени более широкое применение должны найти типы и конструкции гидросооружений, состоящие из материалов, хотя и имеющих больший объем, но являющихся менее напряженными. Значительная экономия металла может быть достигнута заменой его деревом, особенно в районах, богатых лесом.

С целью экономии дефицитных строительных материалов в условиях военного времени допустимо и рационально рассчитывать сооружения по облегченным нормам.

Наиболее приемлемым видом строительного материала является земля и камень, в особенности те разновидности, которые имеются непосредственно на месте строительства.

Уменьшение объема работ в отношении некоторых сооружений может быть достигнуто также некоторым «обжатием», сводящимся к уменьшению габаритов по сравнению с теми требованиями, которые предъявлялись эксплуатационными условиями мирного времени.

В условиях военного времени наибольшее распространение получают глухие плотины из земли или каменной наброски, а также плотины смешанного типа. В плотинах из каменной наброски или сухой кладки водонепроницаемый экран осуществляется из дерева.

Водосбросы при плотинах осуществляются главным образом из дерева. В случае наличия скалы облицовка бетоном или железобетоном осуществляется лишь в начальной части водосброса, оставляя некоторую длину водосброса без защиты. По прошествии нескольких лет эксплуатации мест размывов, если таковые будут иметь место, могут быть покрыты бетоном дополнительно. Такая постановка дела отвечает максимальной экономии на ближайший отрезок времени. Водосливные плотины осуществляются из каменной кладки с минимальным количеством бетона или деревянные рязевого типа.

В отношении водоводов наиболее рациональным типом является в условиях военного времени открытый канал в земляном русле с минимальной затратой бетона на облицовку.

Тоннели, не дающие возможности развернуть работы широким фронтом, а также деревянные трубопроводы, как дериационные сооружения, требуют применения дефицитных строительных материалов. В силу этого применение их в условиях военного времени должно быть ограничено необходимым минимумом.

Турбинные (напорные) трубопроводы, как правило, должны применяться деревянные, а не металлические, поскольку последние изготавливаются из более дефицитного вида металла (котельного железа) и требуют загрузки как металлообрабатывающих заводов, так и транспорта.

В отношении машинных зданий в условиях военного времени необходимы максимальное сокращение внутренних габаритов и замена железобетона и бетона деревом и каменной кладкой.

В качестве иллюстрации на фиг. 144 и 145 приведено машинное здание дериационной гидроустановки с двумя агрегатами по 2500 квт и напором 24 м. Вода подводится к машинному зданию двумя деревянными напорными трубопроводами.

Сопоставление фиг. 144 и 145 с фиг. 109 и 111 дает представление о полученной экономии в габаритах внутреннего помещения.

В рассматриваемой гидроустановке экономия достигнута за счет следующих мероприятий. Отсутствует особая монтажная площадка, что дает уменьшение размеров в плане. Монтаж и демонтаж агрегатов производится не посредством мостового крана, а с помощью стрелы (укосины), размещаемой на специальных подставках. Вследствие этого получена экономия не только на мостовом кране (и всех его довольно сложных механизмах), но и облегчена нагрузка на стены машинного здания, которые в надводной части выполнены из кирпичной кладки. Внутренние габариты машинного зала сведены к минимуму. Распределительное устройство генераторного напряжения размещено в машинном же здании. Перекрытие здания осуществлено на деревянных фермах. Затворы перед турбинами отсутствуют.

Весьма экономно разрешен вопрос закрытия отверстий всасывающих труб. Применение металлических затворов и щитов в плотинах в условиях военного времени должно быть сведено к минимуму и является допустимым лишь при необходимости иметь значительные пролеты (например, по условиям ледохода). В остальных случаях путем введения дополнительных бычков целе-

собразно уменьшить пролеты отверстий, с тем чтобы последние могли бы быть перекрыты деревянными щитами.

При очень малых размерах пролетов могут быть применены плоские деревянные щиты, при более значительных — сегментные. Известная экономия металла может быть достигнута также применением деревянной обшивки при металлических несущих частях затворов.

Одним из эффективных методов строительства гидроустановок в военное время является метод, обеспечивающий возможность частичного пуска в эксплуатацию. Так, например, при речных и приплотинных схемах гидростанций возможно поднятие подпора в соответствии с высотой плотины, возведенной в первую очередь, ипуск станции (после монтажа агрегатов) на неполном напоре.

В этих условиях турбины будут работать с несколько ухудшенными к. п. д., тем не менее более ранняя выдача энергии, хотя бы в частичном количестве, все же будет рациональной, поскольку она будет способствовать увеличению выпуска продукции для обороны страны.

В дальнейшем после возведения плотины до полной высоты гидроустановка может перейти на работу в своем нормальном режиме.

Для возможности осуществления этого мероприятия вопрос частичного (очередного) пуска гидроустановки должен быть заранее проработан и установлен в проекте, так как это может потребовать некоторого приспособления гидротехнических сооружений.

Требования, предъявляемые военным периодом к гидроустановкам, оживили внимание к так называемым водосливным или «встроенным» гидростанциям, относящимся к речному типу.

В последнем общая ширина подпертого водотока должна быть перекрыта водосливной плотиной, протяженность которой определяется катастрофическим паводком, машинным зданием и глухой частью плотины.

Первые два сооружения в основном (в крупных гидроустановках) осуществляются из бетона и железобетона и лишь третье — из местных строительных материалов.

Совмещение функций машинного здания и водосливной плотины (хотя бы частичное) в одном бетонном сооружении уменьшает протяженность последнего (по ширине реки) и увеличивает протяженность значительно более дешевого сооружения — земляной дамбы — глухой плотины.

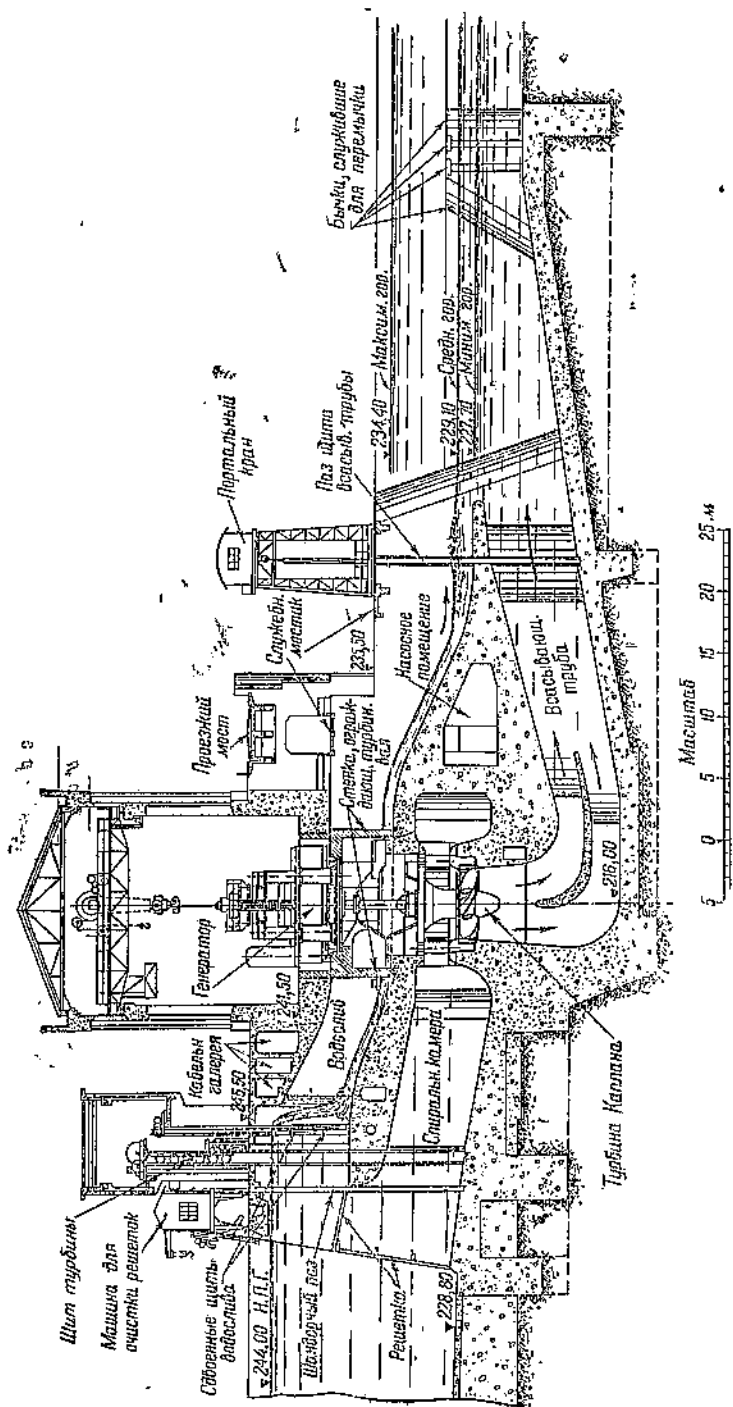
Таким образом конструирование плотины с «встроенным» в нее машинным задом или приспособление машинного здания для пропуска паводка — «водосливный» тип машинного здания — является весьма эффективным мероприятием, дающим значительную экономию бетона. Впервые идея «водосливного» машинного здания была осуществлена в 1933 г. на гидроустановке Кембс на р. Рейн. Эта гидроустановка имеет несколько отличную схему от обычных: из верхнего бьефа, образованного водоподъемной плотиной с подпором в 8 м на р. Рейн, выведен деривационный канал, подводящий воду к машинному зданию. Судходство совершается по каналу, ввиду чего рядом с машинным зданием в конце канала расположены судходные шлюзы. Расчетный расход канала составляет $850 \text{ м}^3/\text{сек}$.

Ввиду сравнительно небольшого напора ($H = 15 \div 16 \text{ м}$) машинное здание расположено непосредственно в конце канала и осуществлено по «речному» типу, т. е. воспринимает на себя подпор.

С целью экономии вместо устройства в конце канала специального водосброса излишние расходы, которые в данный момент времени не поглощаются турбинами, сбрасываются через машинное здание.

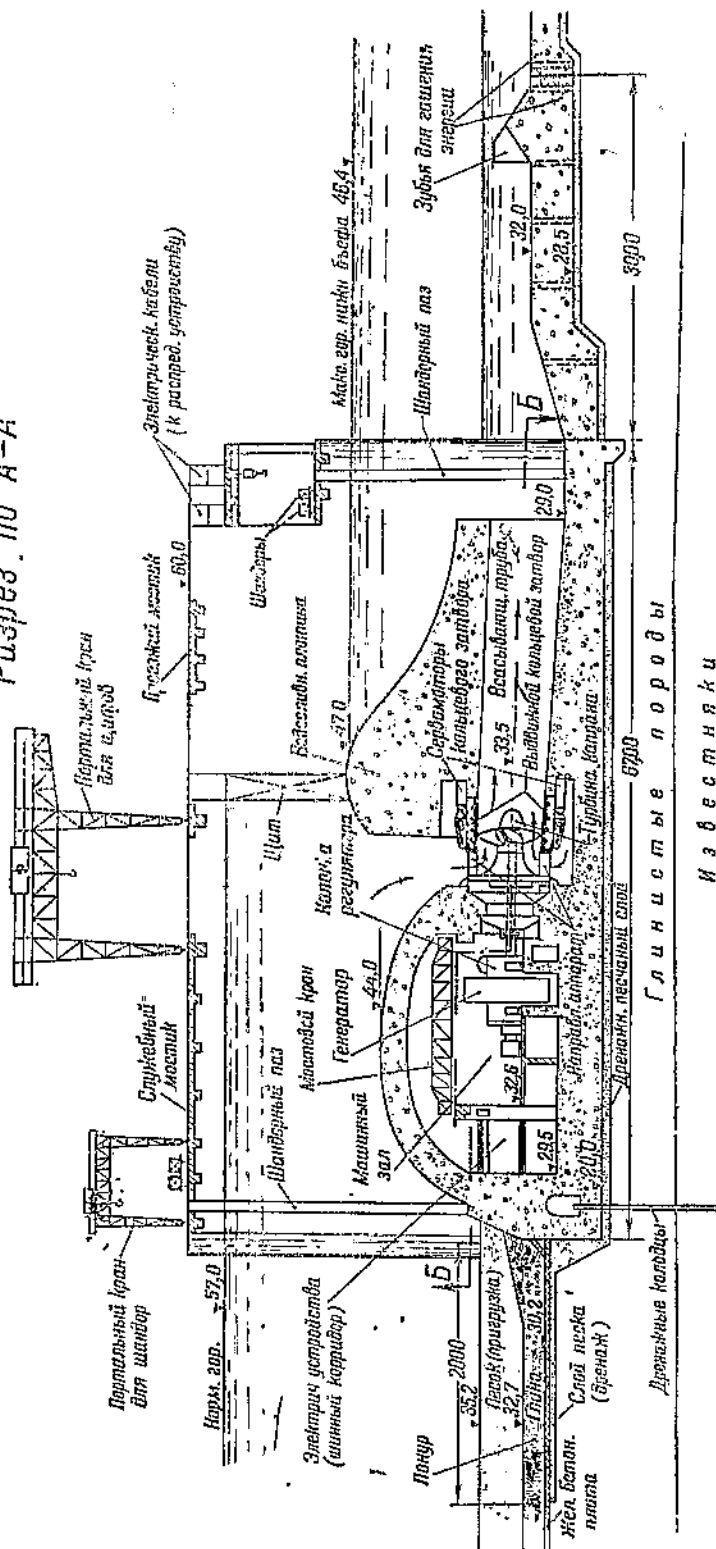
Как видно из фиг. 146, сброс воды осуществляется в специальной полости размещенной над турбинами и под генераторами. Валы агрегатов ограждены от потока воды соответствующими стенками — кожухами. Дополнительные конструктивные приспособления, дающие возможность осуществлять сброс, как видно из фиг. 146, невелики, и осуществление данной схемы привело к известной экономии. В последующем описываемая идея получила дальнейшую разработку в целом ряде проектов, в том числе и у нас в СССР.

В условиях военного времени осуществление данной идеи является особенно рациональным: целый ряд наших гидроустановок, проектирующихся и начатых строительством, в том числе и крупных, применили данную идею, осуществив ее с той или иной конструктивной проработкой.



Фиг. 146. Машинное здание «водостойного» типа.

Разрез по А-А



Глинистые породы

Известняки

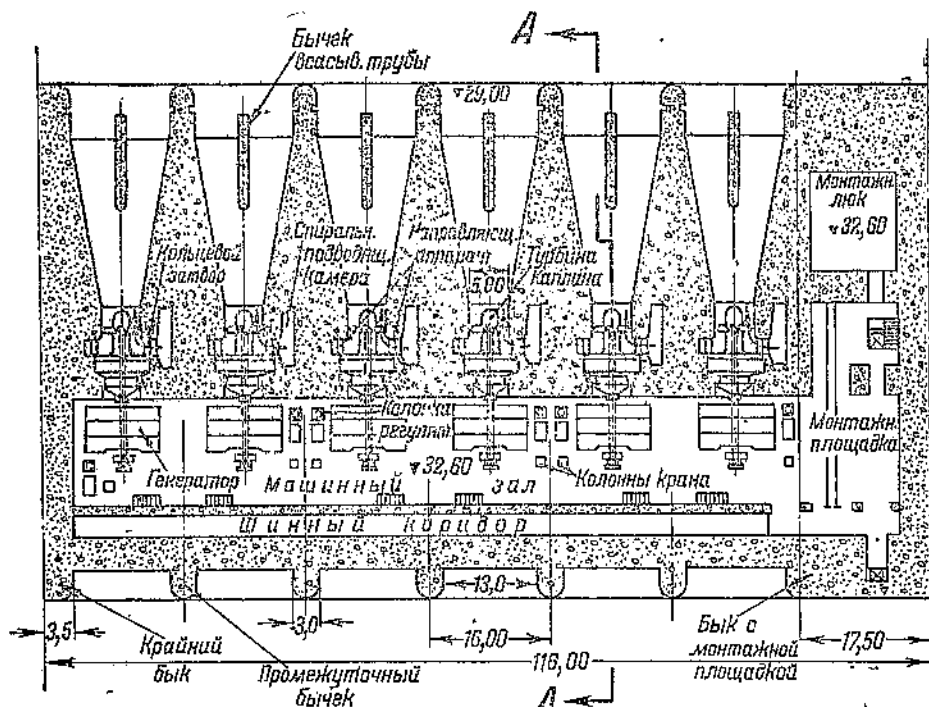
Площит

Мергель

Фиг. 147. Машинное здание "встроенное" в плотину, с горизонтальным расположением агрегатов. Поперечный разрез.

Одним из очень оригинальных и весьма экономичных решений является проект мощной гидроустановки, изображенной на фиг. 147 и 148.

В данном случае машинное здание является «встроенным» в плотину; валы основных агрегатов расположены не вертикально, как обычно, а горизонтально. Последнее обстоятельство за счет известного стеснения машинного зала дает



Фиг. 148. Машинное здание, «встроенное» в плотину с горизонтальным расположением агрегатов. Горизонтальный разрез (по фиг. 147).

возможность резко сократить вертикальные габариты машинного здания и расположить его перед водосливной плотиной.

Данная конструкция сильно сокращает длину (в направлении поперек реки) бетонных сооружений и позволяет объединить в один массив плотину с машинным зданием.

Как видно из фиг. 147, в условиях подпертого верхнего бьефа над машинным помещением находится определенный объем воды, который является вертикальной нагрузкой на бетонный массив, увеличивающей устойчивость сооружения (см. § 23).

Благодаря этому обстоятельству для придания плотине устойчивости потребовался меньший объем бетона, что также является существенной экономией. Необходимо отметить, что в данном случае геологические условия определяют собой малый коэффициент трения по подошве сооружения, в связи с чем вопрос об устойчивости является решающим, и при обычной конструкции потребовался бы весьма значительный объем бетона.

Ввиду горизонтального расположения вала закрытие входных отверстий турбин осуществляется не обычным щитом, а специально разработанным для данного случая выдвижным затвором, расположенным вокруг направляющего аппарата. Передвижение кольцевого затвора осуществляется гидравлическими сервомоторами.

Возможность осуществления данной конструкции связана с разукрупнением агрегатов — постановкой значительного числа турбин.

Каждая секция машинного помещения, как видно из фиг. 148, состоит из

шести агрегатов. Между агрегатами расположены узкие промежуточные бычки. Кроме того каждая секция снабжена массивным быком, в котором устроены монтажная площадка и монтажный люк для спуска оборудования. Мостовой край является общим для всех шести агрегатов секции и передвигается вдоль всей секции, включая и монтажную площадку.

Помимо приведенных примеров конструкций водосливных и «встроенных» в плотину машинных зданий имеются также и другие, отличающиеся теми или иными особенностями. Однако общим для всех них является отмеченное выше принципиальное направление — получение экономии на бетоне и железобетоне. Нет сомнений в том, что и в условиях мирного послевоенного периода данные идеи конструирования машинных зданий не будут оставлены, а будут развиваться и далее с учетом эксплуатационного опыта, который к тому времени уже будет иметься.

43. Противовоздушная оборона гидроустановок

Гидроустановки, снабжающие энергией промышленные предприятия, являются одним из самых важных объектов с точки зрения выпуска оборонной продукции, поэтому они могут подвергаться нападению врага с воздуха и, следовательно, должны быть приняты необходимые меры к их защите. Помимо активной защиты от воздушных нападений врага (зенитная артиллерия, охрана самолетами) в отношении гидроустановок, расположенных в пределах досягаемости вражеских самолетов, должны быть приняты меры так называемой пассивной противовоздушной обороны — ПВО.

Основными моментами последней являются: 1) маскировка сооружений — камуфляж, для того чтобы затруднить распознавание объекта с воздуха и уменьшить вероятность прямого прицельного попадания и 2) усиление конструкций сооружений с целью защиты сооружения или уменьшения вреда при прямом попадании аэробомб.

Проведение мероприятий ПВО в отношении существующих гидроустановок регулируется специальными инструкциями и указаниями Наркомата электростанций.

Наибольшую значимость и важность имеют мероприятия ПВО в отношении наиболее ценных и трудновосстановимых частей гидроустановок: гидромеханического оборудования и машинного здания.

Защитные меры ПВО в первую очередь желательно провести в направлении создания непробиваемых аэробомбами перекрытий, с тем чтобы разрыв авиабомбы произошел не внутри машинного здания. Однако для этого в зависимости от веса ФАБ¹ и высоты бомбометания нужно сделать весьма мощное бетонное и железобетонное перекрытие толщиной до 2—3 м. Устройство такого мощного и тяжелого перекрытия или усиление имеющегося до требуемой величины в уже существующих машинных зданиях не всегда возможно по строительно-конструктивным условиям.

В этих случаях все же осуществляются мероприятия по усилению (частичному) перекрытий, затрудняющему проникновению ФАБ, а также мероприятия, ограничивающие сферу разрушительного действия ФАБ, попавшей в машинное здание или упавшей рядом с ним. Для последней цели внутри машинного здания могут быть устроены траверсы — перегородки той или иной конструкции, разделяющие устанавливаемые в машинном здании агрегаты. Задачей траверсы является предохранение от повреждения осколками и воздушной волной соседних агрегатов по отношению к пораженному.

Траверсы устраиваются или в виде стенок той или иной конструкции (деревянные, бревенчатые, мешки с песком, кирпич, камень), поставленных на пол, или же подвешенного типа — в виде металлических листов, закрепленных сверху.

Траверсы, естественно, лишь уменьшают степень разрушения, но не предохраняют полностью от разрушения вообще. Для защиты от осколков и воздушной волны от ФАБ, разорвавшейся рядом с машинным зданием, необходимо заложить имеющиеся в стенах проемы (окна) деревянными переборками или несчаными перемычками (в мешках). Как показывают теоретическое рассмотрение и опыты, при попадании и разрыве ФАБ в воде возникают значительные волны давления, передающиеся по массе воды и, могущие разрушить решетки и щиты, погруженные в воду. Кроме того указанные волны давления,

¹ ФАБ — сокращение обозначение фугасных авиабомб.

распространяясь по воде, могут причинить значительные разрушения также водоприемникам, оголовкам напорных трубопроводов, спиральным камерам турбины, всасывающим трубам и т. д.

В силу этого обстоятельства в некоторых случаях прибегают к устройствам, предохраняющим от разрыва ФАБ в воде, в непосредственной близости от защищаемого объекта. К таковым относятся защитные плавучие плоты, устанавливаемые на воде, толщина которых рассчитана на непробиваемость. При попадании ФАБ разорвется на плоту, и в воде не возникнет опасных волн давления.

Кроме того в некоторых случаях для защиты от последних устраиваются также и подводные траверсы.

Помимо метания ФАБ возможны попытки разрушения гидротехнических сооружений также путем сбрасывания с самолетов в реку или водный бьеф самодвижущихся торпед или мин. Последние, будучи сброшены вдали от сооружения, могут подойти к нему или даже проникнуть внутрь водоприемника, спиральной камеры и т. д. и своим взрывом принести весьма серьезные разрушения.

Для предохранения сооружений в данном случае применяется установка на некотором безопасном расстоянии противоминных сетей, задерживающих и взрывающих мины.

При проектировании гидроустановок, находящихся в зоне возможных воздушных налетов, требования ПВО должны быть учтены в полной мере. В этом отношении в первую очередь должно быть обращено внимание на выбор схемы гидроустановки и компоновку ее сооружений, а также на установление типов и конструкций сооружений, наименее уязвимых для воздушных нападений.

Кроме того при проектировании отдельных сооружений, в зависимости от их типа и конструкции, должны быть намечены, с одной стороны, маскировочные мероприятия и с другой — конструктивные, имеющие своей целью создание непробиваемых перекрытий, траверс и т. п.

Наименее уязвимыми гидроустановками, в отношении своей схемы являются гидроустановки с отводящей (подземной) деривацией и подземным машинным зданием, описанные в § 40. Однако применение их, естественно, ограничивается наличием соответствующих природных условий.

Приплотинные гидроустановки, в особенности при массивных (бетонных или земляных) плотинах, можно считать менее уязвимыми по сравнению с речными. Большую безопасность в отношении ПВО в речных гидроустановках можно получить при применении некоторых конструкций встроенных машинных зданий, например, при расположении агрегатов внутри плотины или в ее массивных бычках.

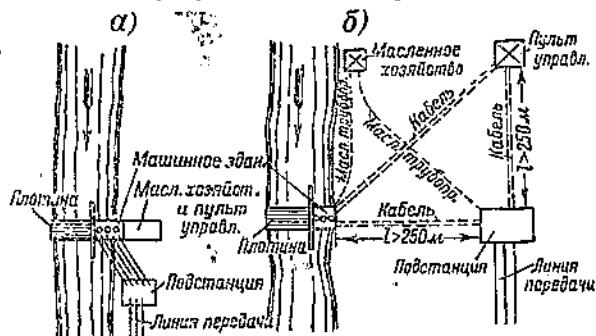
Гидроустановка фиг. 147 и 148 по своей компоновке также дает возможность в весьма полной степени обеспечить неуязвимость от воздушных нападений, так как машинное помещение располагается под водой; оно может быть снабжено усиленным перекрытием и защищено плотами. Из деривационных гидроустановок более уязвимыми являются те, которые включают в себя напорную деривацию, проложенную на поверхности земли в виде деревянной или железобетонной трубы. Наиболее благоприятным типом деривации является тоннельный. При трассировке открытых каналов или напорных деривационных водоводов необходимо избегать длинных прямолинейных участков, маскировка которых является весьма затруднительной. Наоборот изломы трассы в плане и чередование открытых участков деривации с тоннелями позволяет осуществлять хорошую маскировку путем осуществления некоторых дополнительных мероприятий (посадки, насаждения, ложные вырубки растительности и т. д.).

С целью уменьшения размеров повреждений при попадании ФАБ желательно возможно большее разъединение ответственных частей сооружений, т. е. расположение их на возможно большей территории.

Это общее требование, легко выполнимое в отношении ряда промышленных и гражданских сооружений, в отношении гидроустановок может быть выполнено лишь частично, так как основные гидротехнические сооружения связаны между собой своими функциональными назначениями. Так, например, при приплотинных и деривационных гидроустановках взаимное расположение сооружений определяется рельефными условиями и гидравлической схемой их дейст-

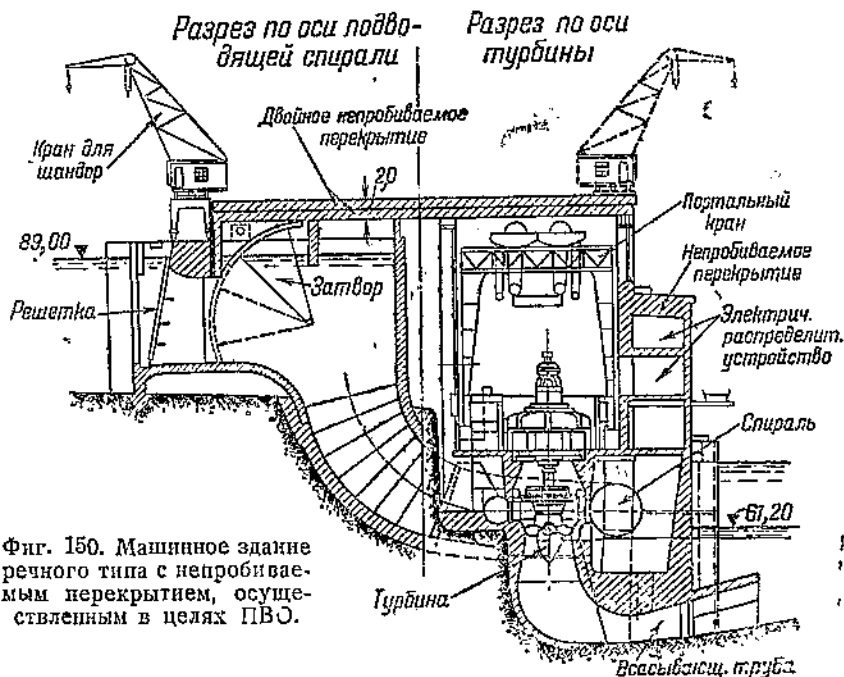
вия; речные гидроустановки по самой своей схеме требуют расположения обоих основных сооружений плотины и машинного здания в одном створе.

Тем не менее указанный принцип «разъединения» в известной мере может быть осуществлен даже при речной схеме гидроустановки в отношении неко-



Фиг. 149. Схемы размещения вспомогательных устройств при речных гидроустановках.

а — обычная (компактная) схема; б — «разъединенная» схема с учетом требований ПВО.



Фиг. 150. Машинное здание речного типа с непробиваемым перекрытием, осуществленным в целях ПВО.

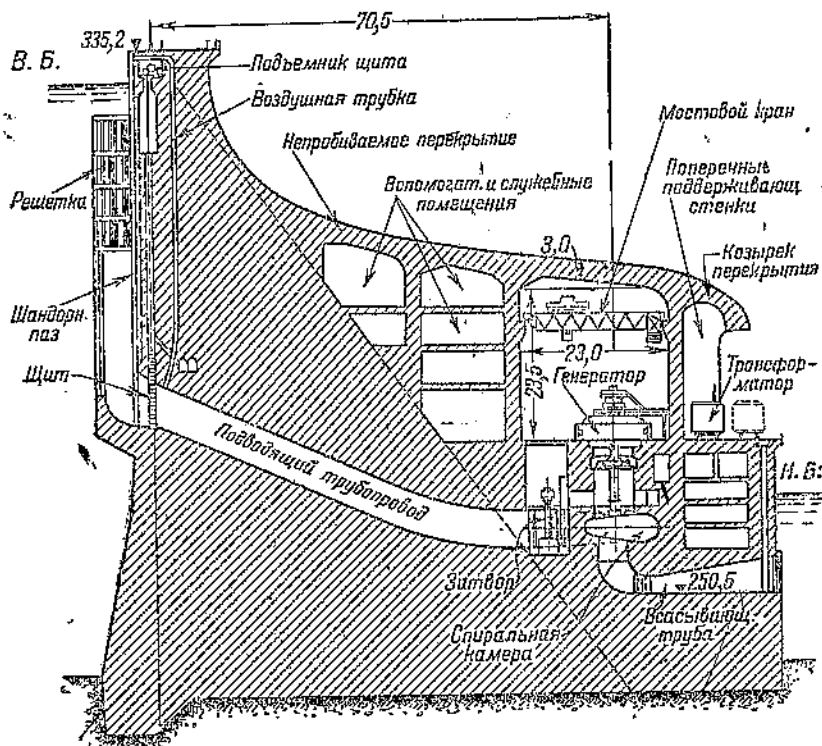
торых вспомогательных, но жизненно необходимых для функционирования устройств. Так, например, на фиг. 149, а представлена обычная схема расположения вспомогательных устройств в речной гидроустановке, представляющая собой известную опасность в отношении повреждений при попадании ФАБ.

На фиг. 149, б показано взаимное «разъединенное» расположение вспомогательных сооружений, представляющее собой то преимущество, что при попадании ФАБ на территории гидроустановки количество поврежденных объектов будет меньшим.

Само машинное здание для предохранения от разрушения необходимо снабдить непробиваемым перекрытием.

Пример подобной конструкции дан на фиг. 150. Как видно из чертежа, непробиваемое перекрытие толщиной около 2 м располагается не только непосредственно над машинным зданием, но предохраняет также и водоприемную часть и подводящую спираль турбины. Для поддержания перекрытия осуществлены дополнительные балки и колонны.

Низовая продольная стена машинного здания с целью уменьшения пролета защитной плиты сдвинута в меру возможности в сторону верхнего бьефа и расположена над спиральной металлической камерой турбины, передавая свою нагрузку на основание посредством арки.



Фиг. 151. Машинное здание приплотинного типа с защитными устройствами ПВО.

Мостовой кран в данном случае заменен порталным краном, опирающимся непосредственно на массивную подводную часть.

Трансформаторы с целью уменьшения габаритов машинного здания вынесены на берег и расположены отдельно. Имеющиеся в машинном здании помещения распределительных устройств генераторного напряжения имеют «обжатые» габариты и также снабжены непробиваемым перекрытием.

В приплотинных гидроустановках, имеющих глухие плотины, с целью повышения надежности необходимо усиливать профиль плотин, в особенности, земляных, увеличивая ширину по гребню.

Массивные бетонные глухие плотины менее уязвимы по сравнению с другими типами плотин. Машинные здания в приплотинных гидроустановках с бетонными плотинами желательно либо «вдвинуть» в тело плотин, либо, как показано на фиг. 151, снабдить защитным непробиваемым перекрытием.

В данном случае в противоположность гидроустановке фиг. 150 и распределительные устройства и главные повысительные трансформаторы размещены у машинного здания. Такое решение является возможным, поскольку они имеют непробиваемые перекрытия.

Интересно отметить, что козырек перекрытия поддерживается поперечными стенками, играющими в отношении трансформаторов роль траверс. Для поддержания мощного перекрытия все поперечные стенки, как видно из чертежа, выполнены также весьма массивными.

В отношении сооружений деривационных гидроустановок необходимо привести следующие мероприятия.

Глубинные (напорные) годоприемники желательно осуществлять шахтного типа (фиг. 131), причем над входным отверстием должен быть устроен непробиваемый козырек.

Аналогичные требования предъявляются и к уравнильным резервуарам.

Поверхностные водоприемники и напорные бассейны являются более уязвимыми сооружениями.

Деривационные напорные водоводы рекомендуется осуществлять зарытыми в траншею или засыпать их землей сверху. В связи с этим требованием применение должны найти не деревянные, а железобетонные трубопроводы.

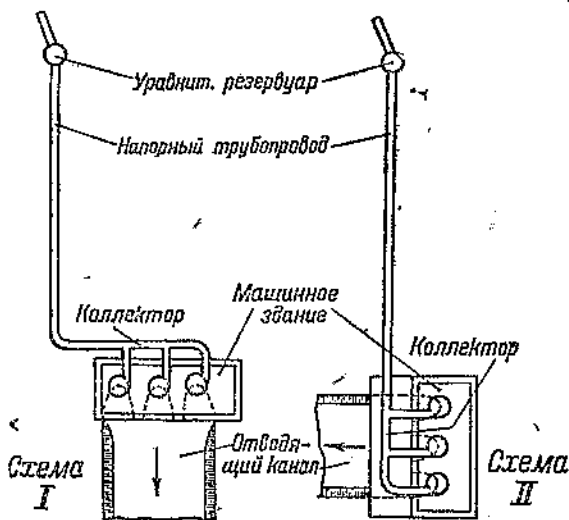
Особое внимание должно быть уделено компоновке напорного трубопровода в машинного здания деривационных гидроустановок.

При компоновке, аналогичной фиг. 108, повреждение ФАБ напорного трубопровода может вызвать аварию и с машинным зданием, так как мощные потоки воды будут скатываться по трассе трубопроводов и попадать непосредственно на машинное здание.

Ввиду этого, с одной стороны, желательно сделать напорные трубопроводы менее уязвимыми, а с другой — поставить машинное здание вне сферы непосредственного воздействия потока воды.

Первое достигается прокладкой напорного трубопровода в тоннеле или прикрытием его земляной засышкой, второе — соответствующей компоновкой станционного узла. На фиг. 152 даны такие компоновки. В этих схемах при разрыве напорного трубопровода потоки воды устремляются в основном мимо машинного здания.

Коллектор напорного трубопровода должен быть заделан в бетонный массив или предохранен от ФАБ засыпкой слоем земли или путем устройства непробиваемого перекрытия. В отношении самого машинного здания остается в силе все сказанное выше.



Фиг. 152. Схемы подвода воды к машинному зданию деривационной гидроустановки, учитывающие требования ПВО.

44. Восстановительные работы по гидроустановкам

При освобождении временно захваченных врагом районов параллельно с общим восстановлением народного хозяйства возникает задача восстановления и разрушенных гидроустановок.

Восстановительные работы в отношении крупных гидроустановок требуют

составления проекта, учитывающего характер и степень обнаруженных повреждений, требующиеся сроки восстановления и условия производства работ.

Помимо этого требуется заказ и изготовление нового гидромеханического и электрического оборудования, если оно не было своевременно эвакуировано вглубь страны.

Поскольку вновь поставляемое оборудование может иметь несколько отличные от старых габариты и параметры, постольку проект восстановления должен базироваться на новых данных.

Основные затруднения при восстановительных работах могут встретиться в отношении организации строительных работ по плотине и другим сооружениям, расположенным в русле реки непосредственно или у русла. Так, например, для восстановления гребня водосливной плотины необходимо предварительно каким-либо путем снизить горизонт воды в верхнем бьефе и освободить поврежденное место от перелива. Ввиду этого одной из наиболее важных частей проекта восстановления является проект производства и организации работ, увязанный со сроком восстановления и с режимом реки.

В проекте восстановления должны быть учтены недостатки конструкции гидроустановки, обнаруженные эксплуатацией и запроектированы устраняющие их меры.

Восстановление средних и особенно малых гидроустановок осуществляется легче. В данном случае можно скорее получить недостающее машинное оборудование, так как оно является типовым или стандартным. Наконец, для гидроустановок малой мощности оборудование может быть применено и несколько отличное от старого по своим параметрам, но зато имеющееся на заводе-изготовителе готовым; при этом гидротехнические сооружения и машинное здание должны быть приурочены к новым параметрам устанавливаемого оборудования.

При восстановлении малых гидроустановок составление проекта может потребоваться лишь в отношении отдельных наиболее крупных сооружений, причем эти проектные работы в большинстве случаев могут быть осуществлены непосредственно на месте. Проекта производства работ обычно составлять не приходится.

Основной принцип, который кладется в основу восстановительных работ, заключается в скорейшей выдаче электроэнергии, хотя бы в частичном объеме. Это особенно важно в отношении снабжения восстанавливаемой промышленной района на первых порах хотя бы минимальным количеством энергии, которое будет способствовать возрождению хозяйственной жизни. Кроме того необходимо стремиться к тому, чтобы обеспечить первоначальную выдачу тока с минимально возможными затратами сил и материалов, особенно при возных.

Для осуществления данного принципа рационален ввод в действие первой очереди гидроустановки при частичном количестве агрегатов или на неполном расходе, который может быть пропущен водоподводящими сооружениями при незначительном ремонте или даже в имеющемся состоянии.

При разрушении верхней части плотины и затруднительности ее скорого восстановления пуск первой очереди может быть осуществлен при пониженной подпорной отметке, т. е. с меньшим напором на турбинах. В дальнейшем уже в процессе работы гидроустановки можно будет достроить плотину и перейти на работу с нормальным напором.

В рассматриваемом случае надо иметь в виду, что турбины должны будут работать в первое время в режимах, отличных от расчетного, т. е. с ухудшенным к. п. д. (см. § 20 гл. III). Если генератор остается прежним или заменяется новым, но отличным от старого, то число его оборотов при работе первой очереди должно соответствовать нормальному. Вследствие этого турбины и в условиях пониженного напора должны будут иметь нормальное число оборотов, что и определяет собой отклонение от оптимального режима работы и падение к. п. д.

Указанное обстоятельство надо иметь в виду и при приобретении новых турбин и генераторов иного типа по сравнению со старыми, поэтому необходимо производить соответствующие расчеты, устанавливающие режимы работы турбин.

РАБОТА ГИДРОУСТАНОВКИ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ. РЕГУЛИРОВАНИЕ РАСХОДА И МОЩНОСТИ

45. Понятие об энергетической системе и графиках нагрузки

При современном развитии техники энергетическое хозяйство, т. е. снабжение потребителей электроэнергией, может принять рациональные формы лишь при наличии мощных энергетических систем.

Энергетическая система представляет собой совокупность генерирующих энергию установок (тепловых и гидравлических), электрически объединенных между собой и связанных с потребителями линиями электропередачи.

Таким образом в энергетической системе все генерирующие станции отдают свою энергию по линиям передачи в общую электрическую систему, откуда энергия распределяется между потребителями. Сумма потребностей в энергии всех потребителей системы является нагрузкой энергетической системы; суммарная работающая мощность всех станций энергетической системы в каждый данный момент времени должна соответствовать нагрузке.

Так как потребности в энергии у отдельных видов потребителей меняются во времени, то следовательно, и нагрузка в системе является переменной во времени величиной.

Кривая изменения нагрузки во времени называется графиком нагрузки.

Исключительно большое рационализирующее влияние энергетической системы заключается в том, что при совместной работе различных генерирующих станций можно использовать наиболее подходящий вид топлива (торф, низкосортные угли и др.), приспособить к совместной работе станции различных типов (гидро- и тепло-), обеспечить большую бесперебойность снабжения потребителей энергией и повысить степень использования оборудования.

Кроме того при суммировании спроса на энергию отдельных видов потребителей в общий график нагрузки системы получается частичная компенсация максимумов и минимумов: максимальная ордината графика нагрузки системы всегда меньше суммы максимумов отдельных потребителей системы. Таким образом, объединяя потребителей энергии, мы получаем улучшение графиков нагрузки.

В силу изложенных обстоятельств при наличии энергетической системы можно покрыть потребности в энергии какого-либо района с меньшей установленной мощностью и при меньшей стоимости энергии¹.

Необходимо указать, что создание крупных энергетических систем является осуществлением основных положений известного гениального ленинского плана ГОЭЛРО (1920 г.)², и что в отношении развития энергетических систем СССР принадлежит ведущее место.

Основными видами электрических станций, работающих в системе, являются тепловые конденсационные станции, теплофикационные станции, гидроустановки и станции с двигателем внутреннего сгорания — дизельные станции. К этим типам станций в недалеком будущем возможно добавятся ветровые силовые станции.

Распределение нагрузки системы между соответствующими станциями должно производиться с учетом специфических свойств отдельных типов станций так, чтобы общая работа системы была наиболее рациональной, т. е. чтобы стоимость киловатт-часа, выданного всей системой, была бы минимальной.

В зависимости от периода времени различают суточные, декадные, месячные и годовые графики нагрузок. Наибольшее значение имеют суточные и годовые графики нагрузки.

¹ Помимо этого в энергетических системах может иметь место также, централизованное снабжение теплом (отработанным паром) от так называемых теплоснабжающих электроцентралей — теплоэлектроцентраль (ТЭЦ).

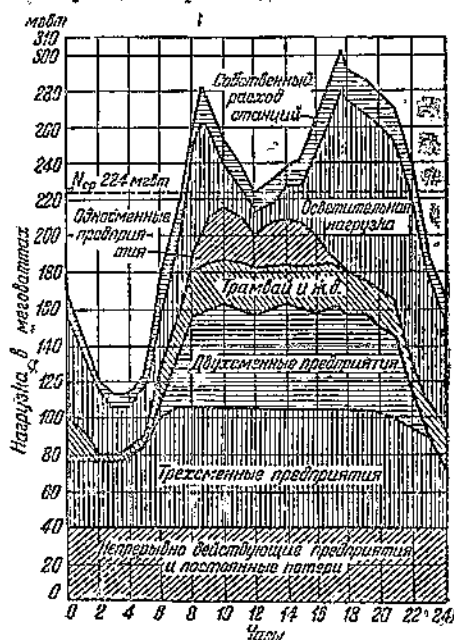
² См. гл. VII. Заключение.

Каждый из отдельных видов потребителей имеет свое характерное изменение нагрузки в течение суток. Так, например, промышленные предприятия, работающие без перерыва или в три смены, требуют почти постоянной мощности. Для двухсменных или односменных предприятий отпуск основной энергии необходим лишь в течение 16—17 и соответственно 8—9 час. в сутки. Энергия на электрические железные дороги, городские и пригородные, распределяется в течение суток неравномерно и должна подаваться соответственно с графиком интенсивности движения. Наконец, энергия на освещение и на бытовые потребности потребляется в зависимости от наступления темноты и режима дня человека (фиг. 153).

В график нагрузки системы должны быть включены также потери энергии на пути от генерирующих станций до потребителя и расход энергии, потребляемый станциями на собственные нужды.

Площадь графика нагрузки, аналитически определяемая интегралом $\int_0^{24} N_t dt$,

дает суточную выработку $\mathcal{E}_{\text{сут}}$ в квтч в масштабе площади, соответствующем произведению масштабов осей координат (киловатты и часы).



Фиг. 153. Типичный график суточной нагрузки крупного промышленного центра СССР за зимний день.

Для графика фиг. 153 $N_{\text{ср. сут}} = 224\,000 \text{ квт}$, $N_{\text{макс. сут}} = 303\,000 \text{ квт}$, отсюда коэффициент нагрузки равен $K_{\text{нагр}} = 0,74$.

Данная величина коэффициента нагрузки характерна для крупных промышленных центров с наличием значительной части постоянной нагрузки. Чем больше будет доля бытовой нагрузки и чем меньше доля промышленной нагрузки, тем более неравномерен будет график и тем меньше $K_{\text{нагр}}$.

В этом отношении графики суточных нагрузок наших систем отличаются от графиков зарубежных систем: в последних неравномерность значительно больше, а коэффициент нагрузки $K_{\text{нагр}}$ меньше. Причиной этого являются отсутствие рационального использования промышленного оборудования — пре-

График суточной нагрузки определяется в основном тремя данными: максимальной суточной мощностью — $N_{\text{макс. сут}}$, суммарной ординате самого большого "пика" графика, минимальной суточной мощностью — $N_{\text{мин. сут}}$, равной ординате самого глубокого "провала", и средней суточной мощностью — $N_{\text{ср. сут}}$, определяемой делением суточной выработки $\mathcal{E}_{\text{сут}}$ на 24 часа и графически представляющей собой среднюю ординату графика. Отношение средней суточной мощности к максимальной суточной мощности называется коэффициентом нагрузки $K_{\text{нагр}}$.

$$K_{\text{нагр}} = \frac{N_{\text{ср. сут}}}{N_{\text{макс. сут}}} \quad (72)$$

Максимальная возможная величина $K_{\text{нагр}}$ — единица, что соответствует графику, имеющему форму прямоугольника. Чем меньше $K_{\text{нагр}}$, тем более неравномерен график нагрузки, поэтому величина коэффициента нагрузки $K_{\text{нагр}}$ в известной степени может служить характеристикой конфигурации суточного графика.

обладание односменных предприятий, меньшая доля индустриальной нагрузки и отсутствие какого-либо планирования и ограничения потребления энергии. Для графика фиг. 154 коэффициент нагрузки $K_{нагр}$ для зимнего дня равен 0,408 и для летнего — 0,515.

Суточный график нагрузки для какой-либо системы не остается одинаковым в течение года: изменение его обусловливается влиянием года на бытовую и коммунальную части нагрузки.

Таким образом для определенного года графики нагрузки для зимних суток и летних суток должны быть различны. Это различие будет тем больше, чем больше доля коммунальной, бытовой и сельскохозяйственной нагрузок.

Значительное влияние фактора сезонности (из-за структуры потребителя) проявляется на фиг. 154.

На фиг. 155 представлено изменение во времени $N_{макс. сут.}$, $N_{ср. сут.}$ и $N_{мин. сут.}$ в течение пяти последовательных лет, типичное для небольших энергетических систем Западной Европы. В данном случае общий рост потребления энергии весьма невелик и колебания с годовой периодичностью ясно выражены.

В наших условиях указанная сезонная периодичность нарушается общим непрерывным ростом энергопотребления, являющегося показателем индустриализации страны. Ввиду этого, например, нагрузка летнего дня последующего года в известных случаях может оказаться даже больше нагрузки зимнего дня предыдущего года.

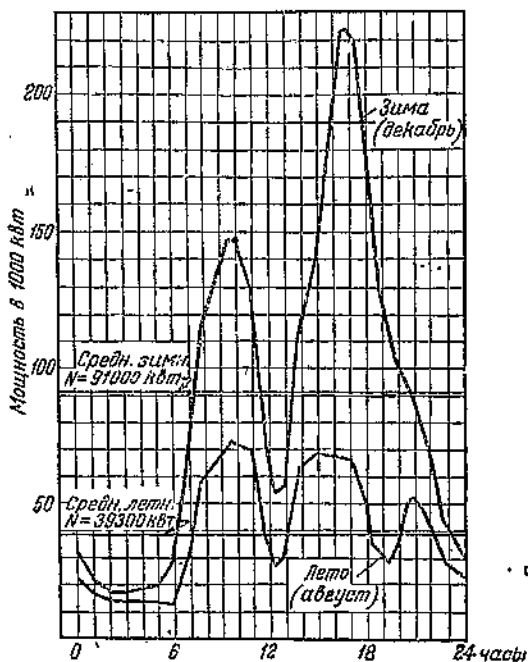
Особенно резко это обстоятельство проявляется в восточных районах страны в военный период после эвакуации в глубь страны многих мощных промышленных предприятий, где потребность в энергии возрастает параллельно с неуклонным ростом выпуска оборонной продукции.

Годовые графики нагрузки системы, очевидно, можно получить, если построить в один ряд последовательно 365 суточных графиков. Однако такой график будет совершенно неудобен для рассмотрения или работы из-за своей значительной длины, поэтому на практике годовые графики нагрузки строят по среднесуточным мощностям, т. е. откладывают на оси абсцисс (шкале времени) 365 ординат, соответствующих среднесуточным мощностям $N_{ср. сут.}$.

Такой график, очевидно, не дает представления о максимальных мощностях, необходимых в разрезе суточных графиков нагрузки; для оценки их на графике нужно нанести также и суточные максимумы. Кроме того, можно нанести также и минимумы суточных нагрузок.

Пример графика годовой нагрузки можно увидеть на фиг. 155, если взять период времени в один год.

Площадь графика годовой нагрузки (по $N_{ср.}$) представляет собой выработку энергии за год $\mathcal{E}_{год}$, выраженную в киловаттчасах. Масштаб площади



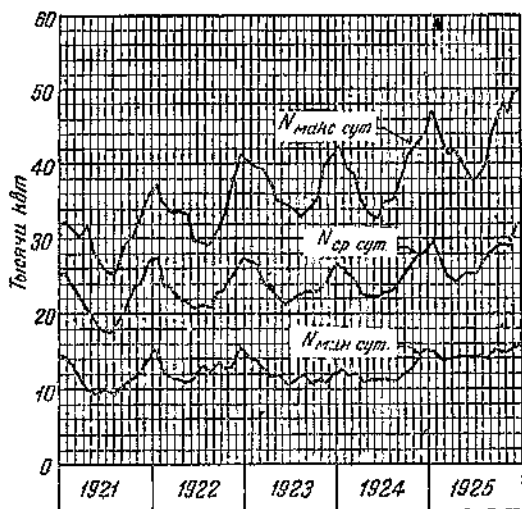
Фиг. 154. График суточной нагрузки (зимний и летний) энергосистемы „Парижской компании распределения энергии“ (1924 г.).

определяется произведением масштабов оси ординат в киловаттах и оси абсцисс в часах.

Если разделить годовую выработку $\mathcal{E}_{год}$ на число часов в году — 8760, то получим среднегодовую мощность $N_{ср. год}$ в киловаттах. Очевидно, что среднегодовая мощность представляет собой высоту прямоугольника с основанием, равным двенадцати месяцам (8760 час.), по своей площади соответствующего площади графика нагрузки.

46. Работа гидроустановки в системе в разрезе суточного графика нагрузки. Суточное регулирование стока

Поскольку суточный график нагрузки как было разобрано выше, имеет значительную неравномерность, постольку для его покрытия необходима неравномерная работа всех станций, входящих в систему, или части их.



Фиг. 155. Изменения максимальных, средних и минимальных суточных мощностей во времени, типичные для небольших энергетических систем Западной Европы.

При изменениях нагрузки необходимо, чтобы регуляторы машин-двигателей, работающих в сеть, приводили бы их мощности в соответствие с нагрузкой.

Если, например, за увеличением нагрузки в сети не произойдет быстрого и автоматического увеличения мощности работающих в сеть машин, то последние перегрузятся, частота тока упадет и нормальное электроснабжение будет нарушено; оно может быть восстановлено лишь временным отключением некоторой части потребителей до момента увеличения мощности уже работающих машин или пуска новых.

Установим, как влияет на условия эксплуатации отдельных видов станций неравномерность работы в суточном разрезе.

Тепловые конденсационные станции, вообще говоря, могут рабо-

тать на неравномерном графике. Однако при этом имеются некоторые неудобства и затруднения, заключающиеся в нижеследующем.

В силу неравномерности отдачи электроэнергии паропроизводительность котлов, естественно, должна изменяться в течение суток. Это значит, что ряд котлов необходимо останавливать в одно время суток и затем вновь пускать в работу в другой момент суток.

Точное время начала возрастания нагрузки или наступления пиков в какие-либо данные сутки, конечно, не известно; известна лишь фактическая конфигурация графика нагрузки за предыдущие сутки. Ввиду этого увеличение мощностей котлов должно быть произведено заранее с некоторым запасом времени. Кроме того заранее должны быть введены в работу с малой нагрузкой и паровые турбины.

Паровые котлы, поддерживаемые с нормальным давлением пара, которые способны в кратчайший срок начать пароотдачу, называются находящимися на

¹ С точки зрения нормального электроснабжения (нормальная частота 50 пер/сек) изменения частоты тока, даже временные, не должны превышать $3 \div 6\%$.

станции в горячем резерве. Если же для перевода котла в работу необходимо предварительно растапливать его и затрачивать на это соответствующее время, резерв называется холодным.

Наличие котлов в горячем резерве, а также предварительная растопка их увеличивают, естественно, расход топлива на станции. Практика показала, что удельный расход топлива на 1 кетч выработки тем меньше, чем режим работы отдельных агрегатов станции равномернее, поэтому работа конденсационной станции на пиках нагрузки сопровождается большим расходом топлива, чем при равномерной работе, а следовательно, удорожает и стоимость отпущенного ею киловаттчас.

Помимо этого обстоятельства использование паровых конденсационных станций на пиках суточной нагрузки нежелательно из-за отсутствия соответствующей гибкости в работе станций: невозможности покрытия случайных пиков нагрузки. Последние могут быть покрыты лишь за счет горячего резерва, а не всей мощности станции: холодный резерв, естественно, не может считаться мгновенным резервом. Для превращения же холодного резерва в горячий необходима растопка котлов, что занимает не менее нескольких часов.

Таким образом при работе на пиках суточной нагрузки тепловых конденсационных станций мы имеем увеличенный против возможного расход топлива, удорожание стоимости 1 кетч, а также в известной мере и отсутствие соответствующей гибкости и автоматичности в покрытии пиков нагрузки.

Работа теплофикационной паровой станции в течение суток должна быть связана с суточным графиком выдачи тепла (пара). Последний имеет или постоянную ординату в течение всех 24 час., если пар отбирается на отопление, или почти постоянную ординату в продолжение рабочего времени завода, если пар идет на производственные нужды.

В обоих случаях, а также при их сочетании мы имеем сравнительно ровный график потребления пара. Таким образом теплофикационные станции не приспособлены для работы на пиках суточной нагрузки.

Станции с двигателями внутреннего сгорания используют обычно дизельные двигатели, вследствие чего они называются также дизельными станциями.

Дизельные станции достаточно хорошо приспособлены для работы на переменной нагрузке, если мощность станции разбита на ряд агрегатов. В соответствии с имеющейся или ожидаемой в ближайшие моменты нагрузки можно пустить в работу соответствующее количество машин. По окончании пика часть машин можно выключить из работы. Это включение и выключение машин совершается без тех затруднений и перерасхода топлива, которые свойственны паровым станциям. Пуск в ход двигателя дизеля в силу его конструкции не требует длительных подготовительных операций и может быть произведен в короткое время, измеряемое минутами или десятками минут.

В силу указанных свойств дизельные станции на практике нередко употребляются для покрытия пиков суточной нагрузки в небольших системах.

Широкое применение дизельных станций для работы на суточных пиках лимитируется, с одной стороны, вообще высокой стоимостью энергии дизельных станций (топливо — мазут или нефть), а с другой стороны, — весьма незначительными мощностями агрегатов (1 000—1 200 л. с.), что затрудняет сооружение мощных станций.

Обратимся теперь к рассмотрению возможности работы гидроустановки на переменном режиме в течение суток.

Как видно из формулы (5), мощность гидроустановки определяется напором, расходом и соответствующими значениями к. п. д. турбины и генератора.

Напор на гидроустановке определяется ее компоновкой, и в разрезе суточного периода может считаться почти постоянным¹. Таким образом для получения переменной мощности гидроустановки в течение суток необходимо пропускать через турбины изменяющиеся расходы: чем больше мощность, требующаяся в данный момент времени, тем больше должен быть используемый в это время расход.

Изменение используемого расхода ведет к необходимости включения в работу различного числа турбин и к работе их с переменным открытием (загрузкой).

¹ При этом мы пренебрегаем изменениями потерь напора на трение, как функции расхода, имеющими место в гидроустановках II, III и IV типов.

Если число турбин (разбивка установленной мощности на агрегаты) и их тип подобраны в соответствии с возможными амплитудами колебания нагрузки, то очевидно к. п. д. турбин будет при всех значениях мощности гидроустановки более или менее хорошим. Коэффициент полезного действия генератора весьма мало изменяется с колебаниями нагрузки.

Это положение означает, что при работе гидроустановки на переменном режиме использование энергии воды будет производиться почти так же рационально, как и при работе на постоянном режиме мощности; в обоих случаях для получения определенной мощности нужен будет один и тот же расход.

Помимо этого гидроустановка обладает другим весьма важным преимуществом перед тепловыми станциями — гибкостью в работе.

В самом деле, увеличение мощности уже включенных в сеть агрегатов производится автоматически, в зависимости от роста нагрузки. При этом, как было разобрано в §§ 26, 29, 33 и 38, во всех типах гидроустановок за исключением гидроустановок с безапорной несаморегулирующейся деривацией изменение расхода, проходящего по сооружениям гидроустановки к турбинам, совершается также автоматически и не требует действий эксплуатационного персонала.

Пуск для дальнейшего увеличения мощности станции новых неработающих агрегатов может быть совершен в весьма короткое время, измеряемое несколькими минутами (§ 24). Таким образом при ожидаемом росте нагрузки в определенные часы суток на гидроустановке можно приготовить соответствующее число агрегатов, включив их в работу в сеть на холостом ходу. При увеличении нагрузки мощность агрегатов будет автоматически увеличиваться в соответствии с ростом нагрузки.

Если же наступит непредвиденный резкий пик нагрузки, то его можно покрыть через несколько минут, включив в работу все имеющиеся в машинном здании агрегаты.

Таким образом видно, что гидроустановки в силу своих основных свойств могут с одинаковым успехом работать как на постоянной в течение суток мощности, так и на переменной.

Отсюда следует, что с точки зрения рациональной работы всех электрических станций системы на переменный режим работы в течение суток выгодно ставить именно гидроустановки, предоставив остальным станциям по возможности работать на постоянной в течение суток нагрузке. Иными словами, гидроустановки рационально ставить на работу «на пиках» суточного графика нагрузки, а тепловые станции — «на базисе».

Это положение будет справедливо, однако, лишь при том условии, что гидроустановка, работая на пиках суточной нагрузки, не уменьшит своей возможной выработки, т. е. не уменьшит используемого суточного стока реки.

В настоящее время в тех энергетических системах, в составе которых имеются гидроустановки, последние работают на пиках суточной нагрузки; исключением из этого являются лишь отдельные периоды года, что освещено в следующем параграфе.

Пример работы гидроустановок на пиках графика нагрузки дан на фиг. 156. Как видно из фиг. 156, гидроустановками снят не весь пик, что обусловлено рядом причин; тепловые станции несколько изменяют свою мощность в течение суток, однако работа их благодаря неравномерной работе гидроустановок в значительной степени выравнена.

Для возможности работы на пиках нагрузки гидроустановка должна пропускать через себя в течение суток переменные расходы. В реке же, как известно из гл. II, режим расходов меняется лишь в разрезе года и за время каких-либо рассматриваемых суток расход можно считать постоянным.

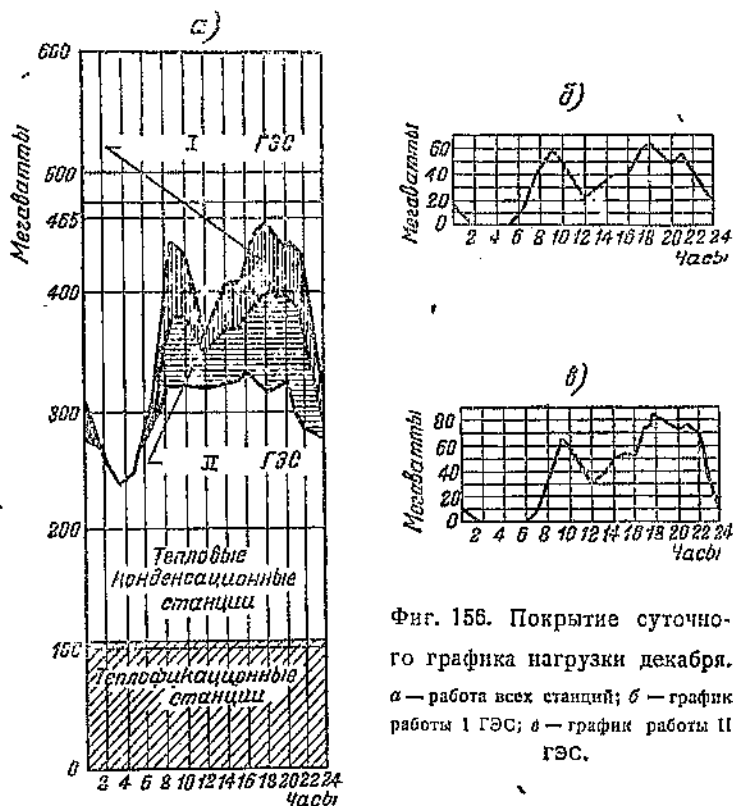
Гидроустановка может за сутки использовать (пропустить через себя) лишь тот сток, который имеется в реке за те же сутки. Отсюда следует, что при работе на пиках суточной нагрузки гидроустановка использует суточный сток реки, но по другому (неравномерному) графику.

Таким образом в часы «провалов» графика нагрузки гидроустановка уменьшает свою мощность и расходы реки используются неполностью; неиспользуемые расходы за время часов «провалов» должны быть скоплены или аккумулярованы в верхнем бьефе или специальном резервуаре — водохранилище. В часы «пиков» нагрузки, наоборот, необходимо использовать не только рас-

ходы, имеющиеся в данный момент в реке, но и сток, накопленный или запасы в часы «провалов».

Указанное изменение режима расходов, или перераспределение стока, называется суточным регулированием.

Представим себе, что на рассматриваемой гидроустановке за данные сутки имеется расход в реке $Q \text{ м}^3/\text{сек}$. Пусть средний напор за сутки будет H и соответствующие к. п. д. турбины и генератора — η_t и η_g . Если бы гидроустановка



Фиг. 155. Покрытие суточного графика нагрузки декабря.
а — работа всех станций; б — график работы I ГЭС; в — график работы II ГЭС.

новка работала при постоянном расходе, то она имела бы мощность $N_{cr} = 9,81 \cdot Q \cdot H \cdot \eta_t \cdot \eta_g$ [формула (5)] и дала бы за сутки выработку

$$\mathcal{E}_{сут} = 24 \cdot N_{cr} = 9,81 \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot H \cdot Q \cdot 24 \text{ катч.} \quad (73)$$

Суточный сток в реке $W_{сут}$ определяется через расход следующим образом: $W_{сут} = Q \cdot 24 \cdot 3600 \text{ м}^3$. Подставляя выражение $Q = \frac{W_{сут}}{3600 \cdot 24}$ в формулу (73), получим следующее соотношение между суточным стоком и суточной выработкой (в катч):

$$\mathcal{E}_{сут} = 9,81 \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot H \cdot \frac{W_{сут}}{3600} = 0,00272 \eta_t \cdot \eta_g \cdot H W_{сут} \quad (74)$$

где $W_{сут}$ выражено в м^3 .

¹ Из формулы (74) при $W = 1 \text{ м}^3$ получается выражение работы в киловатт-часах, соответствующее стоку в 1 м^3 при напоре $H \text{ м}$.

$$\mathcal{E} = 0,00272 \eta_t \eta_g H \text{ катч.}$$

Зная суточный сток рек $W_{сут}$ (или расход в реке — Q), можно подсчитать то количество работы в киловаттчасах, которое соответствует ему при имеющемся напоре H на гидроустановке.

Имея график нагрузки (фиг. 157, а), можно определить на нем площадь, соответствующую выработке гидроустановки, и тем самым установить суточный график работы самой гидроустановки.

Переведа мощности в расходы [по формуле (5)], можно получить график расходов, которые необходимо пропускать через гидроустановку для работы ее на пиках графика нагрузки (фиг. 157, б). Если на том же чертеже нанести расход воды в реке, то из сопоставления режима расходов: в реке — $Q_{реки}$ и на гидроустановке $Q_{ГЭС}$ можно установить, в какие периоды стока можно производить накопление воды и в какие часы необходимо расходовать накопленный сток. Так, например из графика фиг. 157, б видно, что в период от 23 час.

30 мин. до 8 час. должно проводиться накопление воды, в период же с 8 час. до 23 час. 30 мин. накопленный запас воды должен расходоваться на увеличение пропускаемого через гидроустановку расхода и, следовательно, мощности гидроустановки.

Накопление и расходование воды — суточное регулирование — могут осуществляться в том случае, если имеется соответствующий объем в верхнем бьефе или бассейне суточного регулирования. В гидроустановках речных, приплотинных и большинстве гидроустановок с напорной деривацией для указанной цели используется поверхностный слой в подпертом верхнем бьефе.

В гидроустановках с безнапорной несаморегулирующейся деривацией устраивается специальный бассейн суточного регулирования, размещаемый по возможности ближе к машинному зданию. При этом гидроустановка, несмотря на наличие несаморегулирующейся деривации, имеет возможность работать на пиках суточной нагрузки автоматически без специальных манипуляций со шпитами в водоприемнике. В самом деле, в этом случае открытие шпитов одновременно будет соответствовать расходу реки, который в течение суток не меняется; этот же постоянный расход будет проходить по первому участку деривации: от головного сооружения до бассейна суточного регулирования. Второй (короткий) участок деривации от бассейна суточного регулирования до напорного бассейна будет работать с переменными в течение суток расходами в соответствии с графиком нагрузки. В силу этого второй участок деривации должен быть осуществлен по саморегулирующемуся типу.

Иллюстрацией этого положения является гидроустановка фиг. 115.

При саморегулирующейся деривации в качестве регулирующего объема используются соответствующие объемы, заключенные в самой деривации и в некоторых случаях и в верхнем бьефе. Необходимый объем бассейна, требующийся для осуществления суточного регулирования, определяется объемом воды, накопленной за период аккумуляирования, т. е. за часы «провалов» графика нагрузки. На графике расходов (фиг. 157, б) объем водохранилища определяется (в соответствующем масштабе) площадью, заштрихованной горизонтально. При правильном построении чертежа площадь, заштрихованная вертикально, должна, естественно, равняться площади, заштрихованной гори-



Фиг. 157. Суточное регулирование гидроустановки.

а — график нагрузки с распределением его между тепловыми станциями и рассматриваемой гидроустановкой; б — график расходов за сутки в реке и на гидроустановке.

зонтально, так как объем израсходованной из бассейна воды не может быть отличным от накопленного.

Для определения объема бассейна суточного регулирования при проектировании гидроустановки необходимо произвести анализ всевозможных случаев регулирования, т. е. рассмотреть работу гидроустановки в разрезе ближайшего будущего отрезка времени.

Объемы, требующиеся для целей суточного регулирования, обычно невелики, и поэтому большинство гидроустановок может осуществлять таковое. Сработка верхнего бьефа или изменение горизонтов в бассейне суточного регулирования при этом в большинстве случаев не превосходит $1 \div 3$ м, а часто ограничивается всего лишь несколькими десятками сантиметров. В связи с этим напор на гидроустановке вследствие суточного регулирования изменяется незначительно и он для предварительных подсчетов суточной выработки может быть принят постоянным.

В известных случаях возможность работы гидроустановки на пиках суточной нагрузки лимитируется некоторыми обстоятельствами. Так, например, при наличии на реке судоходства полное прекращение подачи воды в нижний бьеф или уменьшение расходов ниже минимума, обеспечивающего судоходство, хотя на несколько часов в сутки, является, конечно, недопустимым.

Аналогичные требования могут налагаться и при наличии потребителей воды из нижнего бьефа в виде ирригационных каналов или водозабора промышленного водоснабжения.

В этих случаях работа гидроустановки на суточном регулировании может быть построена лишь так, чтобы не нанести ущерба остальным потребителям воды. Некоторые гидроустановки, как исключение, в силу полного отсутствия регулирующих объемов не могут осуществлять суточного регулирования и, следовательно, не могут быть использованы для покрытия суточных пиков нагрузки. Такие гидроустановки должны работать в графике нагрузки с постоянной мощностью в течение суток — в базисе графика; в силу этого рассматриваемые гидроустановки называют базисными гидроустановками. В противоположность им гидроустановки, имеющие возможность снимать значительные пики суточных нагрузок, называют пиковыми гидроустановками.

47. Работа гидроустановки в системе в разрезе годового графика нагрузки

Обратимся теперь к рассмотрению работы гидроустановки в разрезе годового графика нагрузки, при этом предположим, что гидроустановка сооружена на реке, принадлежащей к равнинному типу (§ 9), и что напор на гидроустановке является постоянным. Предположим далее, что рассматриваемая гидроустановка работает в энергетической системе.

На фиг. 158, а изображен график расходов используемой реки. Пусть максимальная установленная мощность на гидроустановке будет равна $N_{\max}$ квт, что соответствует пропуску расхода $Q_{\max}$, следовательно, расходы, превышающие $Q_{\max}$, не могут быть пропущены через гидроустановку, и часть стока в течение периода AB , заштрихованная на фиг. 158, а, не будет использована.

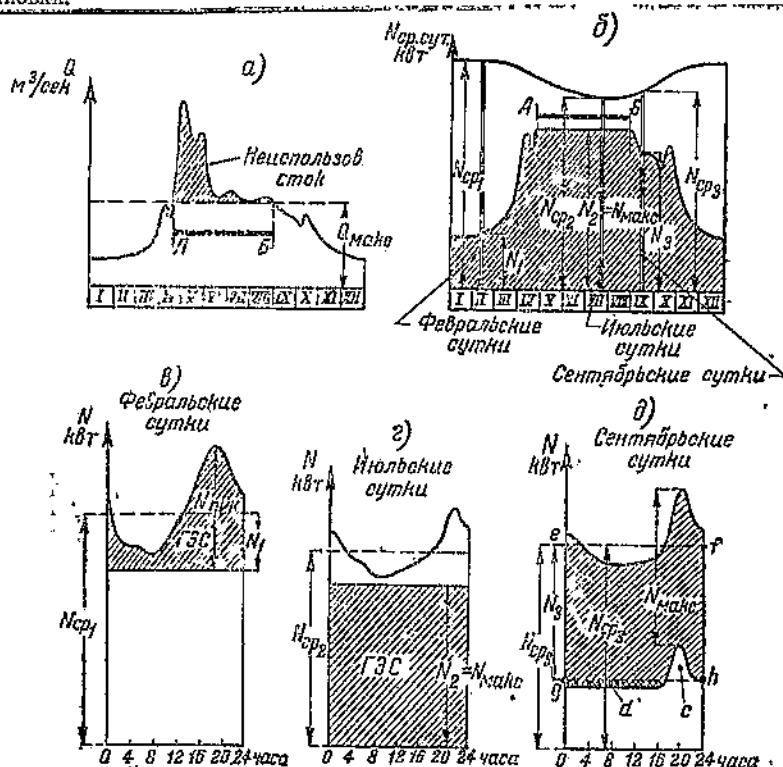
Имея график расходов, пропускаемых через гидроустановку, можно по напору H и значениям η_1 и η_2 подсчитать соответствующие им мощности и построить график изменения мощности гидроустановки в течение года, а затем наложить его на годовой график нагрузки всей системы (фиг. 158, б).

Как видно из фиг. 158, б, выработка гидроустановки в рассматриваемом примере не покрывает собой всего графика нагрузки. Ввиду значительного падения расхода в зимние месяцы, в период последних для покрытия графика нагрузки требуется значительная мощность от тепловых станций: потребность в энергии в зимние месяцы возрастает, между тем как выработка гидроустановки в это время падает.

В течение же летних месяцев, когда гидроустановка удовлетворена расходами в реке полностью или даже с избытком, она работает с среднесуточными мощностями, соответствующими полной установленной мощности — $N_{\max}$. В этот период на тепловые станции приходится минимальная часть общего графика нагрузки.

Таким образом благодаря «нервной» работе гидроустановки в течение года и работа тепловых станций получается неравномерной: в летние месяцы от них требуется малая мощность, зато в зимний — весьма большая.

Как уже было указано в § 45, ординатами рассматриваемого годового графика нагрузки являются среднесуточные мощности, поэтому фиг. 158, б дает нам представление об изменчивости в течение года (за различные сутки) лишь среднесуточных мощностей и суточных выработок тепловых станций и гидроустановки.



Фиг. 158. Работа гидроустановки в системе в разрезе годового графика нагрузки.

- а — график расходов с показанием использованного стока на гидроустановке;
б — график нагрузки системы с показанием графика мощности гидроустановки;
в — работа гидроустановки в ликовой части графика (февральские сутки);
г — работа гидроустановки на базе графика нагрузки (в июльские сутки);
д — работа гидроустановки в полупиковой части графика (сентябрьские сутки)

Для установления же величины действительно работающих мощностей необходимо рассмотреть графики нагрузок за ряд суток, характерных для определенных периодов года.

Суточный график нагрузки в системе за февральский день представлен на фиг. 158, в. Средняя ордината графика $N_{ср}$, равна соответствующей ординате графика фиг. 158, б, однако максимум графика суточной нагрузки больше $N_{ср}$; поэтому, несмотря на то что за рассматриваемые сутки энергия, выработанная станциями системы, будет равна $N_{ср} \times 24 \text{ квтч}$, в работу в часы пик должна была быть введена мощность бо́льшая, чем $N_{ср}$.

Количество энергии, которое может быть выработано гидроустановкой за рассматриваемые сутки, будет равно $N_1 \times 24 \text{ квтч}$. Площадь на фиг. 158, в, соответствующая этой выработке, будет представлять собой работу гидроуста-

мовки за февральские сутки, причем эту площадь можно поместить на верхней части графика нагрузки — на пике.

Из фиг. 158, в видно, что максимальная суточная мощность, которую должна при этом дать гидроустановка, будет $N_{\text{пик}}$, причем $N_{\text{пик}} > N_1$. Так как мощность N_1 , как видно из фиг. 158, б, а также $N_{\text{пик}}$ меньше установленной на гидроустановке мощности $N_{\text{макс}}$, то такая работа на пиках суточного графика в феврале месяце вполне возможна.

Иначе будет обстоять дело в июльский день. В самом деле, ввиду того что суточная выработка за июльский день будет соответствовать работе в течение 24 час. максимальной установленной на гидроустановке мощности $N_{\text{макс}}$, никакого перераспределения стока в течение суток произвести нельзя: воду, накопленную в часы провала графика нагрузки, нельзя будет пропустить через турбины в часы пик, так как пропускная способность последних будет недостаточной.

Ввиду этого при желании использовать на гидроустановке весь суточный сток реки гидроустановку в июльский день необходимо поместить на базис суточного графика, как это и показано на фиг. 158, г. Таким образом в целях использования максимального количества гидроэнергии, которая, вообще говоря, является более дешевой, чем энергия тепловых станций, в июльский день пик суточной нагрузки должны покрываться за счет тепловых станций.

Из изложенного следует, что, несмотря на желательность использования гидроустановок для покрытия пиков, в известные периоды года все же более рациональной является базисная работа гидроустановки.

Эти периоды года определяются тем, что расходы, имеющиеся в реке, превышают или соответствуют максимальному расходу, могущему быть пропущенному через турбины, т. е. $Q_{\text{реки}} > Q_{\text{макс}}$. На фиг. 158, а и б длительность такого периода определена отрезком АБ.

В остальные периоды года, когда $N_{\text{реки}} < N_{\text{макс}}$, гидроустановка используется для снятия пиков суточной нагрузки. Лимитирующим условием при этом, однако, является требование, чтобы максимальный пик суточной нагрузки, приходящийся на гидроустановку, не превышал ее установленной мощности.

Когда имеющиеся в реке расходы лишь незначительно меньше максимального используемого расхода, работа гидроустановки протекает в так называемой полупиковой части графика суточной нагрузки (фиг. 158, д); в этом случае происходит известное накопление стока в течение части суток, но лишь в той мере, в какой этот накопленный сток может быть пропущен через турбины в часы пик.

Определение части графика суточной нагрузки, которая в этом случае должна покрываться гидроустановкой, производится, исходя из двух условий: 1) площадь графика, соответствующая гидроустановке, должна равняться суточной выработке по речному стоку и 2) ни одна из ординат графика работы гидроустановки не может превышать установленной на гидроустановке мощности. За сентябрьские сутки (фиг. 158, е) определение части графика нагрузки, приходящейся на гидроустановку, осуществлено следующим образом. Линия ef является средней линией графика нагрузки. Если отложить от этой линии вниз отрезок N_2 — мощность водотока, то вся часть графика нагрузки, лежащая выше линии gh , будет по своей площади равняться суточной выработке гидроустановки.

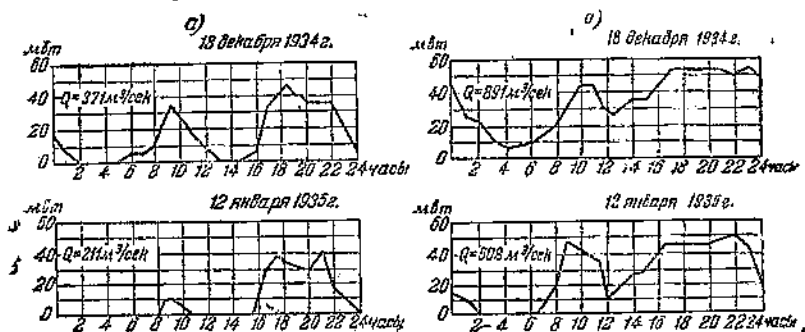
Однако эта часть графика не может быть графиком работы гидроустановки, так как второе условие не выдержано: пик в 20 час. не может быть снят, так как он превышает установленную мощность гидроустановки $N_{\text{макс}}$, поэтому из рассматриваемой площади надо исключить площадь c , с тем чтобы в этой части ординаты (заштрихованные) не превышали $N_{\text{макс}}$; за счет снятия площади c надо в период с 0 до 17 час. добавить ниже линии gh равновеликую ей площадь d . Таким образом окончательный график работы гидроустановки получается на фиг. 158, д между жирными линиями. Из приведенного рассмотрения следует, что работа гидроустановки на графике суточной нагрузки неодинакова в течение года и определяется как суточными графиками нагрузки и расходами в реке, так и установленной на гидроустановке мощностью.

Для иллюстрации этого изложения приведена фиг. 159, показывающая, как изменялись суточные графики работы двух речных гидроустановок в зависимости от имеющегося расхода воды в реке. Как видно из графиков, максималь-

ная работающая мощность сохраняется примерно одинаковой, с увеличением расхода воды в реке увеличивается лишь площадь графика.

Чем меньшую длительность имеет период AB (когда $Q_{\text{рекл}} > Q_{\text{макс}}$) в сравнении с годом (фиг. 158, а, б), тем большее время гидроустановку можно использовать для покрытия пиков графиков суточной нагрузки.

Величина же периода AB зависит от величины установленной мощности гидроустановки: чем больше выбрана последняя по отношению к расходам во-



Фиг. 159. Зависимость суточного графика работы гидроустановки от расхода воды в реке.

а — 1 ГЭС; б — 2 ГЭС.

дотока, тем меньше продолжительность периода AB , в течение которого гидроустановка обеспечена расходом на полную установленную мощность.

В силу весьма большого значения этого обстоятельства весьма часто помимо величины максимально используемого расхода в качестве характеристики гидроустановки приводят еще и длительность (в процентах или днях) периода обеспечения гидроустановки расчетным расходом, относя это к среднему гидрологическому году.

График годовой работы гидроустановки позволяет оценить степень использования оборудования.

Количество киловатт-часов, выработанных гидроустановкой в течение года $\mathcal{E}_{\text{год}}$, определяется заштрихованной площадью графика фиг. 158, б. Если установленное на гидростанции оборудование работало бы в течение целого года непрерывно, то была бы получена выработка $\mathcal{E}'_{\text{год}} = N_{\text{макс}} \times 8760$ катч; здесь $N_{\text{макс}}$ — установленная мощность, а 8760 — число часов в году.

Практически $\mathcal{E}_{\text{год}}$ всегда меньше $\mathcal{E}'_{\text{год}}$ и для сравнения действительной годовой выработки с теоретически возможной вводится особый параметр — число часов использования в году $h_{\text{исп}}$.

Если разделить действительную годовую выработку $\mathcal{E}_{\text{год}}$ на установленную мощность $N_{\text{макс}}$, то получится то число часов в году, в течение которых гидроустановка должна была бы работать всей установленной мощностью для получения годовой выработки $\mathcal{E}_{\text{год}}$:

$$h_{\text{исп}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}}{N_{\text{макс}}} = \frac{p_{\text{год}} \times 8760}{N_{\text{макс}}} \quad (75)$$

$h_{\text{исп}}$ на графике нагрузки представляет собой основание прямоугольника, имеющего высоту, равную $N_{\text{макс}}$, и площадь, равновеликую годовой выработке.

Из формулы (75) следует, что максимальной возможной величиной $h_{\text{исп}}$ является 8760 час. Чем более неравномерен будет график годовой работы гидроустановки, тем меньше будет величина $h_{\text{исп}}$, и наоборот.

Гидроустановки, имеющие большую обеспеченность установленной мощности по воде, обладают величиной $h_{\text{исп}}$ в пределах от 5000 до 6000 час.

Гидроустановки же, специально предназначенные для работы на пиках суточных нагрузок, имеющие малую обеспеченность установленной мощностью (по

графику расходов реки), обладают и малым числом часов использования — от 2 000 до 3 000 час.¹

Из рассмотрения графика фиг. 158, б можно прийти еще к одному выводу, касающемуся работы гидроустановки в энергетической системе.

В периоды, когда гидроустановка уменьшает свою среднесуточную мощность, для возможности покрытия годового графика нагрузки необходимо увеличение среднесуточной мощности тепловых станций. Однако в период больших расходов в реке эта мощность используется далеко не полностью. Неравномерная работа гидроустановки в течение года отражается и на неравномерности работы остальных тепловых станций данной системы, уменьшая их число часов использования $h_{исп}$.

Вместе с тем видно, что суммарная установленная мощность гидроустановки и тепловых станций превышает максимальную мощность, требующуюся по графику нагрузки.

Таким образом при значительной неравномерности графика годовой работы гидроустановки в системе получается так называемое «дублирование» мощностей теплостанций и гидроустановки.

Мощность тепловых станций для полного покрытия годового графика нагрузки должна быть определена по малоэчному периоду года, когда среднесуточные мощности гидроустановки уменьшаются до минимума². Чем более равномерен график среднесуточных мощностей гидроустановки в течение года, тем более эффективной получается не только работа рассматриваемой гидроустановки, но и всех остальных станций и всей энергетической системы в целом.

48. Сезонное, годовое и многолетнее регулирование речного стока

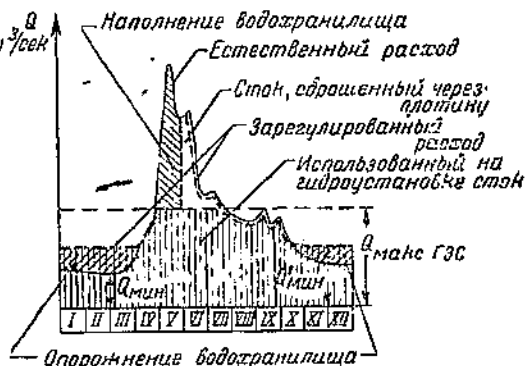
В целях улучшения работы гидроустановки и энергетической системы в целом весьма желательным представляется произвести перераспределение речного стока в году или так называемое сезонное или годовое регулирование. Путем сооружения плотин значительной высоты можно создать водохранилище достаточной емкости для регулирования расходов.

Описываемый вид регулирования отличается от только что рассмотренного суточного регулирования, во-первых, периодом, за который здесь принимается один год, а во-вторых, тем, что в данном случае в противоположность суточному регулированию естественный сток вырабатывается.

Регулирование называется сезонным или частичным годовым, если в результате его достигнуто некоторое увеличение минимальных расходов и уменьшение максимальных, и полным годовым, если зарегулированный расход приближается к среднегодовому.

На фиг. 160 представлен график сезонного регулирования, где показан естественный (незарегулированный) расход, являющийся притоком в водохранилище, и зарегулированный расход, т. е. расход, который пропускается в нижний бьеф.

Максимальный используемый на гидроустановке расход определяется пропускной способностью турбин; на фиг. 160 он обозначен $Q_{\max}$. Как видно из



Фиг. 160. Сезонное или частичное годовое регулирование стока.

¹ Это обстоятельство никоим образом не может расцениваться как показатель неэкономичности или нерациональности гидроустановки.

² Кроме того, необходимо учитывать еще и многоводность рассматриваемого года в многолетнем разрезе. Данный вопрос освещен в § 48.

чертежа, благодаря неполному регулированию не весь зарегулированный расход может быть использован на гидроустановке: часть его поступает в нижний бьеф, будучи сброшенной через плотину.

При работе гидроустановки на естественном режиме реки все расходы, превышающие $Q_{\text{макс}}$, сбрасываются в нижний бьеф через плотину (или водосброс).

Расходы, пропускаемые через гидроустановку при естественном режиме, колеблются между величинами $Q_{\text{макс}}$ и $Q_{\text{мин}}$; в связи с этим значительная часть стока (площадь, лежащая выше линии $Q_{\text{макс}}$) не используется для целей энергетики.

При зарегулированном режиме (показанном жирным пунктиром) минимальные расходы увеличиваются до $Q'_{\text{мин}}$, максимальные же расходы уменьшаются.

Следствием этого являются три обстоятельства.

Во-первых, увеличивается использованный гидроустановкой сток и, следовательно, увеличивается годовая выработка гидроустановки; не использованная часть стока, протекающая выше линии $Q_{\text{макс}}$, на фиг. 160 оставлена незаштрихованной.

Во-вторых, улучшается равномерность работы гидроустановки, так как теперь расходы колеблются в меньших пределах: от $Q'_{\text{мин}}$ до $Q_{\text{макс}}$.

В связи с этим улучшается работа всей энергетической системы в целом за счет уменьшения «дублированных» мощностей.

В-третьих, как видно из фиг. 160, уменьшаются максимальные паводковые расходы, что оказывает благоприятные последствия на расположенные ниже плотины обрабатываемые земли и населенные пункты.

В приведенном выше рассуждении применительно к фиг. 160 под зарегулированными расходами следует понимать среднесуточные зарегулированные расходы, если помимо сезонного и годового регулирования осуществляется еще и суточное регулирование, что имеет место почти всегда. В таком случае в течение суток через гидроустановку будут пропускаться изменяющиеся расходы, но с таким расчетом, чтобы суточный использованный сток или среднесуточный расход за данные сутки соответствовал бы той величине его, которая определяется из условий годового регулирования, т. е. из необходимости уменьшать расходы в многоводные месяцы и увеличивать расходы в маловодные месяцы.

Самый процесс регулирования заключается в том, что в период больших расходов в реке через турбины пропускается расход $Q_{\text{макс}}$, остальной же сток идет на заполнение водохранилища, в связи с чем уровень воды постепенно повышается. На фиг. 160 процесс наполнения водохранилища начинается 1 мая и продолжается до 1 июня. Сток, идущий на заполнение водохранилища, обозначен кривой штриховкой. К 1 июня водохранилище заполнено полностью и поэтому в нижний бьеф будут поступать расходы по естественному графику: в пределах до $Q_{\text{макс}}$ они будут проходить через гидроустановку, сверх же этого — через водосброс при плотине.

Водохранилище остается наполненным до середины октября, и в течение этого периода через гидроустановку пропускаются расходы, соответствующие естественному режиму.

С середины октября, когда естественные расходы начинают значительно падать, происходит постепенное опорожнение водохранилища, увеличивающее используемые на гидроустановке расходы. Вследствие опорожнения водохранилища горизонт верхнего бьефа непрерывно падает.

Опорожнение водохранилища на фиг. 160 заканчивается к 1/IV. В течение апреля гидроустановка работает на естественных расходах при опорожненном водохранилище. С 1/IV начинается наполнение водохранилища и регулирование переходит на следующий годовой цикл.

Необходимый для регулирования объем водохранилища определяется на графике фиг. 160 объемом «наполнения» или «опорожнения». Указанные две площади, показанные кривой штриховкой (с разным наклоном), равны между собой, а порожек равен (в масштабе чертежа) требуемому объему водохранилища, который называется полезным объемом.

На фиг. 161 показано полное годовое регулирование стока, при котором зарегулированный расход является постоянным в течение года и, следовательно, равен среднегодовому расходу $Q_{\text{ср. год}}$.

Как легко видеть из сопоставления фиг. 160 и 161, для осуществления полного годового регулирования требуется больший объем водохранилища, чем для сезонного.

Однако и повышение эффективности работы гидроустановки здесь значительно больше: используется полностью весь сток реки, равномерность расходов доходит до максимума и совершенно ликвидируются паводки в низлежащем участке реки.

Влияние степени зарегулирования водотока на равномерность расходов в году особенно наглядно видно из сопоставления кривых обеспеченности расходов, данных на фиг. 162.

Необходимо, однако, иметь в виду, что при осуществлении регулирования уровень воды в верхнем бьефе перед плотной является переменным: при сработке водохранилища уровень падает, при наполнении повышается. Полезный объем водохранилища располагается между максимальным и минимальным рабочими горизонтами.

Если гидроустановка использует водохранилище как свой верхний бьеф, то напор на гидроустановке также будет переменным и при пропуске постоянного расхода мощность гидроустановки не будет строго постоянной величиной.

Влияние сработки водохранилища на напор и мощность гидроустановки будет тем значительнее, чем большую часть от полного используемого напора составляет напор, полученный от плотины.

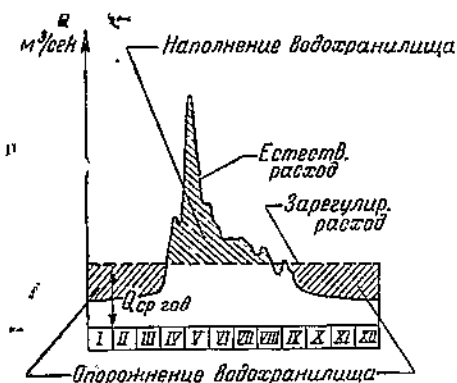
Таким образом при деривационных гидроустановках с водохранилищем в верхнем бьефе (например, гидроустановка фиг. 133) влияние данного обстоятельства будет проявляться весьма слабо. В речных же гидроустановках, в которых осуществляется сезонное регулирование, а также в приплотинных гидроустановках, как, например, гидроустановки фиг. 76 и 91, это обстоятельство будет весьма ощутимым, поэтому в приплотинных гидроустановках высоту сливного слоя (полезный объем водохранилища) назначают обычно в размере не более трети полного напора плотины.

Объем водохранилища, расположенный ниже минимального рабочего горизонта воды, является нерабочим и называется мертвым объемом.

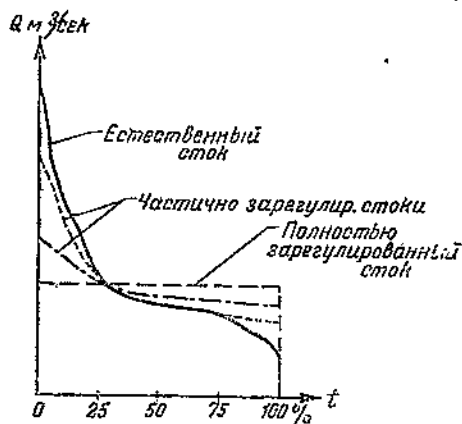
Весь объем воды, расположенный в водохранилище (от дна до максимального горизонта) является полным объемом водохранилища и равен сумме полезного и мертвого объемов.

При наличии в реке наносов мертвый объем должен быть также прозереи на длительность его залегания: необходимо, чтобы этот срок был больше срока амортизации гидроустановки.

Вместе с тем необходимо указать еще и на так называемые независимые водохранилища. Под таким названием понимаются водохранилища,



Фиг. 161. Годовое полное регулирование стока.

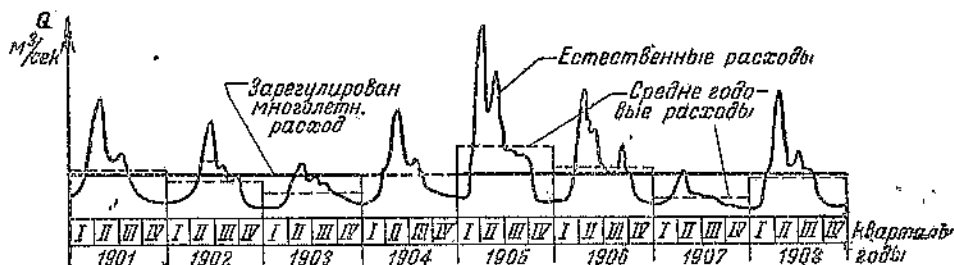


Фиг. 162. Сопоставление на кривых обеспеченности естественного, частично зарегулированных и полностью зарегулированного стоков.

не являющиеся верхним бьефом гидроустановки и совершенно не связанные с гидроустановкой, а расположенные отдельно. В этом случае изменение горизонта воды в водохранилище не влияет на напор, используемый в гидроустановке.

Наиболее совершенным является так называемое многолетнее регулирование. Рациональность осуществления такового вытекает из следующих соображений.

Как было изложено в § 8, годовой сток изменяется по годам. Ввиду этого в периоды маловодных лет выработка гидроустановки будет падать и для покрытия графика нагрузки потребуются большая работа тепловых станций энер-



Фиг. 163. Многолетнее регулирование водотока.

гетической системы. В многоводные же годы, когда гидроустановка будет увеличивать свою выработку, от тепловых станций будет требоваться меньшая мощность.

Таким образом в силу колебания величины годовых стоков в известном отрезке времени работа тепловых станций по отдельным годам будет неравномерной.

Установленная мощность тепловых станций для полного обеспечения покрытия графика нагрузки даже в маловодные годы должна, собственно говоря, выбираться из расчета минимальной мощности гидроустановки за ряд лет.

При наличии многолетнего регулирования происходит не только выравнивание стока внутри года, но и выравнивание стока отдельных лет, в связи с этим маловодные года уже не будут лимитирующими и общая эффективность работы как гидроустановки, так и всей энергетической системы в целом повысится. Пример многолетнего регулирования дан на фиг. 163.

Наконец, в некоторых случаях имеет место еще один особый вид регулирования, который может быть назван обратным регулированием.

В обычном случае совместной работы в системе незарегулированной гидроустановки и тепловых станций регулирующую роль в разрезе годового графика, как видно из фиг. 158, а, несут именно последние. Однако эта роль может быть возложена и на особую гидроустановку, которая в этом случае будет станцией, выравнивающей или регулирующей систему. Такое положение будет иметь место в тех энергетических системах, в которых отсутствуют крупные тепловые станции и где весь график нагрузки должен быть покрыт гидроустановками.

Регулирующая система гидроустановка должна иметь водохранилище, в котором осуществлялось бы регулирование не на постоянный расход воды в течение года, а на переменный; при этом график зарегулированных водохранилищем расходов должен быть как бы обратным естественному режиму¹.

В период паводков, когда прочие гидроустановки, работающие на незарегулированном естественном расходе, увеличивают свою выработку, регулирующая гидроустановка должна сокращать свою мощность, а следовательно, и расходы. В периоды «провала» графика мощности прочих гидроустановок регулирующая гидроустановка должна использовать максимальные расходы, повышая свою мощность.

¹ В связи с этим и определяется название данного вида регулирования.

Чем более эффективен и совершенен вид регулирования, тем больший объем водохранилища требуется при нем.

Наличие суточного регулирования свойственно почти всем гидроустановкам, так как требующиеся полезные объемы невелики и составляют некоторую долю суточного стока (от 0,15 до 0,5).

Для осуществления сезонного или годового регулирования требуется уже весьма значительный объем (полезный) водохранилища, измеряемый в долях от годового стока (от 0,10 до 0,50).

Наконец, для осуществления многолетнего регулирования необходимо иметь объем водохранилища, превышающий годовой сток.

Надо отметить, что помимо использования водной энергии регулирование стока может быть произведено также в целях улучшения судоходных условий, удовлетворении приращенных запросов, водоснабжения и т. д.

**
*

Создание емких водохранилищ осуществляется при помощи сооружений высоких плотин. Наиболее удачным по рельефу местом для создания водохранилища будет значительное расширение речной долины, ниже которого имеется сильное сужение, образующее ущелье. При наличии хорошей скальной породы в ущелье может быть сооружена плотина значительной высоты, которая при минимальном объеме своего тела даст значительную емкость водохранилища.

При отсутствии в речной долине сужения — ущелья сооружение плотин значительной высоты, даже при благоприятных геологических условиях, может оказаться невозможным по экономическим условиям.

В силу указанного не на всех гидроустановках можно осуществить годовое и многолетнее регулирование.

При изучении реки и соответствующего ее участка необходимо в первую очередь последовать вопросу о возможности регулирования стока, так как зарегулированная гидроустановка является с энергетической точки зрения более ценной. На зарегулированную гидроустановку можно допустить более значительные капиталовложения, чем на гидроустановку, работающую на естественном стоке.

Гидроустановки, приведенные в гл. IV в качестве примеров, имеют возможность осуществлять суточное регулирование.

На гидроустановках фиг. 76, 91, 96, 126, 132 и 139 для суточного регулирования используется верхний слой подпертого плотинной бьефа реки, причем высота сливной приемы колеблется от 0,4 до 14,7 м (фиг. 139). На гидроустановке фиг. 104 осуществлять суточное регулирование не представляется возможным.

В гидроустановках, аналогичных по схеме фиг. 115, суточное регулирование осуществляется за счет специального бассейна.

Более выгодным представляется расположение бассейна суточного регулирования, по возможности близкое к концу деривации, так как деривация до бассейна регулирования может быть осуществлена, но более дешевому типу — несаморегулирующемуся, с наклонными бровками.

На гидроустановке фиг. 91 полезный объем водохранилища, заключенный в сливном слое, составляет 1,84 км³, что дает возможность осуществить почти полные годовое регулирование. Минимальный зарегулированный расход повышается до 178 м³/сек, тогда как в естественном состоянии абсолютный минимум составлял ~10 м³/сек.

Объем, расположенный над нормальным подпертым уровнем (выше отметки 315,5), предусмотрен для так называемого аккумулярования паводка.

При опущенных секторных затворах в нормальной подпорной отметке 315,5 м через водослив может быть сброшен расход ~1700 м³/сек. Если расход паводка будет больше, то должна увеличиться высота передвигающегося слоя. Это повышение горизонта может произойти лишь в результате накопления над отметкой 315,5 определенного объема воды, равного емкости соответствующего слоя водохранилища. Таким образом часть стока паводка аккумулируется (временно) в верхнем бьефе, в силу чего пик паводка уменьшается.

На гидроустановке фиг. 126 минимальные расходы составляли 0,2—0,3 м³/сек. После возведения плотины первой очереди зарегулированный расход

достиг $\sim 15 \text{ м}^3/\text{сек}$; после возведения плотины до полной высоты он будет $\sim 20 \text{ м}^3/\text{сек}$.

Многолетним регулированием из гидроустановок, перечисленных в гл. IV, обладает одна лишь гидроустановка фиг. 96, где объем водохранилища превышает почти в два раза годовой сток.

49. Насосно-аккумуляторные гидроустановки

Остановимся на одном специальном типе гидроустановок, появление которого связано исключительно с суточным регулированием.

В § 46 уже было указано, что работа тепловых станций на пиках суточного графика нагрузки ведет к значительному перерасходу топлива и сильно удорожает киловаттчас выработки.

Всякое увеличение равномерности работы тепловых станций (хотя бы даже частичное) оказывается весьма рентабельным и поэтому является желательным.

Помимо введения в систему гидроустановок для работы на пиках суточной нагрузки, что освещено в § 46, для указанной цели возможно также применение аккумуляторов энергии.

В этом случае в часы провалов графика тепловые станции могли бы не уменьшать своей мощности или уменьшать ее лишь частично, с тем чтобы излишняя выработанная энергия аккумулировалась в особых устройствах. В часы же пиков недостающее количество энергии (по сравнению с мощностью тепловых станций) могло бы подаваться из указанных аккумуляторов. В результате этого мощность тепловых станций могла бы оставаться более или менее равномерной в течение всего времени (суток), что было бы связано с значительной экономией топлива.

Наиболее распространенным аккумулятором в технике является электрическая аккумуляторная батарея. Однако, как известно, она аккумулирует постоянный ток, что делает этот вид аккумулятора в принципе непригодным для поставленной цели.

Имеются конструкции паровых аккумуляторов, сберегающих в течение некоторого времени пар и отдающих его при необходимости обратно в паровые машины (или турбины).

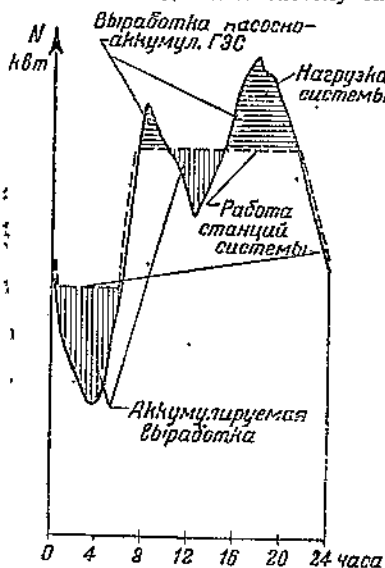
Однако применение данного устройства для аккумулярования более или менее значительной работы (в кат) не имеет места на практике.

Развитие гидроустановок и прогресс турбино- и насосостроения позволили применять для целей аккумулярования энергии так называемые насосно-аккумуляторные гидроустановки.

Представим себе (фиг. 164) суточный график нагрузки с резко выраженными пиками и провалами. При наличии насосно-аккумуляторной гидроустановки тепловые станции системы могли бы работать значительно равномернее, как показано пунктиром, при этом пиксы нагрузок (горизонтальная штриховка) покрывались бы насосно-аккумуляторной гидроустановкой, зарядка которой происходила бы в часы провалов графика (вертикальная штриховка).

Схема насосно-аккумуляторной гидроустановки изображена на фиг. 165. Основу ее составляют два бассейна: верхний и нижний, расположенные на разных отметках, с превышением H .

Бассейны соединены между собой напорным трубопроводом, на котором расположен агрегат машин, состоящий из сидящих на одном валу турбины, насоса и мотор-генератора.



Фиг. 164. Работа насосно-аккумуляторной гидроустановки в энергетической системе.

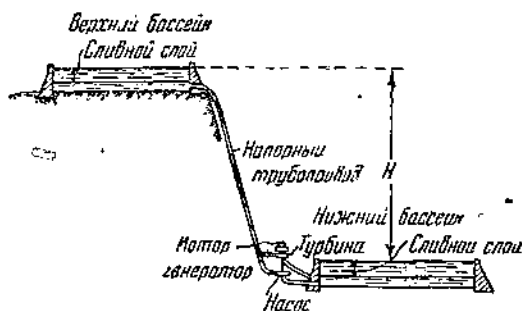
В часы провалов графика нагрузки излишняя в системе энергия по линии передачи направляется на насосно-аккумуляторную гидроустановку. Электрический агрегат работает в качестве мотора, приводя во вращение насос. Последний накачивает воду из нижнего резервуара в верхний.

В часы же пиков вода под напором H из верхнего бассейна поступает по трубопроводу и отдает энергию турбине, которая вращает электрический агрегат, работающий в это время как генератор, питающий сеть.

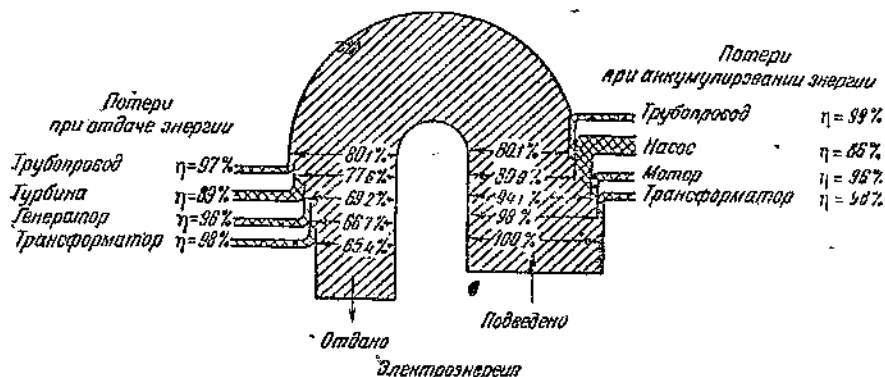
Для возможности включения в работу либо турбины, либо насоса на трубопроводе имеются специальные ответвления с затворами¹.

Так как при описанном процессе аккумуляции энергии имеются двойные потери (связанные с накачкой воды вверх и спуском ее вниз), то общий к. п. д. аккумуляции сравнительно невелик и составляет примерно 65—63%. Эта сравнительно небольшая величина получается при относительно высоких значениях к. п. д. отдельных частей, что видно из фиг. 166.

В силу этого энергия, полученная в сеть от насосно-аккумуляторной гидроустановки, будет составлять лишь около двух третей от энергии, выработанной в системе.



Фиг. 165. Схема насосно-аккумуляторной гидроустановки.



Фиг. 166. Схема потерь энергии при гидроаккумуляции.

Таким образом заштрихованная горизонтально площадь на фиг. 164, соответствующая полученной обратно в сеть энергии, будет составлять лишь около 66% от площади, заштрихованной вертикально, представляющей собой выработку, предназначенную для аккумуляции. В этом отношении между простым суточным регулированием (фиг. 157, б) и аккумуляцией имеется принципиальная разница.

Несмотря на такое, казалось бы, малое значение к. п. д., сооружение насосно-аккумуляторной гидроустановки в известных случаях все же окупается, так как получается значительная экономия за счет более равномерной работы тепловых станций.

¹ В последнее время для малых напоров уже созданы гидравлические обратимые машины — турбонасосы, могущие работать и как насос и как турбина.

В Западной Европе и Америке имеется ряд выстроенных насосно-аккумуляторных гидроустановок, начиная с мощности в несколько десятков тысяч киловатт и кончая мощностью в 200 000 кат.

Весьма ценным качеством насосно-аккумуляторной гидроустановки, особенно полезным для системы, является ее маневренность. При появлении неожиданного пика нагрузки или при внезапном отключении какой-либо генерирующей станции, т. е. при неожиданной нехватке мощности в системе, гидроустановка рассматриваемого типа может быть в кратчайший срок включена в работу на сеть и может таким образом покрыть дефицит мощности.

Время, требующееся на переключение насосно-аккумулятирующей гидроустановки от одного вида работы (накачка) на другой (использование энергии), составляет всего лишь 1,5—2,5 мин.

* Как видно из изложенного, насосно-аккумуляторная гидроустановка не использует энергию какого-либо водотока, а является лишь аккумулятором энергии, поэтому она может быть сооружена и не на водотоке; теоретически необходимо лишь один раз наполнить водой один из бассейнов, так как через трубопровод вверх и вниз проходит одна и та же масса воды. Практически же вследствие наличия фильтрации в обоих бассейнах резервуары необходимо пополнять водой.

У нас в СССР для нужд сети Мосэнерго в 1934—1935 г. проектировалась насосно-аккумуляторная гидроустановка на Ленских горах. Верхний резервуар располагался на них, нижним же резервуаром служила р. Москва.

В дальнейшем этот проект не получил осуществления, так как более выгодным было признано сооружение специальных гидроустановок для работы на суточных пиках. В настоящее время такими станциями, работающими на пиках графика нагрузки, являются: Ивановская, Рыбинская и Угличская ГЭС на р. Волге и Сходненская ГЭС на канале Волга-Москва.

Необходимо также отметить, что вся водопроводящая система канала Волга-Москва в целом является своеобразным суточным гидроаккумулятором: энергия для работы насосных станций канала (накачивающих воду на водораздел) берется из сети Мосэнерго лишь в часы провалов суточной нагрузки, работа же гидростанции (спуск воды с водораздела в р. Москву) осуществляется ежесуточно в часы пиков.

ГЛАВА VI

ЭКОНОМИКА ГИДРОУСТАНОВОК

50. Калькуляция стоимости киловаттчаса выработки гидроустановки

Необходимо отметить, что вопросы экономики гидроустановок разработаны в теоретическом отношении менее полно, чем вопросы чистого конструирования и расчета сооружений. Причины этого кроются в том, что в противоположность чисто техническим расчетам и методам мы не можем переносить и внедрять в нашу проектную практику и планирование технико-экономические методы, свойственные Западной Европе и Америке и отражающие в себе капиталистический метод хозяйствования. Методика экономических расчетов гидроустановок для социалистического хозяйства находится в стадии разработки, в связи с чем наша проектная практика пока еще не имеет нормированных способов технико-экономических расчетов гидроустановок.

Изложим основы технико-экономических расчетов, принятых в настоящее время¹.

Начнем с рассмотрения определения стоимости той продукции, которая вырабатывается гидроустановкой, — выработки, определяемой в киловаттчасах.

Стоимость 1 кат, выработанного гидроустановкой, может определяться в отношении себестоимости и отпускной цены. Себестоимость

¹ В соответствии с задачами и объемом данного курса представляется возможным дать только основные положения. Подробное изложение технико-экономических расчетов требует детального знания не только свойств гидроустановок, но и всех других видов станций, и в настоящее время выделяется в специальную дисциплину.

1 катч с определяется величиной ежегодных издержек H и количеством выработанной за год энергии $\mathcal{E}_{год}$:

$$s = \frac{H}{\mathcal{E}_{год}} [\text{коп/квтч}]. \quad (76)$$

В наших условиях ежегодные издержки H включают в себя лишь два следующих элемента: 1) ежегодные отчисления на амортизацию и капитальный ремонт — H_1 и 2) эксплуатационные расходы, произведенные в течение года — H_2 .

Поскольку в состав гидроустановки входят ряд сооружений и электромеханическое оборудование, находящиеся в течение года в работе, постольку, естественно, необходимы соответствующий надзор и ликвидация отдельных неисправностей. Последнее выражается в определенных ежегодных затратах на ремонт, составляющих часть суммы H_1 .

Несмотря на самый тщательный надзор и производство ежегодных ремонтов, сооружения и оборудование гидроустановки все же в течение известного периода времени T_a изнашиваются — амортизируются и приходят в негодность.

Для возможности сооружения новой гидроустановки взамен износившейся необходима затрата соответствующих капиталовложений. Ввиду этого стоимость амортизовавшейся за период времени T_a гидроустановки должна быть возвращена обратно к моменту износа ее.

Это обстоятельство предопределяет так называемые ежегодные отчисления на амортизацию, сумма которых за период амортизации T_a должна соответствовать первоначальному капитальным затратам.

Указанные амортизационные отчисления и составляют главную часть суммы H_1 .

Так как амортизационные отчисления вносятся по годам равными суммами, то величина ежегодных амортизационных отчислений по каждой части гидроустановки определяется двумя обстоятельствами: полной капитальной стоимостью этой части и периодом ее амортизации, т. е. сроком службы.

Калькуляция себестоимости энергии производится уже при проектировании гидроустановки, так как лишь на основании сопоставления технико-экономических показателей нескольких гидроустановок (или путем сопоставления с темловыми станциями) может быть решен вопрос о том, какая из них является первоочередной и является ли постройка гидроустановки нужной и рациональной вообще.

Определение капитальных затрат на сооружение гидроустановки производится на основании проекта и специально составляемой сметы. Последняя должна учитывать не только объем работ, подлежащих выполнению, но и способы производства этих работ и потребные для этого механизмы.

При наличии затоплений в смету должна быть включена также и стоимость работ по перенесению на новое место промышленных предприятий и жилых домов, а также компенсации вложенного населением личного труда в части насаждений, садов и т. д.

С другой стороны, в том случае, если путем сооружения гидроустановки получается определенный эффект и в других отраслях народного хозяйства помимо энергетики, часть капитальных вложений должна быть отнесена за счет соответствующих отраслей народного хозяйства¹.

Определение срока службы (амортизации) отдельных сооружений и оборудования гидроустановки представляет собой известные затруднения хотя бы уже в том отношении, что ввиду сравнительно недавнего развития гидроэлектростроительства к настоящему моменту почти не имеется амортизовавшихся гидроустановок.

В настоящее время принимают следующие ориентировочные сроки амортизации: для основных массивных капитальных сооружений, например, земляных и бетонных плотин от 100 до 70 лет, для оборудования гидроустановки от 20 до 18 лет и для прочих сооружений — от 30 до 50 лет.

Приняв тот или иной срок амортизации сооружения, получаем соответствующий процент ежегодных отчислений на амортизацию от капитальной стоимости.

¹ Это обстоятельство соответствует так называемым комплексным водоохозяйственным мероприятиям, понятие о которых дано в гл. VII.

Стоимость ежегодного капитального ремонта на практике также принимаю в виде определенного процента от полной стоимости.

В среднем можно считать, что на капитальный ремонт основных сооружений гидроустановки необходимо затрачивать каждый год от 0,25 до 1%, а для оборудования — от 1 до 2% от стоимости.

Из изложенного следует, что сумма I_1 составляет вполне определенную часть (%) от полной стоимости гидроустановки и определяется, с одной стороны составом и типом сооружений и оборудования (в отношении назначения величины процентов), а с другой — стоимостью гидроустановки. Вместе с тем видно, что сумма I_1 не зависит от величины выработки гидроустановки.

Вторая часть ежегодных отчислений — сумма I_2 — определяется прямыми расходами на эксплуатацию гидроустановки в течение года и складывается из: 1) зарплат эксплуатационного персонала; 2) стоимости текущего ремонта; 3) затрат по охране труда и технике безопасности; 4) стоимости электроэнергии, затраченной на собственные нужды, и т. п.

В основном можно считать, что сумма I_2 связана с мощностью гидроустановки, так как количество обслуживающего персонала и стоимость материалов зависят не столько от выработки и числа часов использования гидроустановки, сколько от ее мощности.

В связи с этим при калькуляции стоимости 1 *квт* величину эксплуатационных расходов I_2 обычно принимают пропорционально установленной мощности гидроустановки на основании некоторых средних показателей стоимости эксплуатации 1 *квт* установленной мощности.

Чем мощнее станция, тем в меньшую сумму обходится стоимость эксплуатации 1 *квт*, так как число обслуживающего персонала, отнесенное к единице мощности, падает.

На практике обычно можно принять, что стоимость эксплуатации 1 *квт* в течение года округленно обходится: при мощности меньшей 10 000 *квт* — около 75 руб.; при мощности около 50 000 *квт* — 30 руб. и при мощности около 100 000 *квт* — 20 руб. При еще больших мощностях стоимость эксплуатации 1 *квт* уменьшается и далее, спускаясь при мощностях свыше 250 000 *квт* до 10 руб.¹

Такая низкая стоимость эксплуатации резко отличает гидроустановку от тепловых станций и связана с тем, что на гидроустановке используется не топливо (имеющее определенную ценность), а водная энергия реки.

Величина суммы I_2 обычно меньше I_1 ; таким образом ежегодные издержки определяются главным образом амортизационными отчислениями.

В среднем можно считать, что I_2 составляет около 25—35% от ежегодных издержек I . Для очень малых и дешевых гидроустановок величина I_2 может подняться до 45% и для весьма мощных гидроустановок опуститься до 12—10%.

Из изложенного видно, на основании каких соображений определяется величина I , входящая в числитель формулы (76).

Подсчитавшую в предыдущем абзаце величину I вместе с тем можно выразить в процентах от полной стоимости гидроустановки K :

$$I = \frac{\alpha}{100} K. \quad (77)$$

Для ряда выстроенных и запроектированных гидроустановок величина α составляет примерно от 6 до 3,5.

Большее значение α принимает для тех гидроустановок, которые имеют быстро амортизирующиеся части и малую мощность; меньшие значения соответствуют мощным гидроустановкам с основными сооружениями, имеющими длительный срок службы.

Величина годовой выработки $\mathcal{E}_{год}$ определяется по графику расходов водотока за средний по многоводности год. При вычислении мощности гидроустановки и ее выработки необходимо учитывать изменчивость напора нетто и к. п. д. турбин в зависимости от расхода, пропускаемого через гидроустановку.

Зная величины I и $\mathcal{E}_{год}$, можно по формуле (76) подсчитать с себестоимость 1 *квт* в копейках.

¹ В ценах начала третьей пятилетки.

Все вышесказанное в отношении стоимости 1 *квтч* относится по существу к калькуляции себестоимости электроэнергии.

Что же касается отпускной стоимости энергии, которая в принципе может отличаться от себестоимости, то в этом отношении определяющим является народнохозяйственный план. В соответствии с ним одним отраслям промышленности с целью скорейшего их развития энергия может отпускаться по себестоимости и даже по сниженной цене, другим — с той или иной надбавкой (дифференциальные тарифы). В этом проявляется стимулирующая роль планового хозяйства.

В отношении эксплуатационных издержек наши гидроустановки пока еще значительно отстают от зарубежных: численность эксплуатационного персонала (в равных условиях) у нас больше, чем, например, на американских гидроустановках.

Можно утверждать, что введением широкой автоматизации гидроустановок, а также внедрением стахановских методов в эксплуатацию стоимость последней будет значительно снижена против приведенных показателей.

Кроме того некоторые наши гидроустановки строились (до сих пор) дольше и с большей затратой труда (стоимости), чем американские гидроустановки. Это объяснялось, с одной стороны, тем, что у нас гидростроительство находилось по существу лишь в начале своего развития, т. е. известным недостатком опыта, а с другой стороны, недостаточной механизацией строительных работ.

В последние годы отдельные наши гидротехнические строительства (Беломорско-Балтийский канал, канал Волга-Москва) благодаря надлежащей организации строительных работ и их широкой механизации сумели выполнить работы в рекордно короткие сроки, показав весьма большую интенсивность работ; на строительстве Днепровской ГЭС, например, в 1930 г. суточная производительность бетонной кладки достигла рекордной цифры в 5 270 м³.

Широкое развертывание стахановских методов работы, а также улучшение организации и механизации работ позволят нам уже в самые ближайшие годы не отставать от заграницы и в этом отношении.

51. Зависимость технико-экономических показателей от типа и условий работы гидроустановки

Из формулы (76) видно, что себестоимость 1 *квтч* энергии s определяется двумя величинами I и $\mathcal{E}_{год}$. Таким образом для уменьшения величины s необходимо стремиться к уменьшению суммы I и увеличению $\mathcal{E}_{год}$.

Как было изложено в предыдущем параграфе, сумма I не связана с условиями работы гидроустановки, а определяется исключительно мощностью гидроустановки, составом сооружений и их стоимостью.

Величина же $\mathcal{E}_{год}$ помимо установленной мощности $N_{уст}$, естественно, зависит от условий работы гидроустановки в течении года, в частности от того, является ли данная гидроустановка регулируемой или нет, и в последнем случае — от характера режима водотока.

Характер работы гидроустановки в отношении использования ее оборудования определяется (см. § 47) числом часов использования $h_{исп}$. Таким образом величина $\mathcal{E}_{год}$ является функцией не только установленной мощности, но и соответствующего числа часов использования.

Отсюда следует, что и величина s зависит как от установленной мощности и стоимости гидроустановки, так и от числа часов использования установленной мощности.

Чем больше число часов использования, тем большее количество киловатт-часов за год даст гидроустановка при той же самой мощности и тем дешевле будет стоимость энергии.

Необходимо отметить, что в связи с этим в многоводные годы незарегулированная гидроустановка даст энергию по более дешевой цене (так как выработка будет больше), чем в маловодный год.

Для удешевления стоимости энергии гидроустановки, очевидно, необходимо стремиться построить ее наиболее рационально и дешево (уменьше-

¹ Этот рекорд в дальнейшем был перекрыт лишь несколько лет спустя на строительстве ГЭС Болдер (США).

ние величины H_1), эксплуатировать ее с возможно меньшим штатом (уменьшение величины H_2) и увеличить степень использования оборудования, т. е. число часов использования $h_{исп}$ (увеличение Σ_{200}).

Для возможного удешевления стоимости эксплуатации гидроустановок в последнее время вводят автоматическое и полуавтоматическое управление агрегатами гидроустановки, сокращающее до минимума необходимый эксплуатационный штат и ведущее к улучшению условий эксплуатации.

Особое значение автоматизация приобретает для средних и мелких гидроустановок, где эксплуатационные расходы при обычном способе управления ложатся тяжелым бременем на стоимость киловатт-часа. Чем меньше гидроустановка, тем больше экономический эффект от введения автоматического или полуавтоматического управления.

Как видно из §§ 46 и 47, при работе гидроустановки на пиках суточного графика или при регулирующей системе гидроустановке мы имеем неравномерное во времени использование оборудования, в связи с чем уменьшается годовая выработка Σ_{200} и число часов использования $h_{исп}$.

Совершенно ясно, что стоимость энергии таких гидроустановок, которые можно назвать пиковыми или регулируемыми, при прочих равных условиях будет выше, чем стоимость энергии гидроустановок, не осуществляющих регулирования графика нагрузки и являющихся «базисными».

Однако и ценность и значение энергии пиковых установок значительно выше, чем базисных, так как первые своей работой способствуют значительному удешевлению энергии тепловых станций системы.

Ввиду этого во многих случаях представляется выгодным сооружать именно пиковые или регулирующие гидроустановки, если только местные условия это позволяют.

В зависимости от местных условий, условий производства работ, схемы гидроустановки и характера ее работы себестоимости 1 квт колеблются для реальных гидроустановок в весьма широком пределе: от $0,8 \div 1,0$ до $3 \div 5$ коп/квт, доходя для отдельных гидроустановок до $8 \div 12$ коп/квт. Для мелких гидроустановок стоимость 1 квт может возрасти еще выше.

В общем стоимость энергии гидроустановок получается меньшей, чем у тепловых станций.

Помимо приведенного основного технико-экономического показателя гидроустановки — стоимости 1 квт — в последнее время в проектной практике стал применяться другой показатель — капитальные затраты на 1 квт годовой выработки гидроустановки k_2 .

Данный показатель получил значительное распространение при установлении технико-экономической характеристики гидроустановки на ранних ориентировочных стадиях проектирования (технико-экономический доклад, схема использования).

Показатель k_2 определяется по формуле

$$k_2 = \frac{K}{\Sigma_{200}} \text{ коп/квтч}, \quad (78)$$

где K — полные капиталовложения в копейках, Σ_{200} — годовая выработка в кптч.

Так как по формуле (77) $K = \frac{100 I}{\alpha}$ и по формуле (76) $I = s \cdot \Sigma_{200}$, то показатель k_2 может быть выражен также и в следующем виде:

$$k_2 = \frac{100 s}{\alpha}. \quad (79)$$

В зависимости от местных условий работы гидроустановки величина k_2 для выстроенных или проектирующихся гидроустановок имеет довольно широкие пределы.

Так, например, для наиболее дешевых гидроустановок (хорошие геологические условия и рельеф) с большим числом часов использования величина k_2 колеблется в пределах от 30 до 50 коп/квтч.

Гидроустановки, находящиеся в тяжелых геологических условиях, а также регулирующие или пиковые гидроустановки обладают значительно большей величиной k_p , доходящей до 80 — 100 коп/квтч.

Наконец, в некоторых случаях употребляется еще один показатель — стоимость установленного киловатта в рублях k , определяемая по следующей формуле:

$$k = \frac{K}{N_{\text{уст}}} \text{ руб/квт.} \quad (80)$$

Этот показатель не характеризует собой себестоимости основной продукции — выработки, так как последняя зависит не только от величины установленной мощности, но и от степени ее использования.

Применение данного показателя имеет известную ценность лишь при рассмотрении вопроса о покрытии пиков суточной нагрузки; в этом отношении обстоятельством, лимитирующим работу гидроустановки, является часто не суточная выработка, а установленная мощность (§ 46). Так, например, возможны случаи, когда для покрытия пиков графика нагрузки каждые сутки будет использована максимальная мощность гидроустановки, суточная же выработка последней будет меняться по суткам в течение года, определяясь режимом водотока.

Наиболее характерным примером в этом отношении является насосно-аккумуляторная гидроустановка, вовсе не производящая никакой энергии. Для энергетической же системы она представляет особый интерес именно в отношении своей установленной мощности.

От показателя стоимости установленного киловатта k легко перейти к себестоимости выработки, если известно число часов использования $h_{\text{исп}}$ и величина α — процент ежегодных отчислений.

В самом деле, так как $\mathcal{E}_{\text{год}} = N_{\text{уст}} \cdot h_{\text{исп}}$, а по формуле (77) $\mathcal{E} = \frac{\alpha \cdot K}{100}$, то формула (76) может быть переписана в следующем виде:

$$s = \frac{\alpha K}{100 \cdot \mathcal{E}_{\text{год}}} = \frac{\alpha K}{100 \cdot N_{\text{уст}} \cdot h_{\text{исп}}}. \quad (81)$$

Отсюда видно, что показатели k и s связаны между собой следующей зависимостью:

$$s = k \frac{\alpha}{100 \cdot h_{\text{исп}}}. \quad (82)$$

Стоимость установленного киловатта колеблется для реальных гидроустановок в весьма значительных пределах в зависимости от схемы гидроустановки и местных условий. Для мощных станций величина k обычно меньше, чем для средних и мелких.

Ориентировочно можно считать, что стоимость 1 квт составляет от 3 500 до 2 500 руб. для гидроустановок мощностью от 10 000 до 50 000 квт.

Для весьма крупных гидроустановок мощностью свыше 100 000 квт один установленный киловатт обходится от 2 200 до 1 500 и даже до 1 000 руб.

52. Энергетическая и экономические характеристики гидроустановки

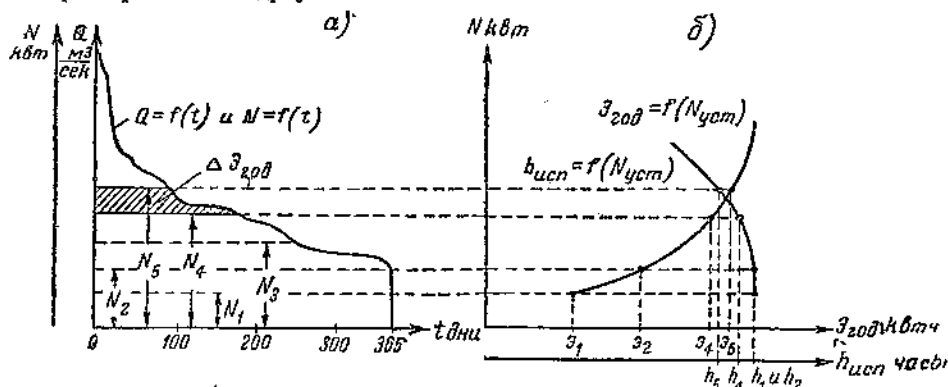
Прежде чем приступить к изложению принципов, на основании которых выбирается установленная мощность гидроустановки, необходимо остановиться на так называемых энергетических и экономических характеристиках.

Как известно из гл. II, расходы в реке в течение года меняются. В соответствии с этим и мощность гидроустановки, работающей на незарегулированном или частично зарегулированном стоке, будет изменяться в течение года. Годовая выработка гидроустановки помимо режима реки будет лимитироваться и установленной мощностью, так как расходы, превышающие пропускную способность турбин, не будут использоваться в турбинах, а будут сбрасываться в нижний бьеф.

¹ Цены начала третьей пятилетки.

Таким образом если на каком-либо определенном створе, характеризующем определенным режимом расходов, будет проектироваться гидроустановка, то, придавая ее установленной мощности различные значения, будем получать различные годовые выработки $\mathcal{E}_{год}$. Вместе с тем, очевидно, будет меняться и число часов использования $h_{исп}$.

Для целей обоснованного выбора мощности важно установить зависимость между годовой выработкой $\mathcal{E}_{год}$ (числом часов использования $h_{исп}$) и установленной мощностью $N_{уст}$. Такая зависимость называется энергетической характеристикой гидроустановки.



Фиг. 167. Энергетическая характеристика гидроустановки (схема).

а — кривая обеспеченности расходов и мощностей используемого водотока;
б — зависимости годовой выработки $\mathcal{E}_{год}$ и числа часов использования $h_{исп}$ от установленной мощности $N_{уст}$.

Для построения энергетической характеристики необходимо иметь график расходов феки за средний год¹ или, что более удобно, кривую средней обеспеченности расходов (см. §§ 6 и 14).

По формуле (5), зная напор и к. п. д. оборудования, кривую обеспеченности расходов можно перестроить в кривую обеспеченности мощности водотока — $N = f(t)$ (фиг. 167, а).

Теперь можно задаться различными значениями $N_{уст}$ — установленной мощности гидроустановки: N_1 , N_2 , N_3 и т. п., и для каждого значения $N_{уст}$ подсчитать соответствующую ему годовую выработку $\mathcal{E}_{год}$ и число часов использования $h_{исп}$.

Найденные значения позволяют построить графические зависимости $\mathcal{E}_{год} = f(N_{уст})$ и $h_{исп} = f(N_{уст})$, носящие название энергетической характеристики (фиг. 167, б).

Чем большую установленную мощность мы примем, тем больше становится и годовая выработка; приращение выработки вначале имеется весьма значительное (на интервале $N_1 - N_2$ даже линейное), в конце же при значительных мощностях $N_{уст}$ оно сильно падает.

Число часов использования $h_{исп}$ с увеличением установленной мощности, естественно, падает, причем интенсивность падения при увеличении $N_{уст}$ усиливается. При малых мощностях, обеспеченных в течение всего года (на фиг. 167 такими мощностями являются мощности N_1 и N_2), число часов использования $h_{исп}$ имеет максимальное значение, равно 8760 час.

Из изложенного видно, что энергетическая характеристика отражает собой по существу характер режима водотока.

Так как при увеличении установленной мощности увеличиваются размеры оборудования и сооружений гидроустановки, то следовательно, увеличиваются и необходимые капиталовложения. В силу изменения последних и изменения выработки должна изменяться и стоимость 1 кВтч.

¹ Если водоток зарегулирован, то необходимо пользоваться графиком зарегулированных расходов.

Соответствующие кривые, показывающие, как изменяются технико-экономические показатели какой-либо гидроустановки при назначении различной величины установленной мощности, называются экономическими характеристиками.

Разберем три наиболее важных экономических характеристики.

Начнем с зависимости полной стоимости гидроустановки K от установленной мощности $N_{уст}$.

Представим себе, что на каком-либо створе проектируется гидроустановка по определенной схеме при выбранном подпоре. Если мы будем задаваться различными значениями установленной мощности, то очевидно, что стоимость электромеханического оборудования и сооружений гидроустановки будет изменяться.

Соответствующий анализ показывает, что приближенно закон изменения стоимости гидроустановки от увеличения установленной мощности может быть представлен следующей зависимостью:

$$K = a + bN_{уст} \quad (83)$$

представляющей уравнение прямой линии.

Как видно из формулы (83), некоторая часть от полной стоимости гидроустановки не зависит от установленной мощности. В самом деле, например, в речных и приплотинных гидроустановках стоимость плотины, водосбросов, донных спусков и вспомогательных сооружений не зависит от величины установленной мощности: какая бы мощность ни была установлена в машинном здании, сколько бы турбин ни стояло в нем, конструкция и объем работ по плотине, водосбросу и донному спуску не меняются, так как они определяются иными факторами. Таким образом для приплотинных и речных гидроустановок с увеличением установленной мощности в стоимости увеличиваются лишь машинное здание, напорный трубопровод и электромеханическое оборудование.

В связи с этим зависимость (83) изобразится для указанных установок слабо-наклоненной к вертикали прямой (фиг. 168).

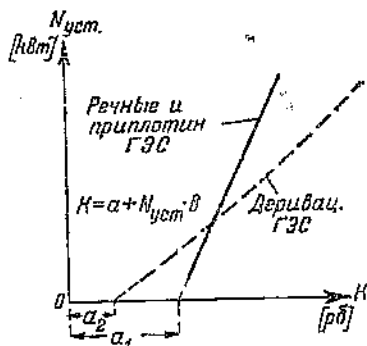
Несколько иначе обстоит дело в отношении деривационных гидроустановок. Для них частями гидроустановки, не зависящими от размера установленной мощности, являются опять-таки плотина, водосброс и донный спуск (если он имеется). Однако эти сооружения в отношении своей стоимости будут составлять незначительный процент от полной стоимости всей гидроустановки.

Стоимость же всех остальных сооружений — водоприемника, деривации, напорного бассейна или уравнительного резервуара, напорного трубопровода, машинного здания с оборудованием и отводящего канала — будет зависеть от установленной мощности: при увеличении последней максимальный используемый расход возрастает, и увеличиваются размеры всех перечисленных сооружений.

Поэтому зависимость (83) для деривационных гидроустановок будет представляться прямой, имеющей более пологий наклон (фиг. 168).

Обратимся теперь к установлению общего вида кривой зависимости стоимости 1 кват. от установленной мощности — $s = f(N_{уст})$, являющейся второй наиболее важной экономической характеристикой¹.

Представим себе, что вышеуказанное исследование изменения стоимости гидроустановки от величины установленной мощности продолжается и далее и что для каждой мощности нужно вычислить не только капиталовложения K , но и стоимость 1 кват. с. Для этого, очевидно, необходимо использовать



Фиг. 168. Экономическая характеристика гидроустановки: зависимость полной стоимости K от установленной мощности $N_{уст}$ (схема).

¹ Под стоимостью ниже понимается себестоимость 1 кват.

указанную выше энергетическую характеристику — $\mathcal{E}_{год} = f(N_{уст})$. Таким образом мы получим ряд значений s для различных установленных мощностей, что позволит нам изобразить зависимость $s = f(N_{уст})$ графически. Для установления вида этой кривой обратимся к выражению для s по формуле (81):

$$s = \frac{aK}{\mathcal{E}_{год} \times 100}$$

Представим себе, что кривая обеспеченности мощности водотока соответствует фиг. 167, а, а энергетическая характеристика — фиг. 167, б.

Если мы будем переходить от очень малой установленной мощности N_1 к мощности N_2 , то из энергетической характеристики фиг. 167, б, а также и из фиг. 167, а, видно, что в результате получится значительное приращение годовой выработки: новая выработка $\mathcal{E}_2$ будет больше $\mathcal{E}_1$ в отношении $N_2:N_1$ (так как в обоих случаях $\eta_{уст} = 8760 \text{ час.}$).

Из экономической же характеристики фиг. 168 видно, что увеличение стоимости гидроустановки растет не пропорционально установленной мощности, а медленнее. Величина коэффициента a остается для всех мощностей одинаковой.

В связи со сказанным при изменении мощности гидроустановки с N_1 до N_2 числитель формулы (81) возрастет в меньшее количество раз, чем знаменатель. Отсюда следует, что при этом мы получим уменьшение стоимости 1 кВт: s_2 будет меньше, чем s_1 .

Посмотрим, как будет обстоять дело при увеличении мощности, производящейся в области больших значений $N_{уст}$. Представим себе, что мы увеличиваем мощность с N_4 до N_5 (фиг. 167).

В соответствии с формой кривой обеспеченности мощности водотока (фиг. 167, а, а также из фиг. 167, б) видно, что увеличению установленной мощности с N_4 до N_5 будет соответствовать незначительное приращение выработки $\mathcal{E}_{год}$.

В связи с этим в данном случае при переходе от мощности N_4 к N_5 числитель формулы (81) увеличится в большей степени, чем знаменатель, и стоимость энергии повысится: s_5 будет больше s_4 .

Таким образом в результате этого рассуждения мы получаем, что при увеличении мощности, производящейся в области малых значений $N_{уст}$ стоимость энергии уменьшается, а при увеличении установленной мощности в области больших значений $N_{уст}$ — повышается. Так как кривая $s = f(N_{уст})$ должна быть непрерывной, то очевидно, ее характер соответствует графику фиг. 169.

Из фиг. 169 видно, что кривая изменения себестоимости энергии от установленной мощности обязательно должна иметь минимум; этому минимуму стоимости энергии должна отвечать какая-то определенная установленная мощность N_0 .

Приведенная экономическая характеристика $s = f(N_{уст})$ является особо важной, так как она используется при выборе установленной мощности гидроустановки.

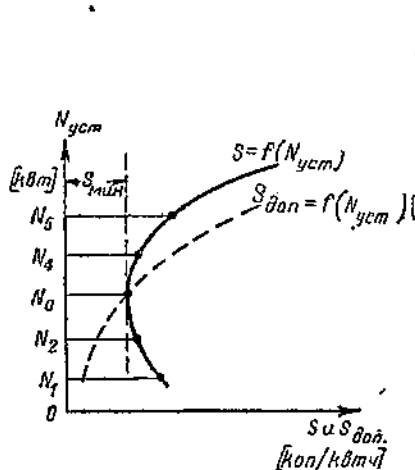
В качестве иллюстрации изложенного на фиг. 170 приведена энергетическая и на фиг. 171 и 172 экономические характеристики крупной речной Волжской гидроустановки, составленные при проработке схематического проекта. Исходным материалом для этого послужил не естественный график расходов реки Волги, а зарегулированный режим, получающийся благодаря наличию определенного регулирующего объема в верхнем бьефе. Вместе с тем в графике притока воды в верхний бьеф учтено регулирующее сток влияние всех вышерасположенных водохранилищ при гидростанциях, которые будут построены к моменту ввода в строй рассматриваемой гидроустановки¹.

¹ Необходимо отметить, что при составлении технического проекта значения отдельных показателей будут уточнены. Это, однако, не лишает интереса фиг. 170, 171 и 172, приведенные для иллюстрации не абсолютных значений отдельных величин, а характера их зависимости от $N_{уст}$.

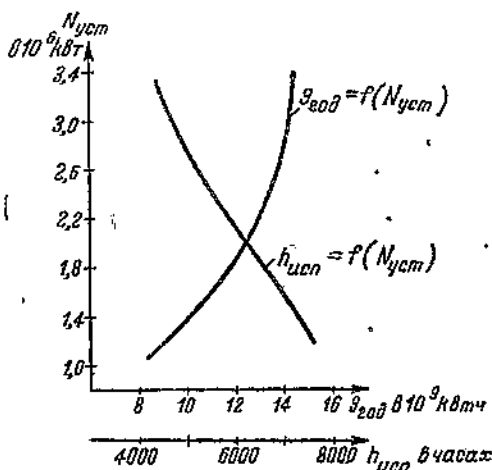
В заключение настоящего параграфа остановимся на последней экономической характеристике из рассматриваемых — зависимости стоимости одного дополнительного киловаттчаса $s_{доп}$ от установленной мощности: $s_{доп} = f(N_{уст})$.

Введение понятия стоимости дополнительного киловаттчаса обусловлено расчетами по выбору установленной мощности.

Представим себе, что при установленной мощности N_4 (фиг. 167, а) мы имеем годовую выработку $\mathcal{E}_4$, ежегодные издержки I_4 и стоимость 1 кетч s_4 .



Фиг. 169. Экономическая характеристика гидроустановки: зависимость себестоимости 1 кетч s и дополнительного киловаттчаса $s_{доп}$ от установленной мощности $N_{уст}$ (схема).



Фиг. 170. Энергетическая характеристика крупной речной ГЭС: зависимость годовой выработки $E_{год}$ и числа часов использования $h_{исп}$ от установленной мощности $N_{уст}$.

Если мощность гидроустановки увеличить на ΔN , то новая мощность N_5 будет равна $N_5 = N_4 + \Delta N$, издержки возрастут на ΔI и будут равны $I_5 = I_4 + \Delta I$. Вместе с тем, как видно из фиг. 167, а, выработка возрастет на величину $\Delta \mathcal{E}$ и будет равна $\mathcal{E}_5 = \mathcal{E}_4 + \Delta \mathcal{E}$.

Стоимостью дополнительного киловаттчаса $s_{доп}$ называется отношение ΔI и $\Delta \mathcal{E}$,

$$s_{доп} = \frac{\Delta I}{\Delta \mathcal{E}}. \quad (84)$$

Таким образом стоимость дополнительного киловаттчаса характеризует собой единичную стоимость дополнительной энергии $\Delta \mathcal{E}$, получаемой при увеличении мощности с N_4 до N_5 .

Стоимость же киловаттчаса всей (увеличенной) выработки $\mathcal{E}_5$ будет определяться как стоимостью s_4 , так и величиной $s_{доп}$:

$$s_5 = \frac{I_5}{\mathcal{E}_5} = \frac{\mathcal{E}_4 \cdot s_4 + \Delta \mathcal{E} \cdot s_{доп}}{\mathcal{E}_5} = s_4 \cdot \frac{\mathcal{E}_4}{\mathcal{E}_5} + s_{доп} \frac{\Delta \mathcal{E}}{\mathcal{E}_5}. \quad (85)$$

Для какой-либо конкретной гидроустановки величина $s_{доп}$ будет изменяться в зависимости от того, при каком значении $N_{уст}$ она подсчитывается, т. е. $s_{доп}$ будет функцией $N_{уст}$.

В связи с этим зависимость $s_{доп} = f(N_{уст})$ может быть изображена графически (фиг. 169). Характерной ее особенностью является то обстоятельство, что она пересекает кривую $s = f(N_{уст})$ в точке минимума.

В самом деле, в том интервале значений $N_{уст}$, где $s_{доп} < s$, при увеличении установленной мощности должно получиться удешевление стоимости энер-

гин, так как дополнительная энергия $\Delta \mathcal{E}$, составляющая некоторую часть новой энергии, обходится дешевле основной [формула (85)].

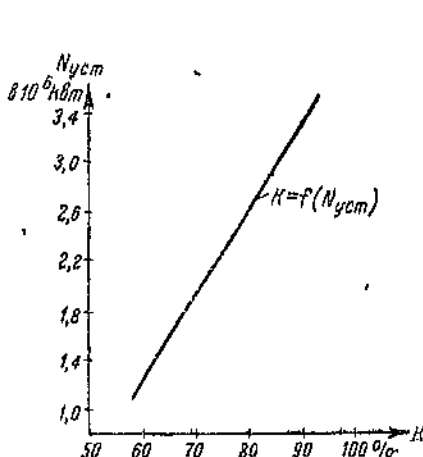
Наоборот, в том интервале значений N_{ycm} , где стоимость киловаттчаса с увеличением мощности растет, стоимость дополнительного киловаттчаса должна быть больше стоимости основного киловаттчаса.

Оба этих условия могут быть выдержаны лишь в том случае, когда кривая $s_{доп} = f(N_{ycm})$ располагается левее кривой $s = f(N_{ycm})$ на интервале значений до N_0 и правее кривой $s = f(N_{ycm})$ на интервале значений N , лежащих за минимумом s .

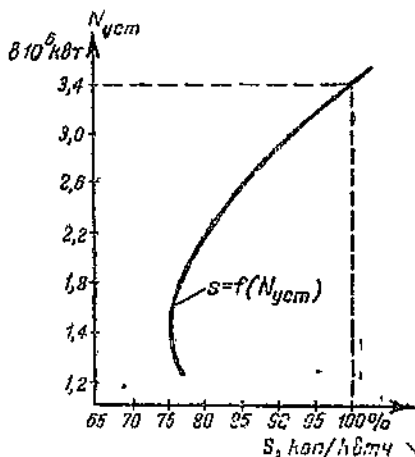
53. Принципы выбора установленной мощности

Как видно из предыдущего параграфа, основные экономические и энергетические показатели гидроустановки изменяются с изменением установленной мощности.

Имея определенные природные условия на выбранном створе и определив отметку подпора и всю компоновку гидроустановки, мы все же можем полу-



Фиг. 171. Экономическая характеристика крупной речной ГЭС: зависимость стоимости гидроустановки K от установленной мощности N_{ycm} .



Фиг. 172. Экономическая характеристика крупной речной ГЭС: зависимость себестоимости энергии s от установленной мощности N_{ycm} .

чить весьма различные технико-экономические показатели гидроустановки в зависимости от того, какую мощность мы на ней установим. Так, например, при определенной величине установленной мощности, как было показано в предыдущем параграфе, себестоимость энергии имеет свой минимум.

Разберем, на основании каких принципов выбирается установленная мощность гидроустановки.

В гл. V было показано, что гидроустановка является не самостоятельным промышленным предприятием, а лишь частью энергетической системы; ввиду этого все вопросы экономики гидроустановок должны трактоваться не изолированно, а в связи с экономикой энергетической системы.

Такая точка зрения является единственно правильной в условиях социалистического планового хозяйства, когда все промышленные предприятия являются собственностью государства и имеют своим назначением выдачу максимальной продукции при минимальных затратах труда и материалов.

Основным ведущим принципом, который должен быть положен в основу всех технико-экономических расчетов, в том числе и по выбору мощности гидроустановки, является принцип минимума себестоимости электроэнергии по системе в целом за период работы гидростанции.

Этот принцип требует выбора на вновь проектируемой гидроустановке такой установленной мощности, при которой годовые издержки производства по всей энергосистеме в целом за весь период работы гидростанции являются минимальными.

Посмотрим несколько подробнее, к каким соотношениям параметров системы и гидроустановки приводит этот принцип.

Рассмотрим сначала период в один год.

Представим себе, что мы имеем определенную энергетическую систему, выработку которой необходимо увеличить вследствие ожидаемого ввода новых промышленных предприятий.

Представим себе далее, что это расширение можно осуществить в основном за счет сооружения новой гидроустановки, общая компоновка, напор и типы сооружений которой выбраны.

Таким образом на основании технико-экономических подсчетов при проектировании гидроустановки могут быть получены соответствующие экономические характеристики, в частности зависимости $s = f(N_{гем})$ и $s_{дон} = f(N_{гем})$ — в соответствии с фиг. 169.

Предположим, что требуется увеличение годовой выработки системы в размере $\Delta \mathcal{E}_0$ катч.

В зависимости от величины установленной мощности гидроустановки годо-летняя сможет дать ту или иную величину годовой выработки — $\mathcal{E}_{год}$. Разница между требующимся от системы увеличением выработки $\Delta \mathcal{E}_0$ и выработкой гидроустановки $\mathcal{E}_{год}$, очевидно, должна быть покрыта либо сооружением, какой-либо новой тепловой станции, либо расширением одной из существующих в системе тепловых станций.

Чем меньше будет установленная мощность гидроустановки, тем больше будет недостаток в энергии и тем больше придется брать энергии от станции, заменяющей собой проектируемую гидроустановку.

Наоборот, при значительной установленной мощности на гидроустановке заменяющей энергии будет требоваться меньше. Очевидно, что в общем случае ежегодные издержки $I_{сисм}$ будут складываться из издержек по гидроустановке — I_2 и из издержек по заменяющей ее станции I_3 , причем и те и другие будут зависеть от установленной мощности гидроустановки N_2 .

Принцип минимальных ежегодных издержек по системе в целом, очевидно, требует минимума суммы $I_{сисм} = I_2 + I_3$, т. е. условия

$$\frac{d I_{сисм}}{d N_2} = 0, \text{ или } \frac{d I_2}{d N_2} + \frac{d I_3}{d N_2} = 0.$$

Первый член этого уравнения может быть развернут следующим образом

$$\frac{d I_2}{d N_2} = \frac{d I_2}{d \mathcal{E}_{год}} \cdot \frac{d \mathcal{E}_{год}}{d N_2}.$$

Величина $\frac{I d_2}{d \mathcal{E}_{год}}$ представляет собой не что иное, как стоимость одного дополнительного киловатт-часа на проектируемой гидростанции $s_{дон}$, так как

$$\frac{d_2 I}{d \mathcal{E}_{год}} \approx \frac{\Delta I}{\Delta \mathcal{E}}$$

[см. формулу (84)].

Ежегодные издержки по заменяющей станции I_3 определяются произведением стоимости заменяющей энергии $s_{зам}$ и количества выработанных по ней киловатт-часов. Последняя же величина, очевидно, определяется разностью требующейся выработки $\mathcal{E}_0$ и выработки гидроустановки — $\mathcal{E}_{год}$.

Итак, $I_3 = s_{зам} [\mathcal{E}_0 - \mathcal{E}_{год}]$; отсюда имеем:

$$\frac{d I_3}{d N_2} = s_{зам} \frac{d}{d N_2} (\mathcal{E}_0 - \mathcal{E}_{год}) = - s_{зам} \frac{d \mathcal{E}_{год}}{d N_2},$$

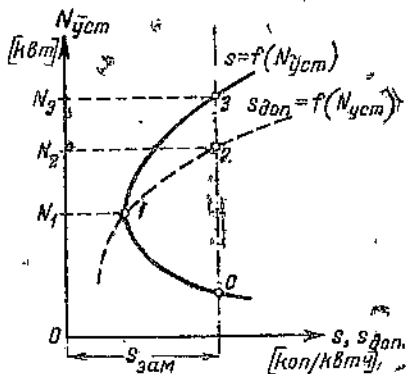
если считать, что стоимость заменяющей энергии $s_{зам}$ не зависит от установленной мощности гидроустановки.

Таким образом условие $\frac{dI_{\text{сум}}}{dN_2} = 0$ приводится к виду:

$$\frac{dI_{\text{сум}}}{dN_2} = \frac{dI_2}{dN_2} + \frac{dI_R}{dN_2} = s_{\text{дон}} \frac{d\mathcal{E}_{\text{год}}}{dN_2} - s_{\text{эл}} \frac{d\mathcal{E}_{\text{год}}}{dN_2} = 0.$$

Отсюда следует, что для минимума суммы $I_{\text{сум}}$ необходимо соблюдение равенства $s_{\text{дон}} = s_{\text{эл}}$.

Таким образом, для получения минимальных годовых издержек по системе в целом мощность проектируемой гидроустановки следует выбрать такой, чтобы стоимость одного дополнительного киловаттчаса (соответствующая величине установленной мощности) равнялась бы стоимости киловаттчаса заменяющей энергии.



Фиг. 173. Выбор установленной мощности гидроустановки, исходя из минимума ежегодных издержек в энергетической системе (схема).

Определение мощности гидроустановки, соответствующей этому условию, можно произвести графически (фиг. 173): достаточно найти точку пересечения 2 кривой $s_{\text{дон}} = f(N_{\text{ycm}})$ с прямой $s = s_{\text{эл}}$. Точка пересечения 2 определяет собой на оси ординат мощность N_2 , удовлетворяющую поставленному требованию.

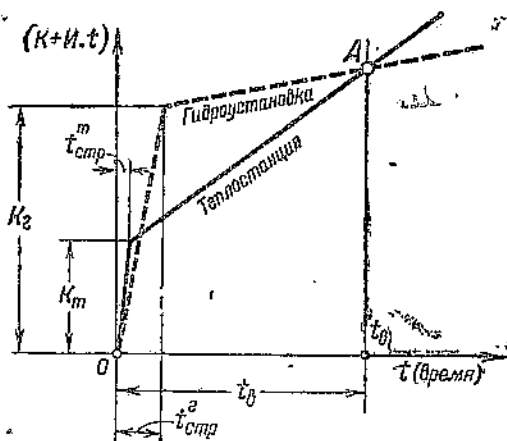
Если на этот же чертеж нанести кривую $s = f(N_{\text{ycm}})$ — зависимости стоимости 1 кВтч от мощности, то получатся дополнительно еще три точки 0, 1 и 3. Отсюда можно получить ряд весьма интересных выводов.

Наименьшей стоимостью энергии гидроустановка будет обладать при мощности N_1 , соответствующей точке 1. Стоимость же энергии и годовые издержки в системе в этом случае будут выше, нежели при установленной мощности N_2 . В самом деле, благодаря уменьшенной мощности гидроустановки для покрытия графика нагрузки потребуются известные количества дополнительной энергии, которая дороже, чем энергия проектируемой гидроустановки.

Таким образом, переходя от мощности N_1 к N_2 и удорожая гидроэнергию против минимально возможной стоимости ее, мы тем не менее улучшаем общую экономику системы.

Если же увеличить мощность гидроустановки до величины N_3 , которая характеризуется условием $s = s_{\text{эл}}$

Фиг. 174. Сопоставление нарастания во времени прямых издержек для гидроустановки и тепловой электростанции (схема).



то никакого удешевления энергии в системе не будет, так как все дополнительно требующееся количество энергии $\mathcal{E}_0$ будет получено по максимальной цене — $s_{\text{эл}}$.

Этому же условию, между прочим, соответствует и точка 0 с той лишь только разницей, что в этом случае мы имеем еще и значительное недоиспользование водных ресурсов.

Приведенное рассмотрение, однако, не учитывает всего периода работы гидроустановки в системе, и поэтому необходимо рассмотреть также и вопрос об издержках по системе в разрезе всего периода работы гидроустановки в системе, т. е. в разрезе ряда лет.

Как видно из предыдущего изложения, сооружение гидроустановок требует значительных единовременных затрат; зато последующая эксплуатация их сопровождается малыми издержками.

Тепловые же электростанции, наоборот, требуют меньших единовременных капитальных затрат при последующих более значительных, чем у гидростанций, эксплуатационных расходах (стоимость сжигаемого топлива).

Кроме того, как будет видно из дальнейшего изложения, срок строительства гидроустановок в силу ряда специфических причин превышает срок строительства теплостанций.

В силу этого, ввиду известной ограниченности материальных ресурсов, могущих быть направленными на энергостроительство, и необходимости получения быстрого эффекта от капиталовложений (единовременных), на данном этапе приходится считаться как с размерами последних, так и со сроками ввода в эксплуатацию электростанций.

Для рассмотрения данного вопроса сделаем сопоставление единовременных капиталовложений на строительство K и нарастания ежегодных прямых эксплуатационных издержек H — в течение ряда лет по гидроустановке и тепловой электростанции, которые дают одинаковую выработку в системе. Ординаты фиг. 174 показывают нарастание затраты средств $K + H \cdot t$ во времени, т. е. капиталовложений плюс ежегодных эксплуатационных издержек для гидроустановки и тепловой электростанции.

На графике принято, что капитальные затраты на строительство распределяются равномерно в течение всего периода строительства как гидроустановки — $t_{стр}^2$, так и тепловой станции — $t_{стр}^2$.

Общие капиталовложения на строительство гидроустановки — K_g значительно превышают капиталовложения по тепловой станции K_m . Вместе с тем ежегодные эксплуатационные издержки по гидроустановке значительно меньше, чем по тепловой электростанции.

Указанные обстоятельства ведут к тому, что в первые годы эксплуатации (период t_g) — тепловая электростанция является более выгодной и лишь с момента t_g на первое место выходит гидроустановка.

Период t_g можно назвать временем возобновления затрат по гидроустановке (по сравнению с тепловой электростанцией). Чем период t_g меньше, тем более «выгодна» постройка гидроустановки, т. е. тем более быстро значительные капиталовложения в гидроустановку начнут окупаться и гидроустановка будет уменьшать издержки производства по всей системе в целом.

Из графика фиг. 174 также видно, что в течение периода t_g годовые издержки по системе в варианте гидроустановки будут выше, чем для варианта сооружения тепловой электростанции.

Таким образом указанный принцип можно применить для установления выгоды и рациональности введения в действие какой-либо гидроустановки по сравнению с вариантом сооружения тепловой электрической станции.

Вместе с тем указанный принцип используется также и для определения оптимальной мощности проектируемой гидроустановки. В этом случае вместо ломаной линии, соответствовавшей на фиг. 174 определенной тепловой электростанции, должна быть построена аналогичная же зависимость, но относящаяся уже к тем составляющим энергетической системы, которые являются заменяемыми проектируемой гидроустановкой и зависящими от ее мощности.

Рассматривая различные варианты установленной мощности гидроустановки, мы будем получать различные ломаные, соответствующие гидроустановкам. Чем установленная мощность проектируемой гидроустановки будет взята больше, тем длиннее будет период t_g . Ориентируясь на определенный предельно допустимый по хозяйственно-экономическим условиям период t_g , можно определить соответствующую этому требованию установленную мощность на гидроустановке. Величина t_g в этих расчетах обычно принималась в размере от 15 до 25 лет.

Наконец, при помощи разбираемого принципа можно сопоставить ряд вариантов установленной мощности гидроустановки с точки зрения минималь-

ных размеров издержек в системе за весь срок работы гидроустановки в системе, т. е. за период времени, превышающий время $t_{в}$, и найти соответствующее оптимальное решение.

Вышесказанное является лишь иллюстрацией определенных принципиальных положений.

В действительных условиях подобные технико-экономические расчеты осложняются рядом обстоятельств, изложение которых выходит за программу курса и составляет предмет специальной дисциплины — экономики электростанций. Кроме того проведение указанных расчетов требует также и знания экономики тепловых станций и энергетических систем и умения подсчитывать соответствующие технико-экономические показатели по последним.

Наконец, необходимо указать на то, что окончательно принимаемая мощность проектируемой гидроустановки должна быть увязана с конкретными хозяйственными и политическими требованиями района, а также с соображениями оборонного порядка. Решение вопроса об установленной мощности гидроустановки лишь на основании технико-экономических расчетов в отрыве от конкретной действительности является неверным.

Все вышеприведенное рассуждение базировалось лишь на рассмотрении выработки гидроустановки. Между тем, из § 46 видно, что помимо выработки с точки зрения возможности снятия пиков суточной нагрузки для энергетической системы большую важность имеет и установленная мощность.

В связи с этим при проектировании «пиковых» гидроустановок установленную мощность выбирают, не столько исходя из рассмотрения годовой выработки, сколько из рассмотрения различных вариантов покрытия пиков графика нагрузки. При этом сравнивают варианты с различными установленными мощностями гидроустановки; каждому из них отвечает то или иное участие тепловых станций в снятии пиков. Наиболее рациональным вариантом и в этом случае надо считать тот, который дает минимальные издержки по всей системе в целом.

Необходимо, наконец, отметить, что в действительности даже в условиях уже намеченного для использования участка водотока и при выбранном типе гидроустановки все же возможны некоторые вариации в отношении подпорной отметки — для речных типов гидроустановок и длины деривации — для деривационных типов. Таким образом в известной мере в зависимости от потребности может быть изменен и напор гидроустановки.

Наиболее сложным является вопрос выбора основных параметров: высоты подпора и установленной мощности для речных и приплотинных гидроустановок, обладающих значительным регулирующим водохранилищем.

Здесь вопрос выбора мощности теснее связан с высотой плотины, чем с установлением предельно используемого расхода на гидроустановке. Увеличение высоты плотины помимо напора проявляется также и в увеличении регулирующего (полезного) объема водохранилища, в связи с чем естественный режим водотока может быть выравнен более или менее полно, поэтому для данного случая помимо установленной мощности, путем технико-экономических подсчетов необходимо обосновать также и высоту плотины.

Нахождение наимыгоднейшей высоты плотины и мощности гидроустановки обычно производят на основании сопоставления энергетических и экономических показателей ряда вариантов.

В наших условиях социалистического планового хозяйства при выборе установленной мощности необходимо также считаться как с прочими отраслями народного хозяйства, заинтересованными в воде (комплексное использование водных ресурсов), так и с полдотой использования водной энергии водотока.

Гидроустановка является капитальным сооружением, предназначенным для долготелней службы. Вместе с тем нашей задачей является планомерное и возможно полное использование природных ресурсов, в частности, водноэнергетических: всякое «хищническое» использование их, сводящееся к использованию лишь наиболее ценных запасов и лишшающее возможности использовать в дальнейшем ресурсы до конца, является в условиях социалистического планового хозяйства недопустимым.

В связи с этим принципом в случае наличия в ближайшее время потребности лишь в относительно небольшой мощности необходимо выбрать и соответствующий ей участок водотока, обладающий подходящей мощностью.

В известных случаях решение состоит в том, что на первое время осуществляют лишь первую очередь гидроустановки, отложив ее полное развитие, соответствующее полному использованию водных ресурсов, на ближайшее будущее. Однако при этом уже на первой стадии необходимо продумать и все вопросы последующего развития с тем, чтобы выстроенные в первую очередь сооружения не лимитировали бы собой возможности дальнейшего развития гидроустановки.

Наконец, при выборе установленной мощности, а также и отдельных параметров гидроустановки необходимо принять во внимание и оборонные соображения.

Более редко на практике встречаются такие случаи, когда мощность гидроустановки определяется необходимостью покрытия определенного графика нагрузки или необходимостью обеспечить выпуск определенного количества продукции на промышленных предприятиях. Такое положение наблюдается главным образом при гидроустановках, связанных лишь с определенным потребителем, а не с системой, и обуславливается пионерной ролью какой-либо гидроустановки в условиях отдаленных необжитых районов, где промышленность только еще начинает развиваться.

Все вышесказанное относилось к установлению оптимальных параметров гидроустановки.

Помимо этого технико-экономические подсчеты производятся также и с другими целями. Например, возможно сопоставление между собой нескольких гидроустановок на различных реках или сравнение нескольких участков на одной и той же реке.

Наконец, при планировании расширения энергетических систем необходимо сравнить между собой различные варианты развития, т. е. произвести сопоставление технико-экономических показателей ряда проектируемых гидроустановок и тепловых станций.

Более подробное изложение этого вопроса выходит за рамки программы данного курса.

В условиях военного времени вопросы экономики гидроустановок получают несколько иную трактовку. Как было отмечено в § 42, основной задачей является быстрый ввод гидроустановки в работу с возможно меньшими затратами материалов, особенно дефицитных. В связи с этим в качестве выше принципов определения оптимальной мощности во многих случаях выступают место выполнения конкретных заданий снабжения электроэнергией оборонных промышленных предприятий, что дает определенные задания в отношении установленной мощности.

В ряде случаев требование выдачи определенного количества электроэнергии может быть разрешено в нескольких вариантах, т. е. постройкой той или иной гидроустановки. Весьма часто в условиях военного времени вопрос разрешается в пользу той гидроустановки, которая может дать ток в кратчайший срок и которая является более выгодной с точки зрения требующихся материалов и преобладающих видов строительных работ, хотя бы ей и соответствовала несколько большая стоимость одного киловатт-часа.

Наконец следует упомянуть, что в условиях военного времени весьма распространены принципы разделения установленной мощности на этапы с быстрым пуском первой очереди, по с возможностью последующего расширения гидроустановки до полной мощности, определяемой на основании вышеприведенных ведущих принципов.

ГЛАВА VII ЗАКЛЮЧЕНИЕ

54. Запасы гидроэнергии в СССР. Основные принципы использования водных ресурсов

Запасы водноэнергетических ресурсов определяются наличием поверхностных водотоков, их водоносностью и падением. В § 10 было дано понятие о водном кадастре в части энергетических ресурсов. Подсчет наличных ресурсов, изучение распределения их по территории страны и их качественных особенностей являются необходимой предпосылкой рационального планирования народного хозяйства.

Изучение водных ресурсов нашей страны было начато лишь после Октябрьской революции и к настоящему моменту выполнено лишь в предварительной стадии: ряд рек, например, в северо-восточной части Сибири, является еще недостаточно исследованным.

Однако уже по тем водноэнергетическим ресурсам, которые в настоящее время выявлены, СССР принадлежит первое место в мире.

В действительности, как ясно из всего вышеприведенного изложения, мы не можем использовать на гидроустановках всю водную энергию или все водноэнергетические ресурсы рек полностью.

Для определения возможной и использованной мощности (по соображениям техническим и экономическим) необходимо помимо изучения природных ресурсов произвести некоторые подсчеты и наметить будущие гидроустановки.

Это является задачей следующей стадии изучения и подготовки к использованию водноэнергетических ресурсов — задачей водноэнергетических схем (ВЭС). Составление последних приурочивается к определенным климатическо-географическим зонам; так, например, в настоящее время закончены ВЭС по Закавказью, краю и другим районам.

Использование водных ресурсов имеет место не только для энергетики: ряд отраслей народного хозяйства используют воду для целей водоснабжения, ирригации, обводнения; вместе с тем реки используются в качестве судоходных путей.

В условиях нашего социалистического планового хозяйства единственно правильным методом использования водных ресурсов является такое, которое предусматривает удовлетворение всех потребностей в воде, возникающих в данном районе. При этом необходимо оценивать эффективность использования водных ресурсов не с точки зрения одной какой-либо отрасли, например, энергетики, а с точки зрения получения наибольшего эффекта для народного хозяйства в целом. Таким образом основным принципом использования водных ресурсов является комплексность.

Все наши крупные гидроустановки без исключения являются частями комплексного использования водных ресурсов, поэтому все они помимо использования водной энергии решают также и другие задачи народного хозяйства.

Так, например, запроектированная Куйбышевская ГЭС, помимо выработки энергии будет решать задачу ирригации Заволжья: вода из подпертого верхнего бьефа будет подниматься насосными станциями на левый берег; работа насосных станций, требующая значительного количества энергии, будет обеспечена выработкой самой Куйбышевской ГЭС. Вместе с тем за счет регулирования расходов воды в верхнем бьефе будут значительно увеличены минимальные расходы р. Волги ниже Куйбышевской ГЭС. Это увеличит судоходные глубины и даст возможность реконструировать водный транспорт, вследствие чего стоимость перевозок значительно понизится.

Ряд выстроенных гидроустановок является примером комплексных водохозяйственных мероприятий, обеспечивающих не только выработку энергии, но и значительное улучшение судоходных условий. Особенно показательна в этом отношении Днепровская ГЭС, до сооружения которой сквозное судоходство являлось невозможным ввиду наличия порогов.

Наконец, отметим комплексное значение гидроустановок, располагающихся в зоне искусственно-орошаемых земель. При сооружении гидроустановки всегда осуществляется некоторый подпор. Орогательные каналы — арыки, забирающие воду из реки без специальных сооружений, можно присоединить к верхнему бьефу. Вследствие этого увеличивается как надежность водозабора, так и площадь командования каналов. Если гидроустановка осуществляется с деэвакуационным каналом, то арыки можно питать из последнего.

Проведение ирригационных каналов часто вызывает устройство перепадов, которые могут быть использованы для сооружения гидроустановок, чаще всего мелких.

В условиях нашего социалистического хозяйства развитие энергетики должно сопутствовать развитию промышленности, потребляющей энергию, поэтому намерение крупных ГЭС не может проходить вне связи с общим планом развития народного хозяйства.

Как сказал тов. Молотов в своем докладе по третьему пятилетнему плану развития народного хозяйства на XVIII партсъезде, «необходимо, чтобы

развитие топливной и энергетической базы не только не отставало от подъема промышленности и народного хозяйства, а шло впереди их и создавало прочную базу для дальнейшего их развития»¹.

При составлении водноэнергетических схем использования водных ресурсов необходимо не только выявить возможные к строительству гидроустановки, но и установить на основании изучения местных природных ресурсов возможности потребления энергии. Вместе с тем должно быть выявлено комплексное значение гидроустановок, т. е. их эффективность в отношении судоходства, прир-гации, водоснабжения и т. д.

55. Проведение работ по сооружению гидроустановок: изыскания, проектирование, строительство. Стадии проектирования

Осуществление каждой гидроустановки связано с последовательным проведением изысканий, проектирования и строительства.

Как ясно из всего изложенного выше, гидроустановка определяется местными природными данными, поэтому обоснованное проектирование гидроустановки невозможно без соответствующего изучения природных условий — проведения изысканий.

Топографические изыскания имеют своей целью получение необходимых карт и планов местности и заключаются в так называемой геодезической съемке.

Геологические изыскания проводятся с целью выяснения геологического строения в местах расположения основных сооружений. Задачей их является получение соответствующих инженерно-геологических характеристик в отношении скалы, грунтов, подземных вод и т. д., имеющих весьма важное влияние на выбор типов и расчет гидротехнических сооружений.

Необходимо указать, что недооценка трудностей, связанных с геологическими условиями; может в процессе проектирования привести к выбору неправильного типа сооружений или слишком облегченной конструкции. В дальнейшем, уже в процессе производящихся строительных работ, когда основные котлованы будут вскрыты, изменение типа сооружений или его конструкции отразится не только на стоимости работ, но и на их сроке. Основные дефекты, имевшие место на наших строительствах гидроустановок, в основном всегда были связаны с теми или иными недооценками геологических условий. В ряде случаев уже в процессе строительства приходилось изменять типы сооружений, что вызывало задержку работ и денежные перерасходы.

Ввиду этого в настоящее время на постановку геологических изысканий обращено особое внимание. Методы исследования природных геологических условий, а также соответствующей оценки их в отношении к гидротехническим сооружениям составляют в настоящее время предмет самостоятельной дисциплины, именуемой инженерной геологией.

Основные методы изучения геологического строения местности заключаются в так называемой геологической съемке (составление геологических карт) и закладке буровых скважин и шурфов. Помимо этого ставятся и специальные исследования пород на месте, а также производится изучение образцов породы в соответствующих лабораториях.

Третьим основным видом изысканий являются изыскания гидрологические, имеющие своей целью изучение водного стока, а также паводков и льда.

Как ясно из изложенного в гл. II, достаточная изученность водотока может считаться достигнутой лишь в результате наблюдений, проведенных в течение ряда лет. Ввиду этого постановка соответствующих гидрометрических станций и водомерных постов должна осуществляться задолго перед приступом к проектированию гидроустановки. Наиболее рациональное разрешение задачи заключается в планомерном изучении всех наиболее интересных рек по единому плану.

В настоящее время такая постановка вопроса нашла себе отражение в учреждении Управления гидрометеорологической службы.

¹ Третий пятилетний план развития народного хозяйства СССР. Резолюция XVIII съезда ВКП(б) по докладу тов. Молотова, Госполитиздат, 1939 г., стр. 27.

При наличии основных постов, действовавших на реке в течение достаточного периода времени, гидрологические изыскания для сооружения гидроустановки заключаются в более углубленном изучении отдельных вопросов.

Проектирование гидроустановки начинается с обработки и систематизации результатов всех произведенных изысканий. Одновременно необходимо приступить к соответствующему изучению энергетических особенностей района и начать разработку энергэкономической части проекта.

После составления проекта гидроустановки и выявления ее стоимости, энергетических и экономических показателей на основе рассмотрения в утверждающих инстанциях директивными органами принимается решение о строительстве гидроустановки.

Последнее начинается с подготовительных работ, заключающихся в организации строительной территории, а также проведении дорог и постройке подсобных предприятий. Практика строительства показала громадное значение подготовительных работ, а также правильной целесообразной организации строительных работ и их механизации.

В связи с этим в настоящее время при составлении проекта самих гидротехнических сооружений составляется также проект организации и производства строительных работ, составляющий неотъемлемую часть всего проекта гидроустановки.

Необходимость осуществления весьма значительных по объему и стоимости изысканий, как предпосылки к составлению проекта, а также обязательность уязки энергетики с другими отраслями народного хозяйства приводят к требованию осуществлять проектирование гидроустановок на так называемых стадиях проектирования. Самой первичной стадией необходимо считать упомянутые в § 54 водноэнергетические схемы — ВЭС.

В отношении водотоков, вытекающих в ВЭС, как наиболее эффективных энергетически или наиболее важных с точки зрения комплексного использования, составляются так называемые схемы использования.

Задачей последних является разработка водотока на ступени использования, исходя как из стремления наиболее рационального удовлетворения первоначальных потребностей в энергии, так и из необходимости полного использования водотока в будущем.

Для осуществления указанных проектных проработок необходима постановка изысканий соответствующего масштаба. В схеме использования водотока должна быть выявлена комплексная роль отдельных гидроустановок.

Составление народнохозяйственного эффекта, а также технико-экономических показателей ряда гидроустановок, помещенных в схему использования водотока, позволяет выбрать из них одну или несколько первоочередных.

Указанные стадии проектирования, в которые в некоторых случаях включается еще так называемый технико-экономический доклад (ТЭД), относятся к предварительным стадиям проектирования.

В дальнейшем первоочередные гидроустановки проходят через последующие стадии проектирования, задачи и содержание которых определены постановлением СНК СССР от 26/II 1938 г. об упорядочении проектного дела.

Согласно этому постановлению введены две следующих стадии проектирования: проектное задание и технический проект.

Задачей проектного задания, осуществляемого на основании проведения соответствующих изысканий, является предварительное установление типов сооружений, выработки гидроустановки, стоимости и народнохозяйственного значения ее.

Степень точности разрешения всех вопросов должна быть такова, чтобы она давала возможность судить об эффективности данной гидроустановки и о целесообразности строительства ее.

Задачей технического проекта, осуществляемого на основании проведения подробных изысканий, является полное уточнение всех вопросов конструкции, выработки энергии и стоимости установки.

На основании сметы, составляемой при техническом проекте, фиксируется (наркомах или правительством) строительная стоимость гидроустановки.

Согласно упомянутому постановлению СНК технический проект является для строительства основным документом, по которому и должны производиться все строительные работы.

Уточнение отдельных конструктивных деталей производится в процессе строительства гидроустановки путем составления так называемых рабочих чертежей.

В условиях военного времени предъявляются особые требования и в отношении проектирования гидроустановок, а именно в интересах быстрого пуска гидроустановки требуется максимальное сокращение сроков, отводимых на проектирование и изыскания.

Пути для этого состоят, во-первых, в возможном сокращении стадий проектирования, а во-вторых, — в рационализации процесса проектирования, которое сводится к максимальному использованию типовых решений и наличных проектов, приближению проектировки к месту строительства, сокращению до минимума оформления проектного материала и т. п.

Специальным постановлением СНК СССР от 8/1 1943 г. стоимость проектирования снижена и определена в размере от 1 до 1,5% от стоимости строительства. В настоящее время¹ разработана новая инструкция, определяющая детальные стадии проектирования; в ней для гидроустановок мощностью свыше 5000 квт установлены две стадии проектирования: проектное задание и рабочий проект.

В проектном задании, разрабатываемом после ТЭД должна быть установлена техническая возможность и экономическая целесообразность строительства гидроустановки в данном месте. Проектное задание подлежит рассмотрению и утверждению.

Рабочий проект уточняет все технические вопросы и по возможности осуществляется на месте и в процессе строительства. Рабочий проект не подлежит утверждению. Рассматриваются и утверждаются в соответствующих инстанциях лишь отдельные вопросы, если вносятся изменения в утвержденное проектное задание. Оформлению подлежат лишь отдельные чертежи и расчетные обоснования, а также краткая сводная записка по всему проекту в целом.

56. Развитие использования водной энергии. План Гозлро. Первая и вторая пятилетки. Третья пятилетка и военный период

До Октябрьской революции использование водной энергии в России в сколько-нибудь крупных масштабах совершенно отсутствовало. Ввиду этого гидроэнергетика в СССР является по существу делом Октябрьской революции.

Уже в первые годы после установления советской власти в условиях разрухи и кризиса Ленин, намечая основные пути развития социалистического государства, создал учение об электрификации страны и выдвинул идею сооружения крупных районных электрических станций. Идея широчайшего использования местных топливных ресурсов и водных энергетических ресурсов также была выдвинута Лениным.

Практически это сказалось в том, что в первые же годы советской власти по указанию Ленина было приступлено к работам по сооружению Волховской гидроустановки и была создана организация для проведения изысканий и составления проекта Днепроградской гидроустановки.

23 января 1920 г. Ленин выдвинул задачу составления плана электрификации и учредил специальную комиссию.

План Гозлро (государственной комиссии по электрификации России), разработанный под непосредственным руководством Ленина, был принят на VIII съезде Советов в 1920 г. Товарищ Сталин горячо поддерживал ленинский план Гозлро и в своем историческом письме к Ленину (март 1921 г.) указал: «...Мастерской набросок действительно единого и действительно государственного хозяйственного плана без кавычек. Единственная в наше время марксистская попытка подведения под советскую надстройку хозяйственно отсталой России действительно реальной и единственно возможной при нынешних условиях технической-производственной базы... Мое мнение: 1) не терять больше ни одной минуты на болтовню о плане; 2) начать немедленно практический приступ к делу...»².

¹ Это относится к середине 1943 г.

² Ленин и Сталин. Сборник произведений к изучению Истории ВКП(б), том II, Партиздат, 1936 г., стр. 365.

Планом Гозэро было предусмотрено сооружение в первую очередь (в течение 10—15 лет) двадцати девяти крупных районных электростанций общей мощностью около 1 300 000 квт; из них на долю гидроустановок падало приблизительно 485 000 квт.

Таким образом начало развития использования водной энергии было положено планом Гозэро.

План Гозэро благодаря интенсивному развитию индустриализации страны, осуществленному под руководством товарища Сталина, был в указанные сроки значительно перевыполнен как по общей мощности электростанций, так и в части гидроустановок.

Так, к концу 1931 г. общая установленная мощность районных электростанций уже превысила 2 000 000 квт.

На 1 января 1935 г. (т. е. по истечении почти 15 лет) общая установленная мощность районных гидроустановок составляла 718 000 квт, т. е. перекрывала план почти в полтора раза.

Предусмотренная же планом мощность гидроустановок была достигнута еще в 1933 г.

До начала первой пятилетки были закончены строительством и пущены в эксплуатацию лишь немногие гидроустановки.

В первой пятилетке в связи с начавшейся индустриализацией страны было приступлено к сооружению ряда крупных районных гидроустановок. Была закончена строительством Днепровская ГЭС и на ней пущены в работу первые агрегаты. Вместе с тем продолжались работы по завершению строительства нескольких гидроустановок, начатых до первой пятилетки.

Во второй пятилетке (1933—1937 гг.) работы по строительству гидроустановок получили еще большее развитие. Помимо завершения строительства некоторых гидроустановок, перешедших от первой пятилетки, были начаты работы по сооружению новых мощных гидроустановок районного значения.

Новый еще более значительный подъем народного хозяйства был намечен в третьей пятилетке, план которого утвержден XVIII партсъездом в марте 1939 г. по докладу тов. Молотова.

Так, например, по решению XVIII партсъезда выработка электроэнергии в 1942 г. должна возрасти до 75 млрд. квтч, что составляет 206% по отношению к выработке 1937 г. (последнего года второй пятилетки); общий прирост установленной мощности электростанций за третью пятилетку определен в 9 млн. квт, причем значительная часть последнего приходилась на гидроустановки.

Во второй половине третьей пятилетки в соответствии с этим было начато строительство ряда новых мощных гидроустановок.

Вероломное нападение фашистов на нашу страну 22 июня 1941 г. и начавшаяся Отечественная война за независимость нашей Родины, естественно, наложили свой отпечаток на развитие строительства гидроустановок.

Временная оккупация врагом части Украины и части Ленинградской области лишила нас нескольких крупных гидроустановок. Промышленные предприятия из ряда западных областей европейской части СССР были эвакуированы на восток, при этом было эвакуировано и оборудование (генераторы и турбины) некоторых крупных гидроустановок. В соответствии с этими обстоятельствами изменилась и дислокация гидростроек: ряд строительства был временно прекращен, но зато в восточных районах было развернуто строительство гидроустановок в весьма широком масштабе, превосходящем мирное время.

Из районов, в которых строится особенно много гидроустановок, должны быть отмечены Урал и Средняя Азия.

Особенностью строительства гидроустановок военного времени является широкое развитие гидроустановок средней мощности и строительство крупных гидроустановок по этапам, с быстрым вводом в эксплуатацию первой очереди. Такое направление гидростроительства соответствует выполнению задачи — дать в самое кратчайшее время энергию для оборонных предприятий, снабжающих нашу доблестную Красную Армию.

Наконец, необходимо упомянуть о широком развитии самостоятельности колхозных масс в деле строительства мелких гидроустановок. В Средней Азии строится крупная индустриальная гидроустановка, основные массовые работы по которой выполняются колхозными массами. В данном случае имеет место

перенесение опыта народного строительства Ферганского ирригационного канала им. Сталина на крупный объект гидроэлектростроительства.

В самом недалеком будущем после разгрома врага масштабы гидроэлектростроения получат, еще больший размах, так как начнутся работы по восстановлению ряда гидроустановок, разрушенных в результате военных действий, а также работы по возобновлению строительства, прерванных из-за военных действий.

Таким образом советским инженерам-гидроэнергетикам предстоит ответственная и грандиозная по масштабу работа по обеспечению энергией нашей промышленности, направленная к процветанию и укреплению нашей великой Родины.

Г
И

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

Для более детального ознакомления с отдельными вопросами гидроэлектростанций рекомендуются следующие источники.

Литература

Общие курсы и сочинения

1. Губин, Использование водной энергии, Энергоиздат, 1936 г.

Книга является пособием при изучении гидроустановок для студентов. Изложены основные положения.

2. Егизаров, Гидроэлектрические силовые установки, ч. I, изд. 3-е, Энергоиздат, 1934 г. Введение, гидрология, турбины, регулирование и экономика; ч. II, изд. 2-е, Энергоиздат, 1935 г. Общие схемы гидроустановок. Головные узлы и водоприемники; ч. III, изд. 2-е, Энергоиздат, 1937 г. Деривация и сооружения станционного узла.

Книга является пособием для студентов, специалистов по гидроустановкам, а также и руководством для производителей. Наиболее полно и подробно охватывает все вопросы гидроустановок.

3. Кригер и Джэстин, Гидроэлектрический справочник, ч. I, Энергоиздат, 1934 г.; ч. II, Энергоиздат, 1937 г.

Книга является переводом американского справочника для производителей.

Кроме того, для изучения вопросов отдельных глав рекомендуются следующие источники.

К гл. II «Гидрология»

4. Близняк и Поляков, Курс инженерной гидрологии, Госстройиздат, 1939 г.

Книга является учебником для гидротехнических и строительных вузов.

5. Великанов, Гидрология суши, изд. 3-е, Энергоиздат, 1937 г.

Изложены основные вопросы гидрологии с выявлением их физического содержания.

6. Атлас энергетических ресурсов СССР, т. I, вып. 3, Энергоиздат, 1933 г.

В начале книги даны основные понятия о водном кадастре и способах его подсчета.

7. Поляков, Гидрологические расчеты при проектировании сооружений на реках с малыми бассейнами, Энергоиздат, 1937 г.

Освещены методы гидрологических расчетов применительно к малым гидростанциям.

К гл. III «Гидравлические турбины»

8. Щапов, Турбинное оборудование гидроэлектростанций, Энергоиздат, 1941 г.

Курс гидротурбин для инженеров-строителей гидроустановок. Освещены основные вопросы гидравлического расчета, конструкции и работы гидротурбин.

9. Квандт, Гидравлические двигатели, Гостехиздат, изд. 3-е, 1931 г.

Даны основные сведения по гидравлике, применительно к турбинам, их гидравлический расчет и конструирование.

10. Морозов, Универсальные характеристики гидравлических турбин, Энергоиздат, 1932 г.

Даны сведения по работе турбин и указаны методы построения и использования их эксплуатационных характеристик.

11. Энергооборудование СССР. Гидротурбины, Ленинградский металлический завод им. Сталина, Энергоиздат, 1937 г.

Данное издание представляет собой расширенный каталог изделий завода, являющегося единственным поставщиком крупных и средних турбин. Даны основные чертежи турбин, их установок и их характеристик с кратким описанием.

12. Водяные турбины средних и малых мощностей. Издание Государственной конторы справочников и каталогов, 1938 г. Московский машиностроительный завод им. Калинина.

То же, что и источник 11, но лишь в отношении, главным образом, турбин для мелких гидроустановок и средних турбин.

1

К гл. IV «Гидротехнические сооружения»

13. Коллектив авторов под ред. Гиршловича, Введение в гидротехнику, изд. 2-е, ОНТИ, 1935 г.

Книга имеет целью дать общее представление о гидротехнике во всех ее видах. В гл. XIII и XIV даны основные понятия о плотинах.

14. Коллектив авторов под ред. Близняка и Гришина, Гидротехнические сооружения, Стройиздат, т. I, 1938 г., т. II, 1939 г.

Книга является учебником для строительных и гидротехнических вузов и подробно излагает расчет и конструкцию гидротехнических сооружений всех видов: плотин, щитов и затворов, каналов, тоннелей, трубопроводов, шлюзов и т. д., применяемых в различных областях гидротехники, в том числе и в гидроустановках.

15. Соколов, Водозаборные устройства для гидростанций и ирригации, Стройиздат, 1937 г.

16. Королев и Гинко, Открытые подводящие каналы гидростанций, ОНТИ, 1937 г.

17. Мазур и Любченко, Гидротехнические тоннели; гидравлические и экономические расчеты, ОНТИ, 1937 г.

18. Личевский, Деревянные напорные трубопроводы, Госстройиздат, 1933 г.

19. Альбом напорных бассейнов гидростанций, ГОНТИ, 1939 г.

20. Лоттер, Расчет и конструкция уравнительных резервуаров. ГОНТИ, 1932 г.

21. Морозов и Фатт, Трубопроводы гидроэлектрических установок. Энергоиздат, 1934 г.

22. Зубов и Козловская, Гидроэлектрические станции малой мощности. Энергоиздат, 1941 г.

Популярный справочник по организации проектирования, строительства и эксплуатации мелких гидроустановок.

23. Кузнецов и Златковский, Сельскохозяйственные гидростанции. Сельхозгиз, 1941 г.

Книга посвящена вопросам проектирования колхозных и мелких гидроустановок с конкретным рассмотрением методов проектирования и расчетов.

24. Берг, Защита гидростанций от воздушных нападений. Стройиздат, 1940 г.

В книге кратко изложены основные мероприятия конструктивного порядка по ПВО гидроустановок.

17 Гидросиловые установки.

25. Управление пожарной охраны и ПВО Наркомата электростанций. Защита сооружений и оборудования электрических станций от действия фугасных авиабомб. Госэнергоиздат, 1941 г.
Изложены методы расчета защитных устройств, относящихся также и к гидроустановкам.

К гл. V «Работа ГЭС в системе — регулирование речного стока»

26. Золотарев. Гидроэлектроцентральный в электроэнергетической системе, Академия наук, 1940 г.
Подробный разбор работы гидроустановки в энергетической системе и методов определения ее основных эксплуатационных характеристик.
27. Потапов. Регулирование стока, изд. 2-е, Сельхозгиз, 1940 г.
Разобраны основные вопросы регулирования водного стока, потери воды при регулировании и способы расчета.
28. Лоттер. Регулирование водного стока. Энергоиздат, 1938 г. Разобраны основные вопросы регулирования в целях использования гидроэнергии.
29. Кукель-Краевский С. А. Электроэнергетическая система. Энергоиздат, 1939 г. Учебник для энергетических вузов.

К гл. VI «Экономика гидроустановок»

30. Исчисление себестоимости энергии проектируемых ГЭС. Гидроэнергопроект. Нормы и технические условия для проектирования гидротехнических сооружений гидроэлектростанций. Сборник № 3, Госэнергоиздат, 1941 г.
31. Золотарев. Экономическая характеристика гидроэлектроцентрали. Известия Энергетического института им. Кржижановского, т. V, 1938 г.
Даны основные положения об экономических характеристиках гидроустановок и конкретные примеры.
32. Золотарев. Определение параметров сооружения гидроэлектроцентрали. Журнал «Гидротехническое строительство» № 9 за 1937 г.
Изложены основы технико-экономического расчета гидроустановок и в частности вопрос выбора установленной мощности.
33. Айвазян. Инструкция по определению эффективности гидроэлектростанции в целом и ее параметров (методика энерго-экономических расчетов при проектировании). Журнал «Гидротехническое строительство» № 1 за 1941 г.
34. Айвазян. Об учете потерь энергии при энергоэкономических расчетах. Журнал «Гидротехническое строительство» № 3 за 1939 г.

К гл. VII «Заключение»

35. Энергоресурсы СССР, т. II, Академия наук СССР. 1938 г. В соответствующих статьях даны последние данные о гидроэнергоресурсах СССР.
36. Электроэнергетика СССР. Сборник статей под редакцией акад. Кржижановского, Академия наук СССР, 1934 г.
В сборнике даны статьи по вопросу ленинского плана электрификации СССР и осуществления этого плана, а также статьи по некоторым технико-экономическим вопросам энергетики.
37. Гинко. За широкое строительство малых гидроэлектрических станций. Энергоиздат, 1939 г.
Книга излагает значение мелкого гидроэлектростроительства, основные особенности его и приводит ряд примеров с указанием технико-экономического эффекта.

УКАЗАТЕЛЬ ТЕРМИНОВ

А

Аванкамера 116
 Акведук 159
 Активное взаимодействие струи и тела 58
 Активные турбины 61
 Амортизационные ежегодные отчисления 235
 Амортизационный период 235
 Анкерные опоры трубопровода 163
 Арочно-гравитационные плотины 112
 Арочные плотины 112

Б

Базисная работа электростанции 220
 Базисные ГЭС 223
 Бассейн водосборный 21
 Безударный вход воды в турбину 95
 Бляя опососб 110
 Брюкнера период 29

В

Вентиляция генератора 125
 Вертикальная составляющая скорости в потоке 53, 171
 Верхний бьеф 10
 Включение мощности на генератор 114
 Водная энергия 7
 Водно-энергетические схемы 250
 Водоподъемные плотины 108
 Водоприемник 134, 141, 154
 Водораздел 21
 Водосбора площадь 21
 Водосброс 46, 110, 154, 160, 186
 Водосливная плотина 108
 Водосливный тип машинного здания 205
 Вододержательная плотина 110
 Водохранилищная плотина 110
 Воздушная трубка 142
 Время возобновления затрат на ГЭС 247
 Время добегания гидравлического удара 150
 Всасывающая труба 65, 93
 «Встроенное» машинное здание 205

Выключатель регулятора турбины 84
 Выработка ГЭС 18
 Высота всасывания 67

Г

Гаситель энергии 110, 160
 Геологические изыскания 251
 Гидравлический удар 148
 Гидрограф 22
 Гидрологические изыскания 252
 Гидрологический год 40
 Гидрометрия 20
 Гидроэнергетические ресурсы 8
 Главная характеристика турбины 95
 Глухие плотины 108
 Годовое регулирование 227
 Головной узел 154
 Горного типа река 37
 Горное давление 158
 График нагрузки 215
 График связи уровней и расходов 24
 Грубая решетка 155
 Грызеспуск дозный 156

Д

Двухкамерный уравнительный резервуар 194
 Деревянный трубопровод 182, 186
 Дефлектор турбины Пельтона 72
 Дизельные станции 219
 Дифференциальный уравнительный резервуар 194
 Дозный лед 51
 Дозный спуск 145, 186
 Дополнительный явчи 243
 Дренаж плотины 110
 Дренажная галерея 138
 Дроссельный затвор 139, 164
 Дублирование мощностей в системе 227
 Дюкер 159

Ж

Железобетонный трубопровод 182
 Жуковского формула 149

Забральный балка 155
Задвижки плоские 138, 145
Заменяющая энергии 177, 245
Запас мощности турбины 134
Зарагулированный расход 227
Земляная плотина 112
Зонтичный тип генератора 125
Зуб плотины 110

И

Игольчатый затвор турбины Пельто-
на 70
Исдержки производства электроэнер-
гии 235
Излива волна 179
Инженерная геология 252
Искаженные масштабы профилей 43
Искусственные сооружения на дерива-
ции 159

К

Кабельганг 125
Кавитация в турбинах 99
Кадастр водный 43
Кадастровая мощность реки 46
Каменно-набросная плотина 112
Капиталовложения на 1 квтч годо-
вой выработки 238
Капиталовложения (полные) на ГЭС
235, 241
Каплана турбины 77, 87
Километрическая мощность реки 44
Клапанный затвор 128, 160
Классификация ГЭС 104
Кожуховая турбина 94
Комплексное использование водных
ресурсов 250
Контрфорсные плотины 112
Коррозия турбин 99
Котельные турбины 94
Коэффициент асимметрии 48
Коэффициент быстроходности турби-
ны 75
Коэффициент вариации 48
Коэффициент кавитации 101
Коэффициент нагрузки суточного гра-
фика 216
Коэффициент стока 30
Кривая распределения 48
Круговорот воды в природе 8

Л

Ледник 38
Ледозащитная стенка 116, 127
Ледостав 50
Ледоход 50
Лотки водопроводящие 199

Максимальных расходов обеспечен-
ность 49
Максимум суточного графика на-
грузки 216
Масляный сервомотор турбины 83
Максимальный момент генератора 180
Машинный зал 125
Медленный расход 26
Межень зимняя 36
Межень летняя 37
Мелкая решетка 156
Мертвый объем водохранилища
175, 229
Минимум суточного графика нагруз-
ки 216
Милло формула 151
Многолетнее регулирование 230
Модуль стока 26
Монтажная площадка 127
Мостовой кран 125
Мощности ГЭС график 18
Мощности ГЭС, средние 18, 218
Мощности ГЭС формула 15
Мощность участка реки 8

Н

Наброс мощности на турбину 114
Надводная часть машинного зда-
ния 119
Наносы взвешенные 53
Наносы донные 53
Напор брутто 10
Напор нетто 10
Напорные турбины 64
Напорный бассейн 155
Напорный трубопровод 134, 155
Напорный трубопровод — вертикаль-
ная шахта 196
Направляющий аппарат турбины 64, 83
Насосно-аккумуляторная ГЭС 232
Независимое водохранилище 229
Несаморегулирующийся тип дерива-
ции 166
Неустановившийся режим в работе
ГЭС 113
Нижний бьеф 10

О

Обеспеченности мощности ГЭС кри-
вая 240
Обеспеченности расходов график
26, 56
Обратное регулирование 230
Обратный фильтр 110
Опорные колонки направляющего
аппарата турбины 125
Опорные колонны генератора 164
Опорный цилиндр генератора 125
Оптимальный режим турбины 95

Осадков годовой слой 29
 Основное уравнение реактивных тур-
 бин 80
 Отводящая деривация 12
 Отводящий канал 135
 Отдача ГЭС 18
 Отклонитель струи в турбине Пель-
 тона 72
 Открытая камера турбины 93
 Открытый тип машинного здания 128
 Отраженная волна гидравлического
 удара 150
 Отрицательная волна 132, 179
 Отрицательный гидравлический удар
 152
 Отстойник 171
 Отчисления ежегодные на капиталь-
 ный ремонт 236

П

Паводок 36
 Пельтона турбины 70
 Переоткрытие турбины 134
 Пик графика нагрузки 217
 Пиковая работа электростанций 220
 Пиковые ГЭС 223
 Питание реки 35
 Поворотное кольцо турбины 83
 Повышение (временное) числа оборо-
 тов турбины 133, 153
 Повышения волна 178
 Подвесной тип генератора 125
 Подводная часть машинного зда-
 ния 119
 Подводящая камера турбины 91
 Подземные воды 28
 Подземный контур плотины 110
 Подпора кривая 10
 Подпятник поддерживающий (агрега-
 та) 86, 125
 Полезный объем водохранилища 228
 Полный объем водохранилища 239
 Половодье (весеннее) 36
 Положительная волна 132, 178
 Полупиковая работа в графике су-
 точной нагрузки 225
 Понижение (временное) числа оборо-
 тов турбины 134, 153
 Понур плотины 110
 Порог в водоприемнике 171
 Предельно-возможный гидравличе-
 ский удар 149
 Приведенные показатели турбин 76
 «Провал» в графике суточной на-
 грузки 216
 Проверка плотины на сдвиг 107
 Продолжительности расходов гра-
 фик 26
 Проектное задание 253
 Промежуточные опоры трубопрово-
 да 163

Промыв порога 171
 Промывные отверстия в порога 175
 Пропеллерные турбины 86

Р

Рабочая характеристика турбины 96
 Рабочее колесо турбины 64
 Рабочие чертежи 253
 Равнинного типа река 37
 Разгонное число оборотов турбины 98
 Реактивные турбины 64
 Реактивный принцип взаимодействия
 воды и сосуда 61
 Регулирующие систему гидроустанов-
 ки 230
 Регулятор турбины 84
 Рейфенштейна турбина 89
 Реки, вытекающие из озер 39
 Речная система 20
 Решетки 120, 139
 Рихтерма 110
 Рыбход 116

С

Саморегулирующийся тип деривации
 167
 Сброс мощности на гидроустанов-
 ке 114
 Свободноструйчатые турбины 61
 Сдвоенные турбины 94
 Сдвоенные шты 118
 Сегментные затворы 126
 Сегнерово колесо 62
 Сезонное регулирование 227
 Секторные затворы 138, 143
 Скоростные коэффициенты турбин 72
 Скорость распространения волны 178
 Скорость распространения гидравли-
 ческого удара 149
 Сливной слой водохранилища 180
 Смешанный тип рек 39
 Сопло активной турбины 70
 Спиральная камера турбины 91
 Средние расходы 22
 Стадии проектирования 252
 Стандартные числа оборотов генера-
 тора 72
 Створ 21
 Стоимость дополнительного кват 243
 Стоимость заменяющей энергии 245
 Стоимость кват выработки 234
 Стоимость установленного кват 239
 Сток 22
 Судоводные сооружения 115
 Суточного регулирования бассейн
 140, 222
 Суточное регулирование на ГЭС 221
 Схемы (планы) гидроустановок 104
 Схемы использования рек 252

Т

Твердый сток 53
Тепловые конденсационные станции 218
Теплофикационные станции 219
Технико-экономический доклад 253
Технико-экономический расчет 175
Технический проект 253
Томана турбина 89
Тоннель безнапорный 158
Тоннель напорный 182
Топографические изыскания 251
Травесы 209
Транспирационный коэффициент 27
Труба под насыпью 160

У

Удельная мощность реки 44
Удельные показатели турбин 76
Универсальная характеристика турбины 97
Уравнительный резервуар 182
Уравновешенные затворы на трубопроводе 145
Установившиеся режимы работы ГЭС 113
Установленной мощности выбора принципы 245

Ф

Фаза гидравлического удара 150
Фильтрация скорость 109
Фильтрация 28, 106
Флотбет плотины 108
Френкиса турбины 77

Х

Характеристики турбин 96, 97
Холостые спуски 164, 179

Ц

Цементация основания плотин 110
Цилиндрический уравнительный резервуар 194

Ч

Число часов использования установленной мощности 226

Ш

Шандорное загрязнение 118
Шахтные водоприемники 185
Шлюз 115
Шпунт 110
Шута 51

Щ

Щитовая стена 138

Э

Экономическая скорость 176
Экономические характеристики ГЭС 241, 242, 243
Экономический уклон 177
Экономическое сечение 176
Экран плотины 112
Эксплуатационные расходы ГЭС 236
Энергетическая система 215
Энергетическая характеристика ГЭС 240

Редактор П. Ф. Вебер

Объем 16½ п. л., уч. авт. л. 30,2.
Л60223.

Тип. зн. в 1 печ. л. 61 000.

Подписано к печати 29/VII 1944 г.

Тираж 5000 экз.
Зак. 1364.

Набрано в 13-ой типографии треста «Полиграфкинг» ОГИЗа при СНК РСФСР.
Отпечатано в типографии Госэнергоиздата, Москва, Шлюзовая наб., 10.